

EFFECTOS MACRO-SECTORIALES DE LA ELIMINACIÓN DEL SUBSIDIO IMPLÍCITO AL GAS  
PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BOLIVIA

Author(s): Javier Aliaga Lordemann, Luis Salinas San Martin and Leonardo Betanzos Saravia  
Institute for Advanced Development Studies (2026)

Stable URL: <https://www.jstor.org/stable/resrep79480>

Accessed: 18-06-2026 14:57 UTC

---

JSTOR is a not-for-profit service that helps scholars, researchers, and students discover, use, and build upon a wide range of content in a trusted digital archive. We use information technology and tools to increase productivity and facilitate new forms of scholarship. For more information about JSTOR, please contact [support@jstor.org](mailto:support@jstor.org).

Your use of the JSTOR archive indicates your acceptance of the Terms & Conditions of Use, available at <https://about.jstor.org/terms>



JSTOR

*Institute for Advanced Development Studies* is collaborating with JSTOR to digitize, preserve and extend access to this content.

**INSTITUTO DE ESTUDIOS AVANZADOS EN DESARROLLO**



**EFFECTOS MACRO-SECTORIALES DE LA ELIMINACIÓN DEL SUBSIDIO  
IMPLÍCITO AL GAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BOLIVIA**

**Por:**

**Javier Aliaga Lordemann  
Luis Salinas San Martín  
Leonardo Betanzos Saravia**

Serie Documentos de Trabajo sobre Desarrollo

No. 4/2026

La Paz, mayo 2026

Las opiniones expresadas en este documento les pertenecen a sus autores y no necesariamente reflejan la posición oficial de las instituciones auspiciadoras ni de la Fundación INESAD (Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo). Los derechos de autor le pertenecen al autor y/o a las instituciones auspiciadoras, si las hubiere. El documento solamente puede ser descargado para uso personal.

Los autores agradecen los comentarios de Reinhard Goetz experto en modelamiento energético; y Francis Lodwel experto internacional en reformas del sector eléctrico.



## Efectos macro sectoriales de eliminar el subsidio implícito al gas para la generación eléctrica en Bolivia\*

Javier Aliaga Lordemann\*\*

Luis Salinas San Martín\*\*\*

Leonardo Betanzos Saravia\*\*\*\*

### Resumen

El documento presenta un primer ejercicio para analizar los efectos macroeconómicos y sectoriales de eliminar el subsidio implícito al gas destinado a la generación eléctrica en Bolivia. Para ello, utiliza un modelo simple de corto plazo tipo **2STAGE-E estático de Equilibrio General Computable (CGE)**, calibrado con una **Matriz de Contabilidad Social (SAM)**, y simula escenarios de retiro gradual y total del subsidio.

El ejercicio se organiza en dos bloques complementarios. El primero mide el costo de oportunidad del subsidio y sus efectos sobre inflación, consumo, PIB y sectores productivos. El segundo evalúa cómo distintos precios del gas se trasladan a la tarifa eléctrica bajo escenarios de demanda constante y demanda flexible.

El análisis distingue dos precios de referencia del gas. El primero corresponde a un precio máximo regulatorio o de transición, en el que el precio del gas aumenta de **1,30 US\$/KPC** a aproximadamente **3,25–3,35 US\$/KPC**. Este caso representa un ajuste parcial del subsidio y genera un aumento de la tarifa regulada cercano al **30%**, lo que permite identificar un primer umbral de reforma. El segundo precio de referencia es **6,60 US\$/KPC o US\$/MMBtu**, utilizado como aproximación al costo de oportunidad del gas. Este valor representa un escenario de sinceramiento económico completo. Además, el bloque tarifario incorpora dos casos adicionales: la convergencia a costo de generación, asociada a un costo térmico cercano a **60 US\$/MWh**, y un escenario de importación de gas, que evalúa el riesgo de que el país deba importar gas natural para generación eléctrica en los próximos años.

---

\* Los hallazgos, interpretaciones y conclusiones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente los puntos de vista del Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo (INESAD), de su Directorio, ni de las instituciones que lo apoyan o financian.

\*\* Es investigador senior asociado a INESAD en temas de economía energética, cambio climático y agricultura. (jaliaga@inesad.edu.bo)

\*\*\* Es Ingeniero Electromecánico docente de la Carrera de Ing. Electromecánica e investigador senior en la Universidad Privada Boliviana (UPB). (salinasm@hotmail.com)

\*\*\*\* Es asistente de investigación de INESAD. (lbetanzos@inesad.edu.bo)

A nivel macroeconómico, los resultados muestran que, con un retiro del subsidio de **25%**, la tarifa eléctrica aumenta **13,9%**, el IPC sube **1,3%**, el consumo real de los hogares cae **1,5%** y el PIB real agregado se reduce **0,4%**. Cuando el precio del gas se acerca a **3,25–3,35 US\$/KPC**, la tarifa aumenta alrededor de **30%**. Con un precio de referencia de **6,60 US\$/KPC**, equivalente a un retiro de **50%**, el precio del gas llega a **3,95 US\$/KPC**, la tarifa eléctrica aumenta **27,7%**, el IPC sube **2,7%**, el consumo de los hogares cae **3,1%** y el PIB real se reduce **0,9%**. Finalmente, con un retiro de **100%** respecto al precio de **6,60 US\$/KPC**, la tarifa eléctrica aumenta **55,5%**, el IPC sube **5,4%**, el consumo real de los hogares cae **6,1%** y el PIB real agregado se contrae **1,8%**. Los escenarios de importación muestran que, si el país debe recurrir a gas importado para sostener la generación térmica, la tarifa podría enfrentar presiones mucho mayores, superiores al **76%**.

A nivel sectorial, el impacto directo más fuerte se observa en electricidad y agua, cuyo PIB cae **13,7%** en el escenario de retiro total. Sin embargo, la manufactura aparece como el sector más relevante y vulnerable por su intensidad eléctrica, su dependencia de insumos intermedios y su exposición al mercado interno. En este escenario, la manufactura registra un aumento de precios de **4,2%** y una caída del PIB sectorial de **2,2%**. También se observan impactos relevantes en minería e hidrocarburos, transporte y logística, construcción, y comercio y otros servicios, lo que confirma el carácter transversal del shock eléctrico.

El documento concluye que la eliminación del subsidio debería aplicarse de forma gradual y acompañarse de medidas de mitigación. Entre las principales recomendaciones se encuentran: sustituir el subsidio universal por protección focalizada aguas abajo; rediseñar la estructura tarifaria con bloques de consumo diferenciados; proteger a los hogares vulnerables mediante una tarifa social fortalecida; establecer tratamientos transitorios para sectores electrointensivos; impulsar la eficiencia energética, la gestión de demanda, la reducción de pérdidas, las energías renovables, el almacenamiento y la generación distribuida; y crear un fondo de transición energética y compensación productiva con trazabilidad explícita.

**Código JEL:** Q43, Q48, D58, H23

**Palabras clave:** Subsidio energético, modelo CGE, SAM, generación eléctrica, política de precios, Bolivia.

## Abstract

The document presents a first exercise aimed at assessing the macroeconomic and sectoral effects of eliminating the implicit subsidy on natural gas used for electricity generation in Bolivia. To this end, it uses a simple short-run, static **2STAGE-E Computable General Equilibrium (CGE)** model, calibrated with a **Social Accounting Matrix (SAM)**, and simulates scenarios involving both gradual and full subsidy removal.

The exercise is structured around two complementary blocks. The first estimates the opportunity cost of the subsidy and its effects on inflation, consumption, GDP, and productive sectors. The second assesses how different natural gas prices are passed through to electricity tariffs under constant-demand and flexible-demand scenarios.

The analysis distinguishes between two reference gas prices. The first corresponds to a regulatory or transitional price cap, under which the gas price increases from **US\$1.30/KPC** to approximately **US\$3.25–3.35/KPC**. This case represents a partial adjustment of the subsidy and leads to an increase in the regulated electricity tariff of around **30%**, thereby identifying a first reform threshold. The second reference price is **US\$6.60/KPC** or **US\$/MMBtu**, used as an approximation of the opportunity cost of gas. This value represents a full economic price-alignment scenario. In addition, the tariff block includes two further cases: convergence to generation cost, associated with a thermal generation cost close to **US\$60/MWh**, and a gas import scenario, which assesses the risk that the country may need to import natural gas for power generation in the coming years.

At the macroeconomic level, the results show that, with a **25%** subsidy removal, the electricity tariff increases by **13.9%**, the CPI rises by **1.3%**, real household consumption falls by **1.5%**, and aggregate real GDP declines by **0.4%**. When the gas price approaches **US\$3.25–3.35/KPC**, the electricity tariff increases by around **30%**. With a reference price of **US\$6.60/KPC**, equivalent to a **50%** subsidy removal, the gas price reaches **US\$3.95/KPC**, the electricity tariff increases by **27.7%**, the CPI rises by **2.7%**, household consumption falls by **3.1%**, and real GDP declines by **0.9%**. Finally, with a **100%** removal relative to the **US\$6.60/KPC** reference price, the electricity tariff increases by **55.5%**, the CPI rises by **5.4%**, real household consumption falls by **6.1%**, and aggregate real GDP contracts by **1.8%**. The import scenarios show that, if the country must rely on imported gas to sustain thermal power generation, electricity tariffs could face much stronger upward pressure, exceeding **76%**.

At the sectoral level, the strongest direct impact is observed in the electricity and water sector, whose GDP falls by **13.7%** under the full-removal scenario. However, manufacturing emerges as the most relevant and vulnerable sector from a macroeconomic perspective, due to its electricity intensity, dependence on intermediate inputs, and exposure to the domestic market. In this scenario, manufacturing records a **4.2%** increase in prices and a **2.2%** decline in sectoral GDP. Significant impacts are also observed in mining and hydrocarbons, transport and logistics, construction, and trade and other services, confirming the cross-cutting nature of the electricity price shock.

The document concludes that subsidy removal should be implemented gradually and accompanied by mitigation measures. The main recommendations include replacing the universal upstream subsidy with targeted downstream protection; redesigning the tariff structure through differentiated consumption blocks; protecting vulnerable households through a strengthened social tariff; establishing transitional arrangements for electricity-intensive sectors; promoting energy efficiency, demand-side management, loss reduction, renewable energy, storage, and distributed generation; and creating an energy transition and productive compensation fund with explicit traceability.

**JEL Codes:** Q43, Q48, D58, H23

**Key words:** Energy subsidy, CGE model, SAM, electricity generation, pricing policy, Bolivia.

## Introducción

El subsidio implícito al gas natural destinado a la generación eléctrica constituye uno de los mecanismos más relevantes, pero también menos transparentes, de intervención en la estructura de precios relativos de la economía boliviana. A diferencia de un subsidio fiscal directo, visible en el presupuesto público o en una transferencia explícita a los consumidores, este subsidio opera mediante la provisión de gas natural a la generación termoeléctrica a un precio inferior a su costo de oportunidad. Como resultado, el costo de generación de energía eléctrica se mantiene artificialmente bajo y, con ello, también la tarifa eléctrica final que enfrentan hogares, empresas y el propio sector público.

Desde un punto de vista económico, este subsidio tiene efectos que van mucho más allá del sector energético. La electricidad es un insumo transversal: participa en la producción de bienes industriales, en la operación minera, en el transporte y la logística, en el comercio urbano, en los servicios, en la construcción, en la agroindustria y, por supuesto, en el consumo final de los hogares. Por ello, cuando el precio de la energía eléctrica se modifica de manera significativa, no se altera únicamente una tarifa regulada; se altera el costo de producir, transportar, comercializar y consumir en toda la economía.

El objetivo de este documento es precisamente capturar esta propagación sistémica del shock. El principal valor de este enfoque es que permite superar dos sesgos metodológicos frecuentes en la evaluación de subsidios energéticos. El primero consiste en aislar únicamente el efecto tarifario directo, ignorando los encadenamientos en el resto de la economía. El segundo es el error opuesto: inferir consecuencias macroeconómicas generales sin una estructura analítica que conecte el shock inicial con las variables agregadas. El modelo utilizado permite tender el puente entre el shock y su efecto macroeconómico de forma explícita, pues es una herramienta analítica que permite identificar con claridad los **mecanismos de transmisión** y cuantificar **órdenes de magnitud plausibles**. En esa lógica, el retiro del subsidio implícito al gas natural destinado a la generación eléctrica se modela como un shock exógeno de costos energéticos que se transmite a precios, ingresos reales, demanda y producción sectorial.

Para entender la relevancia macroeconómica del mecanismo basta observar algunos datos del sector eléctrico.

Históricamente, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha tenido una alta dependencia térmica<sup>1</sup>. Para el 2022, UDAPE señala que la generación termoeléctrica representaba el 65.6% del total, seguido de generación hidroeléctrica con un 28.2%. Debido a esto, el sector eléctrico se consolida como el mayor demandante de gas natural, llegando a consumir un máximo de alrededor 1.800 MMm<sup>3</sup> el 2016 (Di Sbroiavacca & Sagardoy, 2025). Las centrales de generación eléctrica adquieren este combustible a un precio regulado de 1,3 \$/MMm<sup>3</sup> hace más de 20 años, mientras que el precio en el mercado internacional ronda en la actualidad los 6-8 \$/MMm<sup>3</sup> (CBE, 2025). Esta extensa brecha afecta no solo al sector, sino a

---

<sup>1</sup> La dependencia no solo se refleja en materia de energía eléctrica (MWh) adquirida en el mercado, sino también en potencia eléctrica (MW) que ofrecen los generadores, la cual no se reduce por la presencia de energías renovables en el sistema ya que las mismas no pueden garantizar potencia firme en el mercado.

toda la economía que utiliza energía eléctrica como insumo intermedio, por lo cual, evaluar los efectos de la eliminación de este subsidio con un modelo SAM/CGE cobra especial relevancia.

Tras esta introducción, la Sección 2 expone los antecedentes y configuración estructural del sector eléctrico Boliviano. La sección 3 presenta una revisión de la literatura sobre subsidios energéticos. La sección 4 detalla la metodología y las ecuaciones fundamentales del modelo SAM/CGE aplicado. La sección 5 discute los resultados macroeconómicos y sectoriales bajo los escenarios de retiro parcial y total del subsidio. Finalmente, las secciones 6 y 7 presentan las conclusiones y recomendaciones.

## 1. Antecedentes del sector eléctrico boliviano

El sector eléctrico boliviano, por la cobertura que ofrece, se divide en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), los sistemas aislados (SA) y los autoprodutores. El SIN interconecta a las capitales y principales municipios del país, mientras que los SA se encargan de aquellos municipios más alejados (Velásquez & Sánchez, 2022). Adicionalmente, existen empresas con licencia para la producción de energía eléctrica para su propio consumo denominadas autoprodutores (AETN, 2025).

A partir de 1994, Bolivia reformuló la estructura del sector eléctrico fundamentado en la Ley de Capitalización 1544. Se transitó de un modelo de empresas públicas monopólicas integradas verticalmente hacia un modelo con desintegración entre las fases productivas de generación, transmisión y distribución eléctrica. Bajo este modelo, los activos de la fase de generación fueron capitalizados, y las fases de transmisión y distribución fueron privatizadas. Para regular el sector eléctrico se establece la creación de la Superintendencia de Electricidad (SE), como parte del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), con facultad para otorgar licencias a la generación y transmisión y concesiones a la distribución eléctrica, además de la aprobación de tarifas de precio tope. Por otro lado, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) se estableció como la entidad encargada de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la operación de la red del SIN (CAF, 2004).

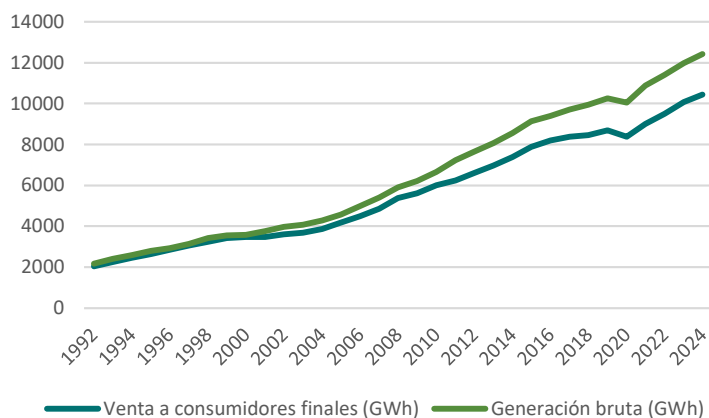
En 2009, por Decreto Supremo N°0071 de 9 de abril de 2009, las funciones de las superintendencias pasan a nuevas instituciones encargadas de cada sector denominadas Autoridades de Fiscalización y Control Social. Para el caso del sector de electricidad se estableció la Autoridad de Fiscalización y Control social de Electricidad (AE), que posteriormente se denominaría Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) como actualmente se la conoce; la cual fiscaliza, controla, supervisa y regula el sector eléctrico en base a lo establecido en la Ley N°1604 de 21 de diciembre de 1994.

Desde la nacionalización de las empresas del sector eléctrico entre 2010 y 2012, el Estado Boliviano, a través de ENDE, ha consolidado el control de aproximadamente el 80% de la generación y el 100% de la transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Según el Plan Estratégico Institucional de ENDE 2021-2025, este modelo se fundamenta en el "cambio de la matriz energética" y la "universalización del servicio", teniendo como resultado esperado una cobertura nacional superior al 96%.

En este contexto, la evolución de la generación y el consumo final de electricidad ha mostrado un crecimiento sostenido desde 1992, como se observa en el **Gráfico 1**. A partir del año 2000, la generación

bruta creció más que el consumo eléctrico, mostrando la capacidad del sector para poder absorber aumentos de demanda y asegurar el abastecimiento a los usuarios.

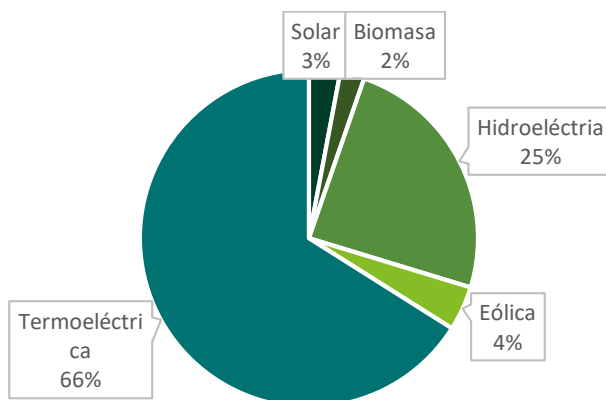
**Gráfico 1 Generación y venta de electricidad (GWh)**



*Fuente: Elaboración propia con base en AETN (2025).*

De acuerdo con los reportes de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN, 2025) en el ámbito de la generación eléctrica, el mayor porcentaje de la potencia instalada en el SIN hasta 2024 corresponde a las centrales termoeléctricas, las cuales utilizan gas natural o diésel en su proceso productivo. Para 2024 la generación bruta del SIN alcanzó los 11.689,3 GWh, cuya composición por tecnología de generación se observa en el **Gráfico 2**.

**Gráfico 2 Composición de la Generación Bruta del SIN**

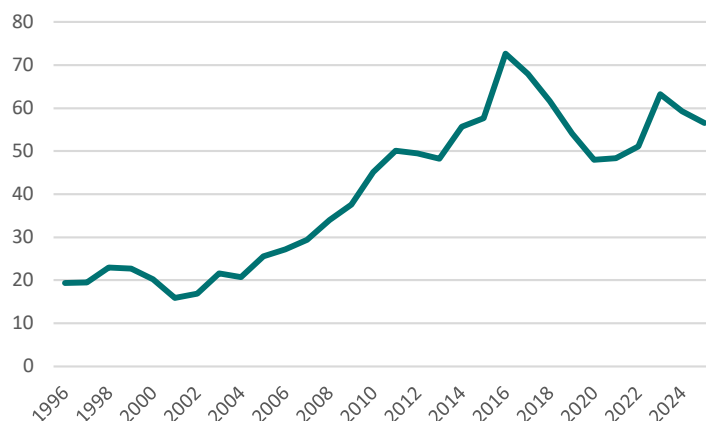


*Fuente: Elaboración propia con base en AETN (2025).*

Cabe denotar que la producción de energía eléctrica en base a unidades generadoras a diésel fue cero en este periodo, por lo que toda la generación termoeléctrica corresponde a unidades que emplearon gas natural. La concentración del 66% de la generación eléctrica a base de gas natural es lo que coloca al sector eléctrico como el principal consumidor de gas en todo el país. Esta es una situación crítica, que alarma al sector ya que además las unidades generadoras termoeléctrica de ciclo simple alcanzan eficiencias entre

el 30% y 35%, mientras que las correspondientes a ciclos combinados rondan entre en el 50% y 55% (UDAPE, 2022). El **Gráfico 3** muestra el consumo del SIN de gas natural en millones de pies cúbicos que, aunque ha tenido una reducción en el periodo 2025, aún conserva una tendencia creciente para el periodo 2000-2025.

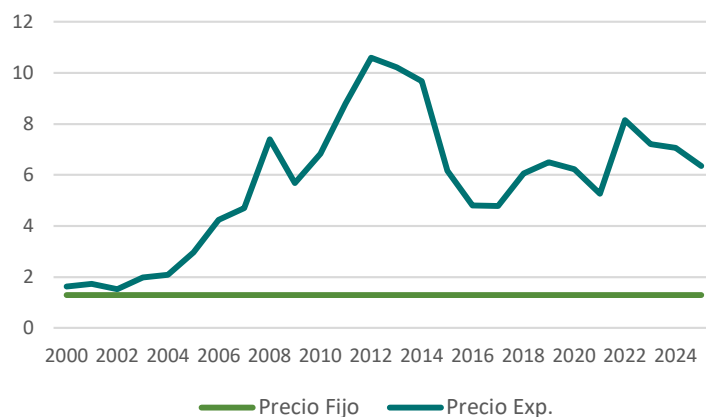
**Gráfico 3 Consumo de gas natural del SIN en Millones de pies cúbicos**



Fuente: Elaboración propia con base en AETN (2025) y CNDC (2025).

El pilar de la estabilidad tarifaria en Bolivia es el subsidio al gas natural utilizado para la generación en centrales termoeléctricas, dado que el CNDC fija los precios de acuerdo al costo marginal de la última unidad que ingresa al mercado de distribución. Debido a esto, mientras que los precios internacionales del gas han mantenido volatilidad en el mercado internacional, el precio en boca de pozo para las termoeléctricas bolivianas se ha mantenido fijo en 1.3 dólares por millar de pies cúbicos (USD/MMPC) desde la promulgación de Decreto Supremo N°26037 en el año 2000. La brecha a lo largo de los años entre el precio fijado y el precio de exportación se observa en el **Gráfico 4**.

**Gráfico 4 Diferencia de precio fijo y de exportación del gas (USD/MMPC)**



Fuente: Elaboración propia con base en BCB (2026).

Esta diferencia en precios representa un subsidio implícito masivo, además de una renuncia a los ingresos que obtendría el Estado vendiendo ese mismo gas a precios de exportación, que en 2025 oscilaba entre 6 a 8 USD/MMm3 (CBE, 2025). La evolución del subsidio en miles de dólares se observa en el **Gráfico 5**.

**Gráfico 5 Subsidio a la generación eléctrica (Miles de USD)**



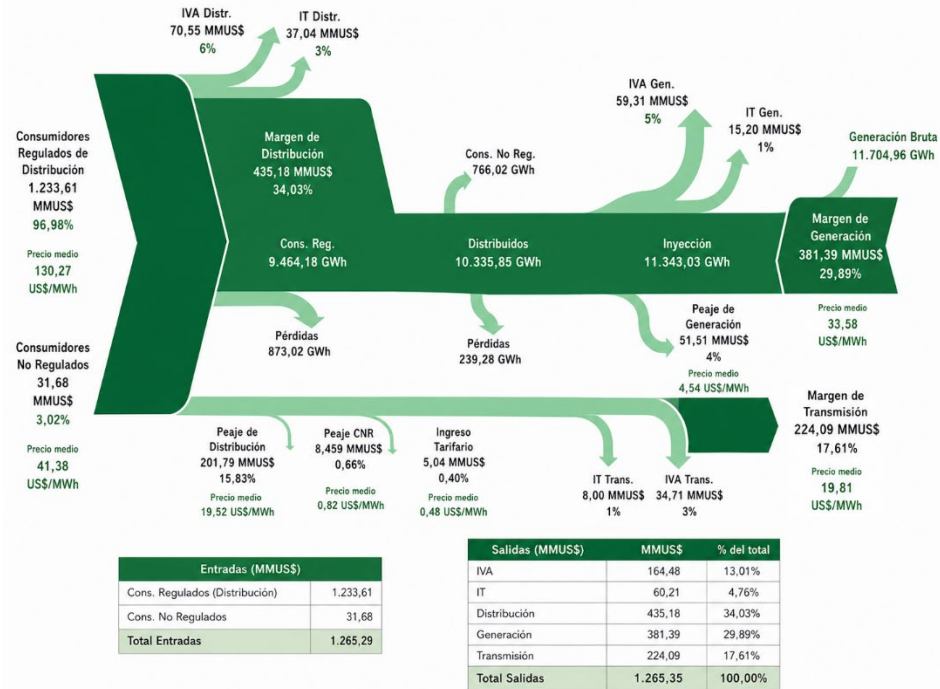
*Fuente: Elaboración propia con base en cálculos con datos del BCB (2026), AETN (2025) y CNDC (2026).*

Además del subsidio al combustible, existe un subsidio directo al consumidor final denominado Tarifa Dignidad. Según el Decreto Supremo N°28653 de 21 de marzo de 2006, los usuarios domiciliarios con consumos inferiores a 70 kWh/mes, correspondiente en teoría a familias con bajos recursos económicos, reciben un descuento del 25% en su factura. Este mecanismo, aunque socialmente efectivo, añade presión financiera al mercado eléctrico ya que es financiado por las propias empresas eléctricas de toda la cadena (Generación, Transmisión y Distribución).

### 1.1. Análisis de flujos estructurales del sistema eléctrico

En esta sección, se hace un análisis del diagrama Sankey para la matriz eléctrica boliviana para el año 2024. El **Gráfico 6** muestra cómo se reparte el costo económico del sistema eléctrico, vinculando flujos físicos de energía en GWh con flujos monetarios en MMUS\$.

**Gráfico 6 Diagrama Sankey de la matriz eléctrica boliviana 2024**



Fuente: Elaboración propia a partir de Zannier 2026; y estimaciones de Aliaga 2023 con recalcu de cifras finales en base a CNDC (Memoria Anual 2024 y estadísticas del MEM) y AETN (Anuario Estadístico Histórico 2024).

La entrada principal proviene de los **consumidores regulados de distribución**, con **1.233,61 MMUS\$**, que representan el **96,98%** del total de ingresos considerados. Esto indica que el sistema depende casi totalmente de los usuarios regulados para financiar la cadena eléctrica. En contraste, los **consumidores no regulados** aportan apenas **31,68 MMUS\$**, una proporción muy reducida.

El precio medio asociado al consumidor regulado es de **130,27 US\$/MWh**, mientras que el de los no regulados es **41,38 US\$/MWh**. Esta diferencia sugiere que los usuarios regulados enfrentan una carga tarifaria superior, porque dentro de su tarifa están incorporados costos de distribución, transmisión, generación, impuestos, pérdidas y peajes. Esto puede revelar un problema de asignación de costos, donde el usuario regulado soporta una parte significativa del financiamiento del sistema.

El componente de **distribución** es el bloque económico más importante, donde el margen de distribución es de **435,18 MMUS\$**, equivalente al **34,03%** de las salidas totales. Esto lo convierte en el rubro de mayor peso relativo dentro de la estructura de costos, incluso por encima de generación y transmisión.

El flujo físico muestra un consumo regulado de **9.464,18 GWh**, pero también registra **pérdidas de 873,02 GWh**, que es relevante. Estas pérdidas pueden ser técnicas, por limitaciones físicas de la red, o no técnicas, por errores de medición, conexiones irregulares, fraude o problemas comerciales.

Cuando se comparan las pérdidas con el volumen de energía consumida, se observa que el sistema de distribución estaría generando una pérdida importante antes de llegar al usuario final del 9%

aproximadamente. Esto representa un problema operativo y financiero, porque la energía perdida igual debe ser generada, transportada y pagada por alguien. En la práctica, si esas pérdidas están reconocidas en tarifa, terminan trasladándose a los consumidores; si no están plenamente reconocidas, deterioran la situación financiera de las distribuidoras.

La energía distribuida alcanza un valor de **10.335,85 GWh** de los cuales **766,02 GWh están asociados al consumo no regulado**, y **9,464.18 GWh** al consumo regulado aproximadamente. Si a la energía distribuida se le añaden las pérdidas de distribución (873.02 GWh) y las de transmisión (239.28 GWh) se obtiene la energía inyecta al sistema eléctrico por los generadores que ronda los 11,343.09 GWh. Como puede verse, el sistema eléctrico no es lineal y tampoco simple: existen flujos de energía generada que sufre pérdidas en su camino a los centros de consumo, donde se distribuye entre usuarios regulados y no regulados.

Un problema es la transparencia en la asignación de esas pérdidas entre usuarios regulados y no regulados. Cuando los consumidores no regulados pagan un precio mucho menor que el de los regulados, habría que revisar si están cubriendo adecuadamente los costos de red, pérdidas, servicios complementarios, transmisión y cargos asociados. Los consumidores no regulados tienen una participación económica baja frente a su interacción física con el sistema, lo que puede generar subsidios cruzados implícitos o una distribución desigual de cargas.

En el caso de la **generación**, se tiene una generación bruta de **11.704,96 GWh** y una inyección de **11.343,03 GWh**. La diferencia está asociada a pérdidas o consumos propios del sistema de generación. El margen de generación alcanza **381,39 MMUS\$**, equivalente aprox. al **30%** de las salidas, con un precio medio de **33,58 US\$/MWh**. Este valor es mucho menor que el precio medio pagado por los consumidores regulados, lo que confirma que el costo final al usuario no está explicado únicamente por la energía generada. En tal sentido, convendría identificar cual es el aporte de la potencia firme garantizada en el margen de generación que es un valor que no depende del costo del combustible como tal y está relacionado al pago por la inversión en generación realizada.

Entre el costo de generación y la tarifa final se agregan cargos de distribución, transmisión (peajes e ingresos tarifarios) e impuestos. Desde el punto de vista económico, esto permite identificar una brecha importante entre el costo de producir energía y el costo de entregarla al consumidor final. Transportar y distribuir electricidad tiene costos reales, pero es necesario verificar si los márgenes reconocidos a generación, distribución y transmisión son eficientes, si reflejan costos reales y si incentivan mejoras de productividad.

La **transmisión** representa **224,09 MMUS\$**, equivalente al **18%** de las salidas, con un valor medio de **19,81 US\$/MWh**. Aunque pesa menos que distribución y generación, sigue siendo un componente significativo del costo final. El sistema tiene peajes de generación por **51,51 MMUS\$**, peajes de distribución por **201,79 MMUS\$**, peaje CNR de **8,459 MMUS\$** e ingreso tarifario de **5,04 MMUS\$ relacionado a las pérdidas del sistema**. Estos montos forman parte de la estructura que explica la tarifa. Un problema es la complejidad del sistema de cargos: cuando existen muchos márgenes, impuestos, compensaciones y peajes asignados a generadores y distribuidores sin un criterio técnico-económico claro, se vuelve más difícil evaluar quién paga qué, quién se beneficia y dónde hay ineficiencias.

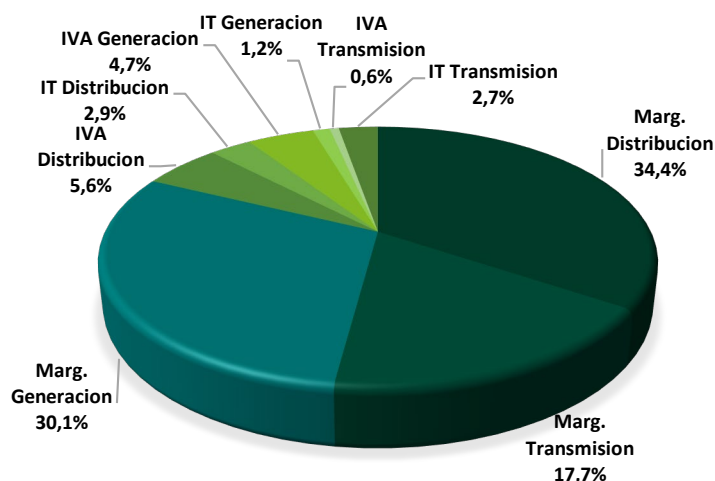
Los impuestos también tienen un peso considerable, el **IVA es de 164,48 MMUS\$,** equivalente al **13%**, e **IT por 60,21 MMUS\$,** equivalente al **5%**. Sumados, los impuestos representan **224,71 MMUS\$,** prácticamente el mismo orden de magnitud que la transmisión. Esto significa que una parte importante de lo que paga el consumidor no financia directamente infraestructura, operación, generación ni mantenimiento eléctrico, sino recaudación fiscal, lo que encarece la tarifa final. La desagregación de IVA e IT en distribución, generación y transmisión muestra que la carga tributaria atraviesa toda la cadena de producción y consumo de electricidad. Si el objetivo de política pública fuera reducir tarifas sin afectar la sostenibilidad técnica del sistema, una opción es revisar el tratamiento tributario de la electricidad, especialmente para usuarios vulnerables o sectores productivos sensibles.

Otro de los principales problemas detectados es la **asimetría entre usuarios regulados y no regulados**. El consumidor regulado paga un precio medio mucho más alto, **130,3 US\$/MWh,** mientras que el consumo no regulado aparece con **41,38 US\$/MWh**. Esta diferencia puede explicarse por la naturaleza de los contratos, el acceso al mercado mayorista o la exclusión de ciertos cargos, pero también puede ser señal de un diseño tarifario desigual. Cuando los usuarios no regulados utilizan infraestructura de distribución o transmisión, pero no pagan proporcionalmente todos los costos asociados, entonces el sistema podría estar trasladando cargas hacia los usuarios regulados. Los usuarios regulados suelen incluir hogares, pequeños comercios y consumidores sin capacidad de negociación directa. Por tanto, desde una perspectiva de equidad y eficiencia, el gráfico sugiere la necesidad de revisar si la separación entre consumidores regulados y no regulados está bien definida, si la metodología de cálculo de tarifas de electricidad presenta variables que permiten añadir elementos de eficiencia en su diseño y si los cargos de acceso a redes son suficientes.

Otro problema importante son las **pérdidas eléctricas: 873,02 GWh** en el ámbito de consumo regulado/no regulado, **239,3 GWh** en la red de transmisión y **362,4 GWh** cerca de la red de inyección/generación. La suma de estas pérdidas sugiere que una proporción significativa de energía se pierde antes de convertirse en consumo facturado. Estas pérdidas tienen un doble efecto negativo: por un lado, obligan a generar más energía de la que finalmente se consume; por otro, elevan los costos que deben recuperarse vía tarifa, margen o subsidio. Cuando las pérdidas de distribución son principalmente técnicas, el problema apunta a inversión en redes, transformadores, mantenimiento y modernización. Cuando son no técnicas, el problema apunta a gestión comercial, medición, fiscalización y reducción de fraude. En ambos casos, las pérdidas son una señal de ineficiencia que debería tener prioridad en cualquier plan de mejora del sector.

Existe un posible problema de **concentración del costo en distribución;** el margen de distribución de **435,18 MMUS\$** es el componente más alto de las salidas, con más de **34%** (véase, **Gráfico 7**), mientras que generación representa **30%** y transmisión **18%**. Una lectura técnica es que la distribución requiere una alta remuneración porque es intensiva en red, tiene muchos usuarios, enfrenta pérdidas, mantenimiento y expansión. Pero una lectura crítica es que el componente de distribución estaría absorbiendo costos excesivos, ineficiencias o márgenes que deben ser revisados por el regulador al momento de definir las tarifas de distribución. Es necesario comparar el margen con indicadores como calidad del servicio, duración y frecuencia de interrupciones, inversiones ejecutadas, pérdidas reconocidas versus reales, cobertura, productividad laboral y eficiencia operativa. Sin evaluar esos indicadores, se identifica el síntoma económico, pero no se puede evaluar sí el margen es justo o excesivo.

**Gráfico 7 Porcentaje de participación del monto pagado por consumidores Regulados y No Regulados en cada eslabón de la cadena de electricidad**



Fuente: Elaboración propia con base en CNDC (Memoria Anual 2024 y estadísticas del MEM) y AETN (Anuario Estadístico Histórico 2024)

## 1.2. La nueva Ley de Electricidad y los límites del subsidio

El subsidio implícito al gas natural para generación eléctrica afecta directamente el diseño de la nueva Ley de Electricidad porque define la base económica sobre la cual opera todo el sistema eléctrico. No se trata únicamente de decidir si la tarifa final sube o baja, sino de establecer qué señales de precio reciben los generadores, los distribuidores, los consumidores, los inversionistas y el propio Estado. En ese sentido, cualquier marco que busque modernizar el sector eléctrico debe resolver de forma explícita el tratamiento del gas subsidiado, ya que este subsidio condiciona la estructura tarifaria, la competencia entre tecnologías, la sostenibilidad financiera del sistema, la transición energética, la protección social afectando los siguientes conceptos:

- a) La **formación de precios de generación**: las centrales termoeléctricas compran gas a un precio inferior a su costo de oportunidad, el costo variable de generación térmica queda artificialmente reducido. Esto tiene consecuencias importantes sobre el despacho eléctrico, porque las tecnologías a gas aparecen como más baratas de lo que realmente son desde una perspectiva económica.
- b) La **tarifa eléctrica final**. El precio bajo del gas reduce el costo de generación y, por tanto, contiene la tarifa que pagan hogares, empresas y entidades públicas. Sin embargo, esta tarifa baja no necesariamente refleja el costo económico real del suministro. Si la nueva ley mantiene tarifas finales desconectadas del costo real, el sistema puede parecer accesible en el corto plazo, pero acumula distorsiones financieras, fiscales y productivas. En cambio, si la ley promueve una corrección abrupta del precio del gas, la tarifa puede subir de manera significativa y generar efectos inflacionarios, distributivos y sectoriales.

- c) El **diseño tarifario y la política social del sector eléctrico**: si el gas subsidiado beneficia a todos los usuarios por igual, entonces hogares vulnerables, hogares de altos ingresos, comercios, industrias, minería y grandes consumidores reciben indirectamente una transferencia implícita. Esto puede ser regresivo, porque no necesariamente protege más a quienes más lo necesitan. Una nueva ley debería permitir sustituir gradualmente el subsidio universal aguas arriba —es decir, el subsidio al combustible usado por la generación— por mecanismos aguas abajo más focalizados, como una tarifa social fortalecida, bloques de consumo diferenciados, compensaciones explícitas a hogares vulnerables y reglas claras para grandes consumidores.
- d) La **competitividad de los sectores productivos**. La electricidad es un insumo transversal y su precio incide en los costos de manufactura, minería, transporte, comercio, servicios, agroindustria y construcción. Si el subsidio se elimina sin medidas de transición, los sectores electrointensivos pueden enfrentar mayores costos, menor competitividad y caída de producción. Pero si el subsidio se mantiene indefinidamente, estos sectores pueden operar sobre una señal artificialmente baja de energía, reduciendo los incentivos para invertir en eficiencia energética, autogeneración, cogeneración o modernización tecnológica. Por eso, una nueva ley debería prever esquemas transitorios para sectores vulnerables, pero condicionados a metas de eficiencia, reducción de consumo específico.
- e) El subsidio tiene efectos sobre la **inversión privada y la transición energética**. Cuando el gas barato domina la formación de costos del sistema, las energías renovables compiten contra una tecnología térmica que no internaliza plenamente el costo económico del combustible. Esto puede frenar la entrada de proyectos renovables, almacenamiento, soluciones híbridas y generación distribuida. Una nueva ley de electricidad debería corregir esta distorsión creando reglas de competencia más transparentes entre tecnologías. Esto puede incluir subastas de energía y potencia, contratos de largo plazo, mecanismos de remuneración por confiabilidad, servicios complementarios, acceso abierto a redes, medición neta o facturación neta para generación distribuida, y reglas claras para almacenamiento.
- f) La **sostenibilidad financiera del sistema eléctrico**. Aunque el subsidio no aparezca necesariamente como una transferencia directa en el presupuesto, representa un costo económico para el país. El gas vendido barato a la generación eléctrica podría tener usos alternativos, como exportación, venta a otros sectores, industrialización o ahorro de reservas. Por tanto, el subsidio implica una pérdida de ingreso potencial o un costo de oportunidad para el Estado. Una nueva ley debería hacer explícito quién financia ese costo, cómo se registra, durante cuánto tiempo se mantiene y bajo qué condiciones se reduce.
- g) El **modelo institucional y regulatorio**. Si el precio del gas, el despacho, la tarifa y las compensaciones no están coordinados, se generan tensiones entre el regulador eléctrico, las empresas generadoras, las distribuidoras, YPF, el Ministerio de Hidrocarburos, el Ministerio de Energía, el Ministerio de Economía y los consumidores. Una nueva ley debería establecer responsabilidades institucionales claras: quién define el precio del gas para generación, quién calcula el costo económico, quién

aprueba la tarifa, quién financia las compensaciones, quién monitorea los impactos y quién revisa la senda de transición.

- h) La **estructura del mercado eléctrico**. En un sistema con fuerte dependencia térmica, el precio del gas influye sobre el costo marginal de generación y, por tanto, sobre la forma en que se ordenan las tecnologías en el despacho. Si el gas está artificialmente barato, el mercado no revela adecuadamente qué tecnologías son más eficientes desde el punto de vista económico. Una nueva ley podría aprovechar la reforma para revisar el diseño del mercado mayorista, introducir subastas competitivas, mejorar los mecanismos de contratación, separar con mayor claridad energía, potencia y servicios complementarios, y establecer señales horarias o estacionales que incentiven eficiencia y gestión de demanda.
- i) La **equidad territorial y la distribución regional de costos**. La electricidad no se consume ni se produce de manera homogénea en todo el país. Algunas regiones pueden depender más de ciertos sistemas de distribución, tener mayor presencia industrial, mayor demanda residencial o mayores pérdidas técnicas y no técnicas. Si la nueva ley modifica el tratamiento del gas subsidiado, los impactos pueden variar por región, categoría tarifaria y tipo de usuario. Por ello, la ley debería prever mecanismos de transición territorial, criterios de solidaridad, reducción de pérdidas, fortalecimiento de distribuidoras y mejora de calidad del servicio.
- j) La **economía política de la reforma eléctrica**. Una tarifa artificialmente baja genera beneficiarios visibles, mientras que los costos del subsidio son menos transparentes. Cuando se intenta corregir el precio, los usuarios perciben inmediatamente el aumento tarifario, aunque antes ya existiera un costo económico oculto. Esto significa que una nueva ley de electricidad no puede limitarse a criterios técnicos; debe incorporar gradualidad, comunicación pública, trazabilidad de recursos y mecanismos de compensación.

En términos de diseño normativo, la nueva ley debería incluir un capítulo específico sobre **transición tarifaria, subsidios y sostenibilidad del sistema eléctrico**. Este capítulo debería establecer que los subsidios energéticos deben ser explícitos, temporales, financiados, auditables y focalizados. También debería permitir que el regulador aplique sendas graduales de ajuste, revise impactos macroeconómicos y sectoriales, y active mecanismos de compensación para hogares vulnerables y sectores estratégicos. De esa forma, el país podría pasar de un subsidio implícito, generalizado y poco transparente a un sistema más moderno, donde los precios reflejen mejor los costos, pero sin abandonar los objetivos de acceso, equidad y desarrollo productivo. Finalmente, es importante que todas esas ideas y el contenido e intención de la nueva Ley de Electricidad no podrán ser realizables si es que no se acompaña con una modificación parcial de la Constitución Política del Estado que añada racionalidad a la misma

## 2. Revisión de literatura

La literatura sobre subsidios a la electricidad y a los insumos usados para generarla converge en una idea central: estas políticas no solo modifican tarifas, sino que alteran precios relativos, incentivos de inversión,

decisiones tecnológicas y distribución del ingreso. En los trabajos de síntesis del FMI y del Banco Mundial, los subsidios energéticos aparecen como instrumentos que pueden perseguir objetivos sociales o de estabilización, pero que suelen generar costos fiscales, asignación ineficiente de recursos y sesgos regresivos cuando no están bien focalizados (Clements et al., 2013; Coady et al., 2015; Vagliasindi, 2012; Inchauste & Victor, 2017).

Una regularidad empírica es que el problema raramente se agota en el usuario residencial. Trimble et al. (2016), Gelan (2018), Jia y Lin (2021) y Wu et al. (2023) muestran que la electricidad suele combinar subsidios directos al consumo, subsidios cruzados entre categorías tarifarias y subsidios implícitos en la cadena de suministro, especialmente cuando el combustible de generación se vende por debajo de su costo económico. En esas condiciones, la tarifa final observada deja de ser una buena señal de escasez relativa y la reforma de subsidios energéticos deja de ser una simple decisión tarifaria: pasa a involucrar estructura productiva, distribución del ingreso y transición tecnológica Gelan (2018).

Esta complejidad genera, por un lado, una amplia discusión sobre la justificación de la reforma de subsidios desde una perspectiva económica, dado que tienden a abaratar artificialmente el consumo corriente, pero al mismo tiempo reducen señales de ahorro energético, distorsionan la estructura productiva y desincentivan inversión en oferta eficiente y tecnologías limpias (Coady et al., 2015; Vagliasindi, 2012; Lin y Jiang, 2011; Lin y Li, 2012). Por otra parte, hay quienes enfatizan la economía política de la reforma. Inchauste y Victor (2017), Rentschler y Bazilian (2017), así como varios estudios de caso incluidos en la obra editada por el Banco Mundial, muestran que la persistencia de los subsidios no puede explicarse solo por errores técnicos: responde a coaliciones distributivas, marcos institucionales débiles y al hecho de que los beneficiarios visibles del subsidio suelen estar mejor organizados que los ganadores potenciales de la reforma.

La evidencia comparada para República Dominicana, Ghana, Indonesia y Jordania sugiere que las reformas exitosas combinan gradualismo, mecanismos de compensación focalizada y estrategias de comunicación creíbles, más que simples correcciones abruptas de precios (Gallina et al., 2017; Addo et al., 2017; Beaton et al., 2017; Inchauste & Serajuddin, 2017).

Metodológicamente, esta complejidad de los efectos explica el peso creciente de los modelos de equilibrio general computable (CGE) y de las matrices de contabilidad social (SAM) en la evaluación de reformas energéticas. Como señala la revisión del Banco Mundial (Njinkeu et al., 2023) los CGE son especialmente útiles cuando el shock energético afecta simultáneamente consumo, costos intermedios, precios sectoriales, finanzas públicas, comercio y bienestar. En ese marco, los resultados dependen de elementos como el cierre macroeconómico, las elasticidades, la forma de pass-through y, sobre todo, el uso que el Estado haga del ahorro fiscal derivado de la reforma (Roos & Adams, 2020; Manzoor et al., 2012; Karami et al. (2012)). Los modelos CGE son más informativos precisamente porque captan estos efectos de equilibrio general y de segunda vuelta (Njinkeu et al., 2023).

Para Bolivia, la literatura es más escasa, pero existe un núcleo identificable. En el plano del subsidio explícito al consumidor, Espinoza y Jiménez (2012) estudian la Tarifa Dignidad destacando que presenta problemas de focalización y de inclusión/exclusión. Por tanto, el debate de subsidios eléctricos no se limita a eficiencia económica, sino que está ligado a cobertura, equidad y diseño institucional del acceso.

Más directamente vinculado con el problema de la generación, Tapia Herbas (2013) y analizan la determinación de un precio adecuado del gas natural para el sector eléctrico boliviano. Advierten que el precio administrado y subvaluado del gas entregado a las termoeléctricas desincentiva la inversión en alternativas eficientes, como la generación hidroeléctrica. Estos resultados desplazan la atención desde el usuario final hacia el precio del insumo energético primario.

Este sesgo hacia la termoelectricidad es confirmado por investigaciones posteriores sobre la matriz y transición energética boliviana (Aliaga y Herrera, 2014); sustentado por el gas barato, dificulta la transición energética boliviana hacia energías renovables y su descarbonización (Fernandez et al., 2022). Sin embargo, como documentan Medinaceli y Velázquez (2024), esto no es un fenómeno aislado, sino que se inserta en un régimen amplio de precios hidrocarburíferos fuertemente administrados, haciendo que el análisis de la tarifa eléctrica sea incompleto si se ignora el subsidio al gas en generación.

Asimismo, Salinas San Martín (2011) establece una metodología para determinar el precio de gas natural real que elimina la distorsión en el mercado eléctrico boliviano traducida en elevados costos de generación de energía para hidroeléctricas comparados con los correspondientes a termoeléctricas. El autor genera escenarios de precios de gas natural que permitirían a empresas hidroeléctricas encarar proyectos hidroeléctricos planteados por el gobierno debido a la mejora en su rentabilidad. De la misma forma, el texto analiza el impacto que el nuevo precio de gas natural en cada escenario tendrá en las tarifas a consumidor final por categoría y para cada empresa distribuidora de Bolivia. En base a estos resultados, plantea subsidiar no el gas sino la tarifa de electricidad para las categorías residencial e industrial en baja y media tensión solamente, de forma que grandes consumidores y el comercio paguen lo que realmente cuesta producir electricidad. Finalmente, el documento muestra que esta propuesta permitiría hacer que la participación del costo de energía sobre el total que paga el consumidor final en su tarifa pase de un mero 22% a un significativo 51%, lo que permitiría diseñar programas efectivos para proliferar el uso de energías alternativas (paneles solares) en el sector domiciliario e industrial para reducir aún más las tarifas de electricidad.

En suma, la literatura internacional ofrece una base sólida para afirmar que los subsidios a la electricidad deben analizarse como fenómenos de equilibrio general, con implicaciones distributivas, productivas, fiscales y tecnológicas. La literatura boliviana, aunque más reducida, converge en tres resultados: existe evidencia sobre subsidios explícitos al consumo residencial; existe evidencia de que el precio subsidiado del gas para generación distorsiona el sector eléctrico; y existe evidencia de que esas distorsiones afectan la transición de la matriz energética. Lo que sigue faltando, sin embargo, es una integración empírica de estos elementos en un marco SAM/CGE calibrado para Bolivia que conecte subsidio implícito al gas, tarifa eléctrica, inflación, consumo, industria y PIB sectorial. Precisamente allí se ubica el principal vacío de investigación que esta agenda puede llenar.

### **3. Metodología: Simple 2STAGE-E aplicado a Bolivia**

Para poder evaluar los efectos integrales del retiro del subsidio a la generación eléctrica se emplea un Modelo de Equilibrio General Computable (CGE). En contraste con un modelo de equilibrio parcial, el enfoque adoptado permite analizar el impacto del retiro no solo como un cambio en la tarifa eléctrica,

sino como un shock que se transmite a toda la economía a través de una estructura de producción, precios, ingresos y demanda.

Este ejercicio se interpreta como la aplicación de un modelo Standard Static Applied General Equilibrium Model with Electric Sector (2STAGE-E) de corto plazo, calibrado con una Matriz de Contabilidad Social (SAM, por sus siglas en inglés) estilizada para Bolivia<sup>2</sup>. El modelo no es una reproducción completa del modelo estándar en GAMS: es una arquitectura de equilibrio general aplicado que parte de una SAM, reproduce un equilibrio inicial y luego simula shocks de política sobre sectores, precios, factores, hogares, gobierno y resto del mundo; el modelo en detalle se presenta en el **Anexo 1**.

El modelo trabaja con bloques de producción, demanda intermedia, comercio, factores, instituciones y cierre macroeconómico. En esta versión simple se priorizan los bloques estrictamente necesarios para analizar el shock energético: balance SAM, producción sectorial, formación de precios, shock al precio del gas, tarifa eléctrica y cierre vía precios, ingreso real, consumo y PIB. En una versión ampliada, el modelo puede incorporar Armington, CET de comercio exterior, múltiples hogares, inversión endógena y cierres fiscales alternativos.

### **Balance contable SAM**

Partimos de un equilibrio inicial calibrado sobre una SAM-2017 estilizada para Bolivia, presentada en el **Anexo 2** define la condición de equilibrio (1):

$$\sum_j SAM_{i,j} = \sum_j SAM_{j,i} \quad (1)$$

Esta condición establece que para cada actividad/sector  $i$  el ingreso total iguala al gasto total;  $j$  es un índice auxiliar que permite sumar todas las cuentas de la SAM: a su vez la SAM funciona como el punto de equilibrio inicial que el CGE debe reproducir antes del shock. En términos de modelación, la SAM asegura consistencia contable entre actividades, bienes, factores, hogares, gobierno, inversión y resto del mundo. Por ello, los parámetros técnicos y distributivos no se imponen arbitrariamente: se calibran para que el modelo replique la economía base antes de modificar el precio del gas.

### **Producción sectorial: Leontief de corto plazo**

En el corto plazo, por simplicidad, se asume que los sectores del nivel superior de la función de producción no pueden sustituir fácilmente la energía por otros insumos. Por lo tanto, en la ecuación (2), cada sector  $i$  combina valor agregado e insumos intermedios en una proporción fija representada por una función tipo Leontief<sup>3</sup>:

---

<sup>2</sup> El modelo 2STAGE-E ha sido desarrollado para Bolivia, inspirado en la plantilla del modelo base SATGE-t/STAG\_DEV.

<sup>3</sup> El insumo referido a la electricidad en el modelo no tiene una relación directa con el consumo del gas natural que la produce. De hecho, la energía termoeléctrica generada es una función de la cantidad de gas consumido, la eficiencia de la unidad generadora (Heat Rate), el poder calórico del combustible y los costos de operación y mantenimiento de dichas unidades. Esta situación incide en el despacho de carga realizado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en el cual se determina que unidades generadoras estarían disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un instante de tiempo dado al mínimo costo para el sistema eléctrico.

$$Q_i = \min\left(\frac{VA_i}{a_{va,i}}, \frac{INT_i}{a_{int,i}}\right) \quad (2)$$

Donde:

- $Q_i$ : Producción del sector  $i$
  - $VA_i$ : Valor agregado del sector  $i$
  - $INT_i$ : Insumos intermedios usados en el sector  $i$
- $a_{va,i}, a_{int,i}$ : Proporciones fijas de valor agregado e insumos intermedios para el sector  $i$

En una formulación completa del modelo, la producción suele representarse mediante funciones anidadas. En el nivel superior, muchos modelos aplicados utilizan relaciones de proporciones fijas entre valor agregado e insumos intermedios, mientras que en otros niveles se permite sustitución mediante funciones CES. Para este ejercicio, la elección Leontief en el nivel superior es coherente con un horizonte de corto plazo, porque las empresas no pueden sustituir rápidamente electricidad por capital, trabajo u otros insumos sin cambiar maquinaria, procesos, contratos o tecnología.

Por otro lado, la función CET<sup>4</sup> se utiliza normalmente en modelos tipo STAGE para transformar la producción entre ventas domésticas y exportaciones. La sustitución entre insumos productivos se representa más propiamente con CES<sup>5</sup>, mientras que Leontief es el caso de proporciones fijas. Sin embargo, si se parte de una familia flexible CES/CET dentro de una arquitectura STAGE, el supuesto operativo de Leontief se obtiene fijando la elasticidad de sustitución o transformación muy cercana a cero.

Las plantas industriales, mineras, comerciales y de servicios no pueden cambiar de tecnología de forma inmediata; tampoco pueden rediseñar instantáneamente su intensidad energética. Por ello, el modelo propuesto capta el efecto de primera vuelta y de corto plazo sobre costos, precios, ingreso real y producción sectorial.

Para ejercicios de sensibilidad, esta rigidez puede relajarse incorporando elasticidades positivas de sustitución en los factores de producción, especialmente entre energía, capital y otros insumos. Esta flexibilización permitiría evaluar respuestas de eficiencia energética, sustitución tecnológica, autogeneración, gestión de demanda o desplazamiento de consumo. En ese caso, el impacto sobre precios y PIB podría ser menor o redistribuirse sectorialmente, porque algunos sectores podrían adaptarse.

### **Valor agregado Cobb-Douglas**

En el nivel inferior, la ecuación (3) define que la estructura productiva se determina por la combinación de capital y trabajo con una tecnología representada por una función tipo Cobb-Douglas:

$$VA_i = A_i K_i^{\alpha_i} L_i^{1-\alpha_i} \quad (3)$$

<sup>4</sup> En una CET de transformación, una elasticidad de transformación igual a cero implica que no hay reasignación flexible, sino participaciones fijas. No existe un único coeficiente finito que haga Leontief para todas las formas funcionales; hay que especificar que la elasticidad se fija en cero, o que se usa el límite Leontief.

<sup>5</sup> En una CES estándar, esto implica una elasticidad de sustitución es cercana a cero, igual a 1 para el caso Cobb-Douglas e infinita para sustitutos perfectos; el parámetro de curvatura de la función toma el valor límite correspondiente según la parametrización usada.

Donde:

- $VA_i$ : Valor agregado del sector  $i$
- $A_i$ : Parámetro tecnológico para el sector  $i$
- $K_i$ : Capital utilizado por el sector  $i$
- $L_i$ : trabajo utilizado por el sector  $i$
- $\alpha_i$ : Peso del capital para el valor agregado del sector  $i$

La función Cobb-Douglas equivale a una CES con elasticidad de sustitución unitaria entre capital y trabajo. Esta elección simplifica la calibración y permite que el valor agregado responda a cambios de precios relativos de factores sin introducir una batería amplia de elasticidades sectoriales. En una versión STAGE más completa, el bloque de valor agregado podría especificarse como CES con elasticidades sectoriales diferenciadas, o incorporar trabajo calificado/no-calificado, capital específico, recursos naturales y energía como factor separado.

### **Formación de precios sectoriales**

Con el supuesto de beneficios cero, la ecuación (4) establece que el precio iguala al costo unitario total en cada sector:

$$P_i = a_{va,i}P_{VA,i} + \sum_j a_{ji} P_j \quad (4)$$

Donde:

- $P_i$ : Precio del sector  $i$
- $a_{va,i}P_{VA,i}$ : Costo unitario del valor agregado del sector  $i$
- $\sum_j a_{ji} P_j$ : Sumatoria de costos unitarios intermedios  $j$  para el sector  $i$
- $a_{va,i}, a_{ji}$ : Coeficientes técnicos del valor agregado y los insumos  $j$  para producir una unidad de  $i$

Esta ecuación captura el canal de transferencia de un aumento de costos sobre un aumento del precio final del sector. La condición de beneficio cero es central en modelos CGE con competencia perfecta y rendimientos constantes a escala. En este ejercicio, el aumento de la tarifa eléctrica ingresa como un mayor costo intermedio para los sectores usuarios de electricidad. La magnitud del traslado hacia precios finales depende de la intensidad eléctrica, del pass-through sectorial y de la posibilidad de absorber costos vía márgenes. En una versión más completa, el pass-through podría ser endógeno y depender de competencia, comercio exterior, poder de mercado o rigideces nominales.

### **Shock de política exógeno: precio del gas**

El retiro del subsidio al precio del gas en generación eléctrica se modela en la ecuación (5) como un precio efectivo del gas que depende del porcentaje del subsidio que se elimina:

$$P_g^1 = P_g^0 + \theta(P_g^* - P_g^0) \quad (5)$$

Donde:

- $P_g^1$ : Precio efectivo del gas destinado a generación eléctrica
- $P_g^0$ : Precio del gas destinado a generación eléctrica antes del retiro del subsidio
- $P_g^*$ : Precio del gas de mercado
- $\theta$ : Porcentaje del subsidio eliminado

El shock se introduce como un cambio exógeno en el precio efectivo del gas utilizado para generación eléctrica. Este tratamiento es consistente con escenarios de política en el cual el precio del gas es administrado o regulado, y no surge endógenamente de un mercado doméstico competitivo. El parámetro  $\theta$  permite representar escenarios de retiro gradual: 25%, 50%, 75% y 100% del diferencial entre el precio subsidiado y el precio de referencia.

El precio de referencia debe interpretarse con cuidado: se usa un precio regulatorio de transición, para evaluar una reforma parcial políticamente plausible; se usa un costo de oportunidad o precio de mercado, para medir el sinceramiento económico del subsidio. Por ello, la interpretación  $\theta$  depende de la referencia escogida: retirar 50% del subsidio frente a un precio de 6,60 no equivale a retirar 50% frente a un precio internacional más alto.

### **Tarifa eléctrica**

El encarecimiento del gas para la generación eléctrica impacta a la tarifa final por la ecuación (6) dependiendo de la proporción del aumento de costos que se transfiere al precio final

$$T^1 = T^0 \left[ 1 + \omega \left( \frac{P_g^1}{P_g^0} - 1 \right) \right] \quad (6)$$

Donde:

- $T^1$ : Es la tarifa final de electricidad
- $T^0$ : Es la tarifa final de electricidad antes del shock
- $\omega$ : Es la proporción del aumento del costo de generación eléctrica que se traspa a la tarifa final

El parámetro  $\omega$  resume el vínculo entre el precio del gas y la tarifa eléctrica final. Este no debe interpretarse como un simple pass-through uno a uno, porque el gas no representa la totalidad de la tarifa. La tarifa final incluye compra de energía, potencia, transmisión, distribución, pérdidas, peajes, impuestos, cargos regulatorios y otros costos del sistema. Por ello, un aumento elevado del precio del gas puede generar un aumento proporcionalmente menor de la tarifa final, aunque el efecto macroeconómico siga siendo importante.

Es posible descomponer  $\omega$  en componentes eléctricos: participación de la compra de energía en la tarifa final, participación de la energía frente a potencia y cargos fijos, participación de generación térmica a gas en la matriz, y peso del combustible en el costo variable térmico. Esta descomposición permite vincular mejor el modelo CGE con la ingeniería económica del sistema eléctrico.

### **Cierre del modelo**

El sistema cierra conectando el nivel productivo y variación tarifaria con el comportamiento de los hogares. Al aumentar la tarifa eléctrica (ecuación 6), y en consecuencia los costos intermedios y los precios sectoriales (ecuación 4), se genera presión para el alza del Índice de Precios al Consumidor IPC. Este

incremento afecta de forma directa a los hogares reduciendo su ingreso real y contrayendo su demanda de consumo. Por la restricción de equilibrio, se ajusta el nivel de producción sectorial para igualar a las nuevas condiciones de demanda, lo que finalmente impacta en el PIB.

Todo modelo CGE requiere un cierre macroeconómico explícito. En esta versión de corto plazo, el ajuste principal opera por precios, ingreso real, consumo y producción sectorial, manteniendo simplificados otros componentes como inversión, gasto público, financiamiento fiscal y comercio exterior. Para una versión más amplia, se podría especificar si el ahorro fiscal derivado del retiro del subsidio se devuelve a hogares, se usa para inversión pública, reduce déficit, financia compensaciones focalizadas o se mantiene como mayor ingreso del gobierno. Estas variantes de política podrían ser nuevos escenarios<sup>6</sup> de análisis, que podrían modificar sustancialmente los resultados distributivos y macroeconómicos.

A pesar de que el modelo logra capturar de forma simultánea el efecto primario sobre el sector eléctrico y los efectos indirectos de segunda vuelta sobre la inflación y captura el bienestar de los hogares y el nivel de actividad económica, la principal limitación es que se trata de un modelo estilizado simple y de corto plazo, por lo que se observa solo una respuesta instantánea a un *shock*, y no la dinámica de ajuste. En esta modelación se simplifica varios mecanismos relevantes de la economía real. En particular, usa coeficientes técnicos fijos para muchos insumos, no incorpora en detalle la sustitución tecnológica dinámica, inversión endógena, restricciones financieras, heterogeneidad de hogares ni respuestas institucionales más complejas del Estado y del regulador. Además, al estar calibrado sobre una SAM 2017, sus resultados deben interpretarse solo como órdenes de magnitud plausibles.

### ***Escenarios de análisis***

Los escenarios se organizan en dos bloques complementarios. El primero corresponde al análisis macroeconómico y sectorial realizado con el modelo 2STAGE-E, cuyo objetivo es evaluar el costo de oportunidad del gas natural utilizado en generación eléctrica y sus efectos sobre el resto de la economía. El segundo corresponde a un análisis tarifario más detallado, construido mediante un soft-link entre el 2STAGE-E y un esquema tarifario eléctrico, que permite observar con mayor precisión cómo distintos precios del gas se trasladan a la tarifa regulada bajo supuestos de demanda constante, demanda flexible y costos de red.

Esta separación es importante porque ambos bloques responden a preguntas distintas. El primer bloque pregunta: **¿qué ocurre en la economía boliviana si se retira parcial o totalmente el subsidio implícito al gas usado para generación eléctrica?** El segundo bloque pregunta: **¿cómo cambia la tarifa eléctrica regulada si el precio del gas se corrige bajo distintos escenarios regulatorios, técnicos o de abastecimiento futuro?**

**Primer bloque:** El primer bloque utiliza el modelo 2STAGE-E para evaluar el retiro gradual y total del subsidio implícito al gas natural. En este ejercicio, la línea base corresponde al precio regulado vigente de **1,30 US\$/KPC**, que refleja la situación actual con subsidio. A partir de esa base se define un precio

---

<sup>6</sup> En una versión ampliada debería incorporar escenarios de reciclaje fiscal: i) eliminación del subsidio sin compensación; ii) compensación a hogares vulnerables; iii) apoyo transitorio a sectores electrointensivos; iv) inversión en eficiencia energética, renovables y redes; y v) reducción del déficit público. Estos cierres alternativos permitirían evaluar no solo el costo del shock, sino también el diseño de política más eficiente.

económico de referencia de **6,60 US\$/KPC**, interpretado como una aproximación al costo de oportunidad del gas.

Dentro de este bloque se analizan escenarios de retiro del subsidio mediante valores de  $\theta$  de **25%, 50%, 75% y 100%**. Este parámetro mide qué proporción del diferencial entre el precio subsidiado y el precio económico de referencia se elimina. Así, el escenario de 25% representa una reforma gradual inicial; el de 50% representa un escenario intermedio; el de 75% una reforma acelerada; y el de 100% el sinceramiento completo frente a la referencia de **6,60 US\$/KPC**.

El escenario de **100% de retiro** frente a **6,60 US\$/KPC** representa el sinceramiento económico completo bajo una referencia moderada de costo de oportunidad. Este escenario permite estimar el tamaño económico del subsidio implícito y sus efectos sistémicos.

**Segundo bloque:** El modelo **2STAGE-E** se vincula mediante un **soft-link** con un esquema tarifario del sistema eléctrico que descompone la tarifa: costo de generación, transmisión, distribución, impuestos, peajes, pérdidas y costos de red.

Este segundo bloque considera dos variantes. La primera utiliza **demanda constante**, lo que permite observar de manera limpia el efecto directo del precio del gas sobre el costo de generación y la tarifa. La segunda incorpora **demanda flexible y costos de red**, reconociendo que una tarifa más alta puede reducir el consumo, pero que una parte importante de los costos de transmisión y distribución es fija. Cuando la demanda cae, los costos fijos se reparten entre menos MWh vendidos, lo que puede elevar la tarifa unitaria. Esta distinción es relevante porque en sistemas eléctricos con alta proporción de costos fijos, la caída de demanda no necesariamente reduce la presión tarifaria.

En este bloque se incluyen escenarios que responden a preguntas regulatorias y de planificación energética más específicas:

- **Escenario base subsidiado:** que mantiene el precio actual de **1,30 US\$/KPC**. Este escenario sirve como línea de comparación y refleja la situación actual, donde la tarifa eléctrica se sostiene sobre un gas natural vendido a generación por debajo de su costo económico. Su función es medir la magnitud de la brecha entre el sistema actual y los escenarios de corrección.
- **Escenario de transición regulatoria:** el precio del gas sube aproximadamente a **3,25 US\$/KPC**. Este escenario no representa la eliminación total del subsidio, sino una corrección parcial, más plausible en el corto plazo desde el punto de vista regulatorio y político. Permite evaluar qué pasaría cuando se inicia una senda gradual de ajuste del precio del gas sin trasladar de inmediato todo el costo económico al sistema eléctrico.
- **Escenario de convergencia a costo de generación:** utiliza un precio del gas cercano a **3,12 US\$/KPC**, compatible con un costo de generación térmica aproximado de **60 US\$/MWh**. Es útil para establecer una referencia técnica para comparar la generación térmica con tecnologías alternativas, especialmente renovables. Es útil porque ayuda a responder a partir de qué nivel de

precio del gas la generación renovable, la eficiencia energética, el almacenamiento o la generación distribuida comienzan a tener mayor sentido económico frente a la generación termoeléctrica.

- **Escenario de importación de gas natural:** este escenario se incluye porque, si la disponibilidad doméstica de gas se reduce, el sistema eléctrico podría empezar a enfrentar costos de abastecimiento más cercanos a referencias externas. Aunque no representa un escenario extremo, permite observar qué ocurriría si el gas utilizado en generación se aproxima a un costo de reposición o importación moderado. Este escenario se conecta conceptualmente con el precio de oportunidad usado.
- **Escenario de importación alta:** asociado a un precio de **15,00 US\$/KPC**, es útil para la discusión de mediano plazo, porque Bolivia podría enfrentar en los próximos tres a cuatro años una situación de mayor escasez de gas doméstico y eventual necesidad de importar gas natural o sustituirlo por combustibles más costosos. En ese contexto, el precio relevante para la generación eléctrica ya no sería el precio interno subsidiado, sino el costo de abastecimiento alternativo. Este escenario permite mostrar la vulnerabilidad tarifaria del sistema si la matriz eléctrica continúa dependiendo fuertemente de generación térmica a gas.
- **Escenario de importación de emergencia:** asociado a un precio de **20,00 US\$/KPC**, este es un escenario de estrés. Su utilidad es mostrar la magnitud del riesgo si el país enfrentara restricciones severas de abastecimiento y tuviera que cubrir parte de la demanda eléctrica con gas importado o energía térmica de alto costo. Este escenario justifica la necesidad de planificación preventiva, diversificación de la matriz, inversión en renovables, almacenamiento, gestión de demanda y reducción de pérdidas.

#### 4. Resultados

El shock simulado consiste en un aumento del costo del gas natural empleado por el sector de generación eléctrica, derivado de una reducción parcial o total del subsidio implícito. La dinámica de la simulación sigue una secuencia articulada en tres fases principales: i) **Shock primario y traslado tarifario:** El encarecimiento inicial del gas eleva los costos de la generación eléctrica, los cuales se trasladan al sistema a través de un incremento tarifario para los usuarios; ii) **Canal de costos:** El alza de la tarifa eléctrica incrementa los costos intermedios de los sectores productivos, quienes, dependiendo de su capacidad de traspaso, trasladan este aumento a los precios finales.

## Escenario 1: Costo de oportunidad

**Canal de demanda y contracción agregada:** El incremento del nivel general de precios reduce el ingreso real de los hogares, por lo que se contrae su nivel de consumo. Una reducción de demanda y un aumento de costos conduce a una caída de la producción sectorial y por lo tanto del PIB<sup>7</sup>.

A partir de este marco, se cuantifican los impactos bajo distintos escenarios de retiro del subsidio en las variables: tarifa eléctrica, IPC, PIB real y consumo real tanto a nivel agregado como a nivel sectorial. A continuación, se presentan los principales efectos macroeconómicos y sectoriales del retiro del subsidio. Una presentación detallada de las sensibilidades y resultados por escenario para cada variable se expone en el **Anexo 6** y el **Anexo 7** respectivamente.

El siguiente bloque de resultados corresponde al ejercicio de sinceramiento económico del subsidio implícito al gas para generación eléctrica tomando como precio de referencia 6,60 US\$/KPC. Este escenario sirve para medir el retiro total del subsidio respecto a una referencia moderada de costo de oportunidad, no respecto a referencias internacionales.

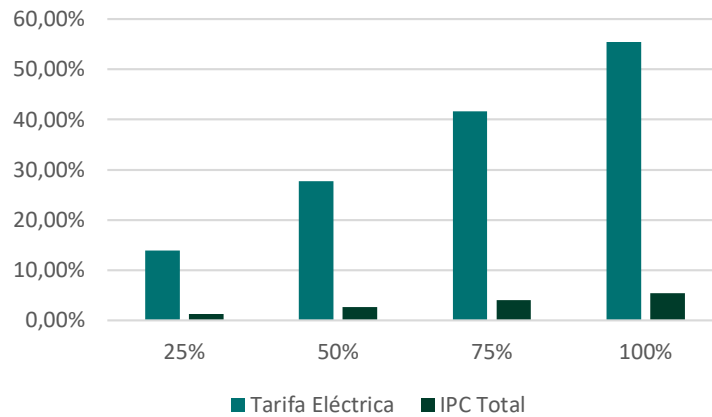
### *Impactos macroeconómicos agregados*

El análisis revela que el impacto en las variables agregadas de la economía se profundiza a medida que el precio del gas converge a los niveles del mercado internacional. En un escenario de retiro del 25% la tarifa eléctrica llega a incrementar un 13,9%, con un impacto de 1,3% en el IPC total. La evolución del escenario de retiro del 25% al sinceramiento total para estas variables se observa en el **Gráfico 8**.

---

<sup>7</sup> La demanda de electricidad es en general inelástica en el corto plazo. Sin embargo, en el mediano plazo la curva de demanda de los consumidores se ve afectada ante la reducción del subsidio al gas natural. En un mercado eléctrico competitivo los grandes consumidores no regulados procurarían comprar energía en los periodos que no corresponden a horas pico, donde el precio de energía es elevado, modificando su patrón de producción. De la misma forma, los consumidores regulados cautivos dentro del monopolio de las distribuidoras procurarían reducir su consumo incrementando su eficiencia energética y gestionando su demanda de electricidad. Esto aplana la curva de carga suavizando el pico de la demanda e incrementando la misma en la base de la curva. Esto a su vez genera una mayor estabilidad operativa en el sistema ya que una curva de carga más plana reduce el estrés en activos de transmisión, evita que se despachen unidades de potencia de punta que son generalmente menos eficientes y permite una integración más sencilla de energía renovables a la red con menor riesgo de comprometer niveles de voltaje y frecuencia.

**Gráfico 8 Incremento tarifario y del IPC (en porcentaje)**



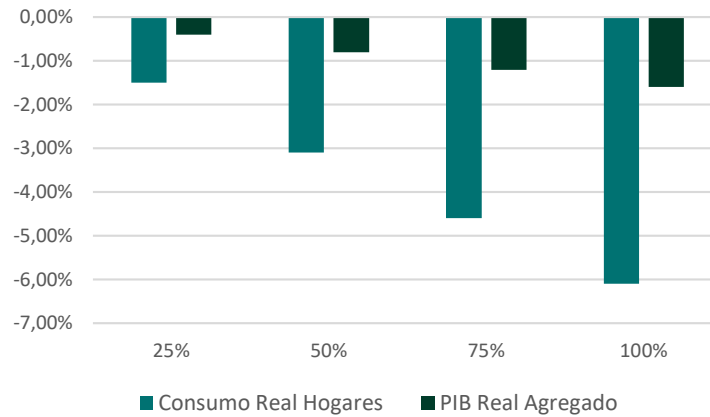
*Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E.*

La magnitud del incremento en la tarifa revela que el subsidio es un componente estructural que contiene de manera significativa el costo final del suministro. Se debe considerar que el modelo captura el hecho de que el precio final para el usuario no se dispara en la misma proporción que el gas, ya que existen componentes de transmisión, distribución, administración y otros cargos regulatorios que actúan como amortiguadores del shock primario.

Aunque el principal impacto se produce en la tarifa, el efecto sobre la **inflación** no es despreciable, pudiendo llegar hasta un **5,4%** en caso de un sinceramiento de precios total. Este fenómeno se produce por dos canales: el efecto directo de la electricidad en la canasta básica y, quizás el más importante, el efecto indirecto del encarecimiento de bienes finales que utilizan energía en su proceso productivo. El resultado es consistente con economías donde la estructura productiva es intensiva en energía intermedia y donde los márgenes de absorción de costos son limitados.

Por otro lado, el shock provoca una caída en el consumo y PIB real agregados. Su impacto depende del grado de nivelación/retiro del subsidio, como se observa en el **Gráfico 9**. En todos los escenarios, la caída del consumo es mayor que la caída del PIB, lo que muestra que el sinceramiento del precio del gas para la generación eléctrica impacta principalmente en el bienestar de los hogares.

**Gráfico 9 Caída del consumo y el PIB real**



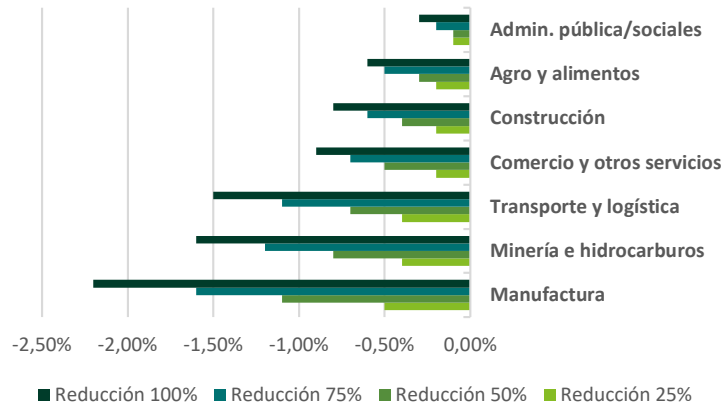
*Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E.*

La contracción en el consumo real de hogares debe entenderse como la manifestación distributiva del shock energético. Los hogares no solo enfrentan una factura eléctrica más alta, también enfrentan una canasta de bienes y servicios más cara. En otras palabras, el aumento en la tarifa eléctrica erosiona el ingreso real disponible. Este resultado es especialmente importante porque el consumo privado cumple un papel central como componente de la demanda agregada. Cuando el consumo de hogares cae de manera significativa, el shock deja de ser meramente sectorial y se convierte en una contracción de mercado interno. Esa es precisamente una de las razones por las cuales el impacto en el PIB real, aunque puede ser amortiguado por sectores menos dependientes de la electricidad, y la fuerte recesión del mercado interno, sustentado por el consumo privado, llega a afectarlo en un 1.6%.

### **Impactos sectoriales**

El modelo permite desagregar los efectos sobre el PIB y el IPC sobre cada uno de los sectores considerados. Los resultados muestran que la vulnerabilidad de cada sector depende de la intensidad eléctrica de su proceso productivo. El **Gráfico 10** muestra el efecto sobre el PIB real desagregado por sector. El sector más golpeado es el de manufactura, con una caída superior al 2% en caso de retiro total. Esto se debe no solo al aumento de precios del insumo eléctrico, sino también a la contracción de la demanda interna reflejada en la caída del consumo de los hogares.

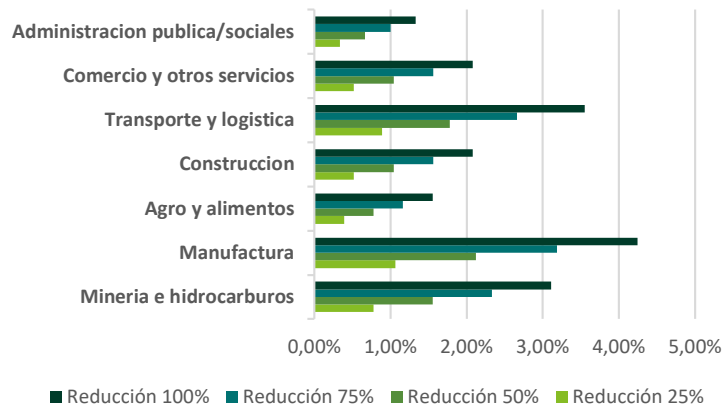
**Gráfico 10 Shock en el PIB real sectorial**



Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E.

El **Gráfico 11** muestra el impacto en los precios sectoriales del retiro del subsidio al gas: se evidencia que los sectores de manufactura y transporte son los que más encarecen sus precios en caso de un sinceramiento del precio del gas para la generación eléctrica. Los sectores agro y alimentos, al igual que la administración pública, se ven menos afectados dado que su estructura de costos tiene una mayor participación de la mano de obra que del insumo eléctrico. Sin embargo, esto confirma que el shock tiene una naturaleza transversal; incluso este tipo de sectores se ven afectados por el aumento de precios de insumos, por la caída de demanda o por el encarecimiento de servicios complementarios.

**Gráfico 11 Shock en el precio sectorial**

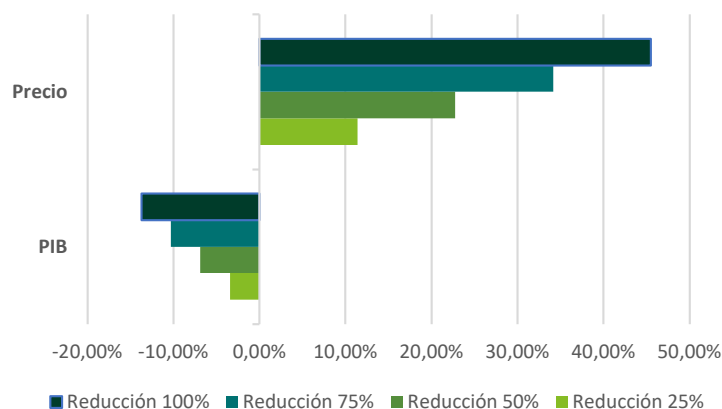


Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E.

Este es uno de los hallazgos más importantes del modelo: la industria utiliza electricidad como insumo directo, otros insumos que también se encarecen por el shock eléctrico y enfrenta una demanda doméstica que cae cuando los hogares pierden ingreso real. Esto implica una **doble compresión**: por costos y por demanda. En la práctica, esta es una combinación especialmente dañina para ramas manufactureras con márgenes estrechos, alta competencia de importados y baja capacidad de trasladar plenamente los mayores costos al consumidor final.

Para el caso específico del sector de electricidad y agua, el impacto, al ser directo, es mucho mayor que en los otros sectores. Como se observa en el **Gráfico 12**, para el caso extremo de un retiro del 100% del subsidio, el precio llega a dispararse más de un 45% y la caída en el PIB del sector alcanza casi el 14%.

**Gráfico 12 Shock en el PIB real y precio del sector electricidad y agua**



*Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E.*

Uno de los resultados más robustos del modelo es que el **sector industrial**, especialmente la **manufactura**, aparece entre los sectores más sensibles a la eliminación del subsidio. Esta sensibilidad responde a tres factores: el uso directo de electricidad en su proceso productivo (ensamblaje, control térmico, maquinaria, etc.), la dependencia de insumos y servicios intermedios que también se encarecen cuando sube la electricidad (transporte y logística), y su alta exposición al mercado doméstico, por lo que una caída del ingreso real de los hogares reduce la demanda por bienes industriales. Dado que la manufactura local suele operar con márgenes ajustados, el subsidio implícito no solo abarata la energía; también **sostiene indirectamente parte de la viabilidad económica del tejido industrial existente**.

Es importante distinguir entre el impacto relativo y la contribución al resultado agregado. Mientras que el sector de **Electricidad y agua** concentra la **mayor caída** porcentual, son la **Manufactura**, la **Minería e hidrocarburos** y el **Comercio y servicios** los que tienen **mayor arrastre** en la caída del PIB total debido a su enorme peso económico. Esto es útil para política pública porque sugiere que un eventual proceso de sinceramiento energético no tendría costos distribuidos uniformemente. Los sectores más grandes y más conectados a la demanda interna absorberían buena parte del impacto macroeconómico.

La lectura conjunta de estos escenarios revela que el subsidio al gas para generación eléctrica cumple una función más amplia que la mera reducción de una tarifa regulada: Opera como un mecanismo que modera la inflación de costos, sostiene parcialmente el ingreso real de los hogares, contiene costos de operación en sectores intensivos en energía, y protege en alguna medida la competitividad de manufactura y servicios urbanos. Por ello, eliminar el subsidio, que es necesario, equivale a revelar un costo real que antes estaba oculto dentro del sistema energético. El sinceramiento puede ser eficiente desde una perspectiva de señales económicas, el modelo demuestra que también tiene un costo macroeconómico y distributivo importante. La mejora en la consistencia de precios relativos exige, inevitablemente, transitar por un periodo de ajuste caracterizado por una presión inflacionaria y una caída del nivel de bienestar y

actividad económica que para su suavizamiento requeriría de medidas de mitigación en determinados sectores productivos de la economía boliviana.

### Escenario 2: Transición regulatoria/costos de generación/importación de gas natural

El escenario regulatorio debe entenderse como un segundo ejercicio complementario al escenario de sinceramiento económico. Este representa una corrección parcial del precio del gas desde 1,30 hasta 3,25 US\$/KPC. Este no representa la eliminación total del subsidio, sino una transición regulatoria más plausible en el corto plazo. La utilidad de este escenario es mostrar que incluso una corrección parcial genera un aumento tarifario cercano a un tercio de la tarifa regulada, suficiente para activar efectos significativos sociales, productivos y regulatorios.

**Tabla 1 Ejercicio tarifario con demanda constante**

| Concepto                    | Base subsidiado | Transición regulatoria | Convergencia a costo de generación |
|-----------------------------|-----------------|------------------------|------------------------------------|
| Precio gas (US\$/KPC)       | 1,30            | 3,25                   | 3,12                               |
| Costo generación (US\$/MWh) | 33,60           | 61,89                  | 60,04                              |
| Generación                  | 381,2 MMUS\$    | 702,09 MMUS\$          | 680,58 MMUS\$                      |
| Total Sistema               | 1.265,2 MMUS\$  | 1.655,39 MMUS\$        | 1.629,18 MMUS\$                    |
| Consumo regulado            | 1.233,5 MMUS\$  | 1.613,89 MMUS\$        | 1.588,39 MMUS\$                    |
| Tarifa regulada (US\$/MWh)  | 130,3           | 170,489                | 167,79                             |
| Incremento tarifa           | Base            | 30,796%                | 28,81%                             |

*Fuente: Elaboración propia con base en simulación soft-link 2STAGE-E y esquema tarifario regulatorio de transición.*

En la **Tabla 1** se muestran los resultados con demanda constante, donde el precio de transición regulatoria del gas<sup>8</sup> eleva el precio del gas en aprox. 150% respecto al nivel base, pero la tarifa regulada aumenta 30,796%. La diferencia se explica porque el gas no representa la totalidad de la tarifa final: el usuario regulado también paga costos de generación no combustible, transmisión, distribución, impuestos, pérdidas, peajes y otros cargos del sistema. Este resultado es consistente con el ejercicio de costo de oportunidad: una tarifa cercana a 30% se parece al escenario intermedio de retiro del subsidio.

<sup>8</sup> Este se puede denominar a nivel técnico escenario P Max LHC, es decir, precio máximo de gas natural para generación eléctrica, según la Ley de Hidrocarburos.

**Tabla 2 Escenario regulatorio con demanda flexible y costos de red**

| Escenario                           | Precio gas (US\$/KPC) | Demanda regulada | Total Sistema  | Tarifa regulada | Incremento |
|-------------------------------------|-----------------------|------------------|----------------|-----------------|------------|
| Base subsidiado                     | 1,30                  | 9.464 GWh        | 1.265,2 MMUS\$ | 130,3 US\$/MWh  | Base       |
| Transición regulatoria              | 3,25                  | 9.089,9 GWh      | 1.615,6 MMUS\$ | 171,9 US\$/MWh  | 31,9%      |
| Convergencia a costos de generación | 3,12                  | 9.111,7 GWh      | 1.592,6 MMUS\$ | 169,2 US\$/MWh  | 29,8%      |
| Importación bajo                    | 6,00                  | 8.706,9 GWh      | 2.083,2 MMUS\$ | 229,9 US\$/MWh  | 76,4%      |
| Importación alto                    | 15,00                 | 7.961,1 GWh      | 3.491,3 MMUS\$ | 416,7 US\$/MWh  | 219,7%     |
| Importación de emergencia           | 20,00                 | 7.699,3 GWh      | 4.224,4 MMUS\$ | 519,6 US\$/MWh  | 298,7%     |

Fuente: Elaboración propia con base en simulación soft-link 2STAGE-E y esquema tarifario con demanda dinámica y costos de red.

En la **Tabla 2** se presentan los resultados con demanda flexible, donde existe una respuesta de consumo ante el aumento tarifario. En el escenario de transición regulatoria, la demanda regulada cae de 9.464 a 9.089,9 GWh, pero la tarifa regulada aumenta ligeramente más que en el modelo básico: 31,9% frente a 30,796% (con demanda constante, véase Tabla 1). Esto ocurre porque una parte importante de los costos de distribución y transmisión es fija; cuando la demanda cae, esos costos deben recuperarse sobre una menor cantidad de MWh vendidos. Por tanto, la elasticidad de demanda reduce parcialmente el costo total del sistema, pero no necesariamente reduce la tarifa unitaria.

**Tabla 3 Tarifa regulada y no regulada estimada bajo demanda flexible**

| Escenario                           | Precio gas | Costo generación | Tarifa regulada Mejorada | Incremento regulada | Tarifa no regulada estimada | Incremento no regulada |
|-------------------------------------|------------|------------------|--------------------------|---------------------|-----------------------------|------------------------|
| Base subsidiado                     | 1,30       | 33,6             | 130,3                    | 0,0%                | 41,4                        | 0,0%                   |
| Transición regulatoria              | 3,12       | 60,0             | 169,2                    | 29,8%               | 67,8                        | 63,8%                  |
| Convergencia a costos de generación | 3,25       | 61,9             | 171,9                    | 31,9%               | 69,7                        | 68,4%                  |
| Importación bajo                    | 6,00       | 101,8            | 229,9                    | 76,4%               | 109,6                       | 164,8%                 |
| Importación alto                    | 15,00      | 232,4            | 416,7                    | 219,7%              | 240,2                       | 480,3%                 |
| Importación de emergencia           | 20,00      | 304,9            | 519,6                    | 298,7%              | 312,7                       | 655,7%                 |

Fuente: Elaboración propia con base en simulación soft-link 2STAGE-E y esquema tarifario con demanda dinámica y costos de red. Nota: tarifas en US\$/MWh. La tarifa no regulada se estima a partir del costo de generación del escenario más el cargo/base no generación implícito en el caso actual.

El resultado para la tarifa regulada y no regulada con demanda flexible presentado en la **Tabla 3** muestra que los consumidores no regulados pueden experimentar aumentos porcentuales mayores que los regulados, aunque su tarifa absoluta siga siendo menor. En el escenario de transición regulatoria, la tarifa regulada sube 31,9%, mientras que la tarifa no regulada estimada sube 68,4%. Esto ocurre porque la tarifa no regulada parte de una base mucho más baja y está más expuesta proporcionalmente al costo de generación. Esta diferencia sugiere que, en un proceso de reforma, además de proteger a usuarios

vulnerables, es necesario revisar peajes, cargos de red, pérdidas, respaldo y servicios complementarios para evitar asignaciones incompletas de costos entre usuarios regulados y no regulados.

**Tabla 4 Resumen comparativo de todos los escenarios**

| Escenario                                    | Precio gas de referencia | Tipo de ejercicio   | Tarifa eléctrica /regulada | IPC         | Consumo real hogares           | PIB real agregado | Lectura de política   |
|--|--------------------------|---|----------------------------|-------------|--------------------------------|-------------------|---|
| 2STAGE-E: retiro 50%                         | 3,95 US\$/KPC            | Intermedio CGE, cercano a tarifa +30%                         | +27,7%                     | +2,7%       | -3,1%                          | -0,9%             | Referencia macro comparable a P Max LHC; no es retiro total.            |
| Transición regulatoria con demanda constante | 3,25 US\$/KPC            | Transición regulatoria parcial                                | +30,8%                     | No estimado | No estimado                    | No estimado       | Ajuste regulatorio plausible; muestra impacto tarifario directo.        |
| Transición regulatoria con demanda flexible  | 3,25 US\$/KPC            | Transición regulatoria parcial con respuesta de demanda       | +31,9%                     | No estimado | Demanda regulada: -4,0% aprox. | No estimado       | Costos fijos elevan la tarifa unitaria al caer la demanda.              |
| 2STAGE-E: retiro 100%                        | 6,60 US\$/KPC            | Sinceramiento económico completo frente a referencia moderada | +55,5%                     | +5,4%       | -6,1%                          | -1,8%             | Mide el costo macro del retiro total del subsidio bajo referencia 6,60. |

*Fuente: Elaboración propia con base en resultados de simulación 2STAGE-E y soft-link con esquema tarifario constante/flexible y costos de red.*

## 6. Conclusión

Este documento analiza los efectos macroeconómicos y sectoriales de eliminar el subsidio implícito al gas natural destinado a la generación eléctrica en Bolivia. Los resultados muestran que dicho subsidio no opera únicamente como un mecanismo de contención tarifaria dentro del sector eléctrico, sino también como un componente que incide sobre la estructura de costos de la economía, los precios relativos, el ingreso real de los hogares y el nivel de actividad.

El ejercicio de costo de oportunidad muestra que incluso un retiro parcial del subsidio genera aumentos relevantes de la tarifa eléctrica, presiones inflacionarias y reducciones del consumo real de los hogares y del PIB. Con un retiro del 25%, la tarifa eléctrica aumenta 13,9%, el IPC sube 1,3%, el consumo real de los hogares cae 1,5% y el PIB real agregado se reduce a 0,4%. En el escenario de retiro total, los efectos se amplifican: la tarifa eléctrica aumenta 55,5%, el IPC sube 5,4%, el consumo real de los hogares cae 6,1% y el PIB real agregado se contrae 1,8%.

A nivel sectorial, los impactos no son uniformes. El sector de electricidad y agua concentra el efecto directo más elevado, con un aumento de precios de 45,5% y una caída del PIB sectorial cercana al 13,7% en el escenario extremo. El resultado más relevante es la elevada vulnerabilidad de la manufactura, afectada simultáneamente por mayores costos eléctricos, encarecimiento de insumos intermedios y debilitamiento de la demanda doméstica. También minería e hidrocarburos, transporte y logística, y comercio muestran deterioros relevantes, confirmando el carácter transversal del shock y su potencial para afectar la competitividad de actividades intensivas en energía y vinculadas al mercado interno.

Al mismo tiempo, mantener el subsidio también tiene costos económicos y tecnológicos. Al abaratar artificialmente el gas para generación termoeléctrica, el esquema vigente debilita las señales de eficiencia, reduce los incentivos para reconvertir el parque generador, retrasa la expansión de renovables y almacenamiento, y posterga una transición energética consistente con la restricción gasífera y fiscal del país. El problema, por tanto, no es solo que el sistema esté subsidiado, sino que parte de la generación térmica opera con configuraciones menos eficientes; retirar el subsidio sin mejoras técnicas simultáneas podría implicar pagar más por un sistema que seguiría siendo intensivo en gas y parcialmente ineficiente.

La discusión no debería plantearse como una elección binaria entre mantener el subsidio o eliminarlo abruptamente. Los resultados apuntan a una secuencia de reforma que corrija distorsiones sin provocar un ajuste recesivo y regresivo. Bolivia no debería sostener indefinidamente un subsidio universal al gas para generación eléctrica, pero tampoco debería retirarlo de forma brusca sin rediseñar simultáneamente el sistema tarifario, proteger de manera focalizada a hogares vulnerables, establecer tratamientos transitorios para sectores electro-intensivos e impulsar una agenda técnica de reconversión, eficiencia y expansión de tecnologías limpias.

El análisis tarifario a detalle permite observar qué ocurre dentro de la estructura de costos cuando el sistema deja de contar con gas barato, enfrenta una corrección parcial del precio del combustible o, en un escenario de mediano plazo, debe abastecer parte de la generación con gas importado. La conclusión central es que el precio bajo del gas sostiene artificialmente la tarifa, pero no elimina el costo económico del sistema. La tarifa actual se apoya en un gas de 1,30 US\$/KPC, por debajo de su costo económico. Si el precio se corrige, incluso parcialmente, el costo de generación aumenta y la tarifa revela una parte del costo que antes permanecía oculto. El sistema no es estructuralmente barato; parece barato porque una parte central del costo se encuentra fuera de la tarifa visible.

En este marco, la elevación del precio del gas hasta aproximadamente 3,25 US\$/KPC constituye una corrección parcial y plausible en el corto plazo. Aunque no elimina completamente el subsidio, genera una presión tarifaria cercana a un tercio de la tarifa regulada. Este escenario de transición regulatoria muestra el primer umbral político de la reforma: un ajuste suficientemente alto para requerir mitigación social y productiva, pero todavía menor que un sinceramiento económico completo. Debe entenderse como una senda de entrada a la reforma, no como su punto final.

El escenario de convergencia a costo de generación aproxima el precio del gas que lleva el costo térmico a un nivel cercano a 60 US\$/MWh. Ese umbral permite comparar la generación a gas con alternativas como solar, eólica, eficiencia energética, almacenamiento y generación distribuida. Su importancia es que define una frontera de competitividad tecnológica: cuando la generación térmica deja de ser artificialmente barata, las renovables y la eficiencia dejan de ser solo opciones ambientales y pasan a ser instrumentos económicos de contención tarifaria y reducción de riesgo.

La respuesta de la demanda tampoco resuelve por sí sola el problema tarifario. Cuando la tarifa sube, parte de la demanda regulada puede reducirse; sin embargo, una porción importante de los costos de distribución, transmisión, respaldo y operación de red no cae en la misma proporción que el consumo. La menor demanda puede reducir algo el costo total, pero también reparte costos fijos sobre menos MWh vendidos, elevando la tarifa unitaria. Por ello, confiar en que la elasticidad de demanda absorberá el shock es insuficiente: la reforma debe combinar transición tarifaria, eficiencia energética, reducción de pérdidas y revisión de costos de red.

La diferencia entre usuarios regulados y no regulados también requiere atención. La tarifa no regulada parte de una base mucho menor y está proporcionalmente más vinculada al costo de generación. Cuando sube el precio del gas, el incremento porcentual para usuarios no regulados puede ser mayor que para usuarios regulados, aunque su tarifa absoluta siga siendo menor. Por tanto, la reforma no debe limitarse a proteger hogares vulnerables; también debe revisar si los consumidores no regulados pagan adecuadamente peajes, respaldo, pérdidas, transmisión, servicios complementarios y costos sistémicos. De lo contrario, podrían persistir subsidios cruzados implícitos o una asignación incompleta de costos.

El riesgo de importación de gas vuelve esta discusión aún más urgente. Si Bolivia enfrenta en los próximos tres a cuatro años una menor disponibilidad de gas doméstico, el sistema eléctrico podría verse obligado a importar gas natural o sustituirlo por combustibles más caros para sostener la generación térmica. En ese caso, el precio relevante para el despacho ya no sería el precio interno subsidiado, sino un costo de abastecimiento externo mucho mayor. Importar gas para generación eléctrica sería problemático y costoso porque trasladaría al sistema eléctrico la volatilidad internacional, presionaría fuertemente la tarifa, deterioraría la balanza externa y aumentaría la necesidad de subsidios, diferimientos tarifarios o compensaciones fiscales. Por ello, los escenarios de importación no son meramente teóricos: son advertencias de planificación.

Bajo precios de importación altos o de emergencia, el costo de generación térmica sería muy superior al observado con gas subsidiado. Si la matriz eléctrica continúa dependiendo fuertemente del gas, una restricción de abastecimiento puede convertirse rápidamente en una crisis tarifaria y fiscal. En ese contexto, el costo de no diversificar la matriz podría ser mayor que el costo de invertir preventivamente en renovables, almacenamiento, gestión de demanda, eficiencia y reducción de pérdidas. La planificación eléctrica debe tratar la sustitución progresiva del gas no solo como una política ambiental, sino como un seguro económico frente a una eventual importación de combustible.

Finalmente, la nueva Ley de Electricidad debería incorporar explícitamente esta discusión. El subsidio al gas define las señales de precio que reciben generadores, distribuidores, consumidores e inversionistas, y condiciona la estructura tarifaria, la competencia entre tecnologías, la sostenibilidad financiera del sistema y la protección social. Por ello, la ley no debería tratar el subsidio como un elemento externo al mercado eléctrico, sino como una variable central de la reforma: debe transparentarlo, definir quién lo financia, establecer una senda gradual de corrección, focalizar la protección en hogares vulnerables y sectores expuestos, y crear reglas que aceleren eficiencia, renovables, almacenamiento, reducción de pérdidas y una mejor asignación de costos entre usuarios regulados y no regulados.

La reforma debe separar tres objetivos: sincerar precios, proteger usuarios y reducir la exposición al gas. Corregir el precio del gas mejora las señales económicas, pero puede generar aumentos tarifarios, efectos distributivos y tensiones productivas. Si la reforma solo sube tarifas, puede ser socialmente inviable; si solo mantiene subsidios, prolonga la distorsión; y si solo promueve renovables sin corregir precios y redes,

puede no modificar los incentivos. La estrategia más consistente es secuencial: transparentar el subsidio, aplicar una transición regulatoria gradual, proteger de forma focalizada a hogares vulnerables y sectores expuestos, y reducir simultáneamente la dependencia térmica del sistema.

## 7. Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos, una estrategia de reforma del subsidio implícito al gas para generación eléctrica debería organizarse en torno a un principio general: corregir gradualmente la distorsión aguas arriba, sustituyéndola por instrumentos más focalizados, más eficientes y más coherentes con una transición energética ordenada. Sobre esa base, se proponen las siguientes recomendaciones.

### 7.1 Recomendaciones centrales de política

**Desmontar el subsidio al gas natural de manera gradual, preanunciada y revisable.** Una eliminación abrupta podría amplificar innecesariamente sus efectos recesivos y distributivos. La convergencia del precio del gas hacia su costo económico debería implementarse por fases, con revisiones periódicas de sus efectos sobre tarifas, inflación, producción y bienestar. Esta gradualidad no solo moderaría el shock, sino que también aumentaría la previsibilidad regulatoria y la viabilidad política de la reforma.

**Sustituir el subsidio universal aguas arriba por protección focalizada aguas abajo.** Es ineficiente subsidiar de manera indiscriminada el combustible utilizado por toda la generación. La protección pública debería concentrarse en el consumo básico de hogares vulnerables y, de forma transitoria y condicionada, en algunos sectores intensivos en electricidad con relevancia en empleo y encadenamientos productivos. Esto implica rediseñar y fortalecer mecanismos como la Tarifa Dignidad, complementándolos con criterios de focalización socioeconómica y al mismo tiempo permitiendo que grandes consumidores que perciben importantes ingresos por sus actividades industriales o mineras paguen lo que realmente cuesta producir electricidad

**Rediseñar la estructura tarifaria con bloques de consumo diferenciados.** Una estructura tarifaria más eficiente y equitativa debería preservar un bloque básico de consumo protegido, establecer bloques intermedios de transición y hacer converger los bloques superiores hacia tarifas más cercanas al costo económico real. Esto permitiría proteger el consumo esencial, reducir el sesgo regresivo del subsidio actual y mejorar las señales de uso eficiente de la electricidad, evitando que consumos medios y altos sigan recibiendo una transferencia implícita generalizada.

**Acompañar la reforma con un programa técnico de reducción del costo estructural del sistema.** El retiro del subsidio no debería limitarse a encarecer el combustible de un parque que todavía presenta segmentos térmicos relativamente ineficientes. Resulta necesario implementar una auditoría técnica de eficiencia por unidad generadora, definir una secuencia de reconversión o repotenciación de ciclos simples a ciclos combinados cuando sea factible, y revisar los criterios de despacho económico para que reflejen mejor el costo real del combustible y la eficiencia relativa de las tecnologías. De otro modo, la reforma podría trasladar mayores costos a la economía sin corregir suficientemente las ineficiencias técnicas subyacentes.

**Analizar diseños alternativos de Mercados Eléctricos.** En Bolivia el sistema marginalista es el estándar para la generación de precios de energía mediante el despacho diario. Los generadores ofrecen su energía y se ordenan por coste, de menor a mayor, y el CNDC selecciona a los más baratos para cubrir hasta el

último MWh de energía. Si bien este enfoque fomenta la entrada de las tecnologías de generación más eficientes y económicas, es muy sensible al precio de gas natural, por lo que una eliminación del subsidio a este carburante produciría precios de energía elevados como se vio en el presente documento. En tal sentido, se recomienda analizar la implementación del mercado de subastas de generación en el sector eléctrico que fomenta la competencia entre generadores produciendo precios de energía más bajos para los consumidores finales, permiten a tecnologías renovables ganar contratos lo que facilita la transición energética, ofrece un proceso ordenado y claro para la asignación de contratos asegurando que las plantas más eficientes operen primero y facilitan la planificación gubernamental del sector al asegurar nueva capacidad de generación y reducir la volatilidad de precios a largo plazo.

**Impulsar gestión de demanda, eficiencia energética y reducción de pérdidas.** Parte importante del impacto sobre hogares y sectores productivos puede mitigarse no solo por el lado de la oferta, sino también reduciendo el consumo ineficiente, especialmente en horas punta, y mejorando el desempeño energético de equipos, procesos y redes. Programas de iluminación eficiente, recambio tecnológico, medición inteligente, control de pérdidas, uso de generación distribuida y gestión de demanda pueden disminuir la factura efectiva sin recurrir a subsidios permanentes al combustible. El enfoque es “subvencionar inversión en eficiencia y no el combustible”.

**Mejorar la administración de las empresas Distribuidoras.** La eliminación del subsidio al gas natural impactará significativamente la estructura de costos de las empresas distribuidoras principalmente, reduciendo su capacidad de reinversión y comprometiendo la calidad del servicio eléctrico. Parte de la solución a este problema no solo debe venir desde el punto de vista económico transfiriendo costos en la cadena de producción y consumo de electricidad. Para generar mayor eficiencia en la gestión de estas empresas se recomienda considerar el traspaso del manejo y administración de las distribuidoras a las gobernaciones de cada departamento del País, que son las que saben cuáles son las necesidades energéticas de sus regiones. De esta forma, con una adecuada regulación enfocada en la eficiencia, es posible incluso añadir algo de competencia en el eslabón de la distribución, generando métricas que permitan mostrar en que departamentos los programas mencionados en el punto anterior muestran mejores resultados.

**Acelerar una agenda de renovables, almacenamiento, flexibilidad operativa y refuerzo de red.** La eliminación gradual del subsidio mejora la competitividad relativa de renovables y almacenamiento, pero ese resultado no se materializa automáticamente. Requiere planificación de expansión, estudios de red, mecanismos de contratación, señales adecuadas de despacho y remuneración de potencia, flexibilidad y servicios complementarios. La reforma del subsidio debería integrarse con una estrategia más amplia de transición energética y confiabilidad del sistema. Por ejemplo, un retiro gradual del subsidio al gas natural en un plazo de tiempo definido, debería estar acompañado de un plan de expansión gradual en el uso de la generación distribuida que sea económicamente atractivo a hogares e industrias para que, en lugar de ser actores pasivos en la cadena de electricidad, sean agentes activos en el mercado pudiendo vender sus excedentes de energía a la red a un precio justo y equitativo.

**Crear un fondo de transición energética y compensación productiva con trazabilidad explícita.** La legitimidad de la reforma dependerá en buena medida de que exista claridad sobre el destino de los recursos liberados. Sería recomendable crear un fondo específico para financiar compensaciones temporales a hogares vulnerables, apoyos condicionados a sectores electro-intensivos, inversiones en transmisión y distribución, y programas de eficiencia, generación distribuida y almacenamiento. La

trazabilidad de estos recursos ayudaría a mostrar que la reforma no es solo un ajuste de precios, sino una reasignación más eficiente de recursos.

**Incentivar la participación de sector privado.** El presente documento es claro sobre los desafíos económicos y técnicos que enfrentaría el sector eléctrico en caso de un retiro parcial o total del subsidio del gas natural. Para enfrentarlos y vencerlos, es preciso incentivar la participación del sector privado en toda la cadena de producción y consumo de electricidad en forma de inversión extranjera y nacional, transferencia de tecnología y capacitación de recurso humano. Cualquier reforma en materia de subsidios que se realice no debe dejar de lado a este sector que, con un adecuado marco normativo y regulatorio enfocado en la competencia, puede contribuir a reducir las tarifas eléctricas a consumidor final.

**Promover rutas para desestresar el sistema.** Si Bolivia enfrenta en los próximos tres a cuatro años una menor disponibilidad de gas doméstico, el sistema eléctrico podría verse obligado a importar gas natural o sustituirlo por combustibles más caros para sostener la generación térmica. Este riesgo debe incorporarse en la planificación eléctrica, porque trasladaría al sistema la volatilidad de precios internacionales, presionaría la tarifa final, deterioraría la balanza externa y elevaría la necesidad de subsidios, diferimientos tarifarios o compensaciones fiscales.

**Usar el escenario de transición regulatoria como entrada de la reforma.** Este escenario debe servir para diseñar la primera etapa de la reforma, acompañada de mitigación social, tratamiento transitorio a sectores electrointensivos y revisión de cargos de red, pero no debe interpretarse como sinceramiento económico completo.

**Introducir una referencia de convergencia a costo de generación.** Este umbral permite comparar la generación a gas con alternativas como solar, eólica, almacenamiento, eficiencia energética y generación distribuida. La recomendación de política es que la planificación eléctrica utilice este escenario como frontera de competitividad tecnológica: cuando el gas deja de estar artificialmente barato, las renovables y la eficiencia dejan de ser solo opciones ambientales y pasan a ser instrumentos de contención tarifaria y reducción de riesgo.

**Añadido sugerido: revisar la asignación de costos entre usuarios regulados y no regulados.** Los consumidores no regulados pueden experimentar aumentos porcentuales mayores cuando sube el costo de generación, aunque su tarifa absoluta siga siendo menor. Esto sugiere que la reforma debe revisar peajes, respaldo, pérdidas, transmisión, servicios complementarios y otros cargos sistémicos para evitar subsidios cruzados implícitos o una asignación incompleta de costos entre usuarios regulados y no regulados.

**Tratar los costos de red y la demanda flexible como parte de la reforma tarifaria.** La demanda flexible no elimina por sí sola la presión tarifaria. Si la tarifa aumenta, parte del consumo puede caer, pero una proporción importante de los costos de distribución, transmisión, respaldo y operación de red permanece fija. Al distribuirse esos costos sobre menos MWh vendidos, la tarifa unitaria puede aumentar. Por ello, la reforma debe combinar gradualidad tarifaria, eficiencia energética, reducción de pérdidas, revisión de costos de red y mecanismos de gestión de demanda.

## 7.2 Alternativas de implementación de la reforma

Dado que no existe una única vía de reforma, el análisis sugiere considerar distintas alternativas regulatorias y metodológicas, cada una con ventajas y riesgos específicos:

**Alternativa A:** precio pleno del gas + bono energético focalizado. Es la opción más limpia desde el punto de vista económico, porque corrige con mayor claridad la señal de precios. Su principal riesgo es que exige alta capacidad administrativa para focalizar adecuadamente la compensación.

**Alternativa B:** precio del gas de transición + tarifa por bloques. Es probablemente la alternativa más viable políticamente, porque suaviza el impacto inflacionario y distributivo. Su riesgo principal es que la transición se prolongue demasiado si no se define un calendario creíble de convergencia.

**Alternativa C:** subsidio decreciente al gas + contrato de eficiencia sectorial. Puede ser útil para proteger temporalmente industria y empleo, condicionando el alivio a metas verificables de eficiencia energética, cogeneración o reconversión tecnológica. Su riesgo es la posible captura por grupos de interés si no existe monitoreo estricto.

**Alternativa D:** tarifa social reforzada + eliminación total del subsidio a grandes consumidores. Puede constituir un primer paso razonable, porque mejora la equidad distributiva de manera relativamente rápida. Su principal riesgo es que parte del ajuste se traslade a precios en algunos sectores, por lo que requiere seguimiento y mecanismos de mitigación complementarios.

**Alternativa E:** Transición regulatoria con seguro de abastecimiento e importación de gas, orientada a reducir el riesgo de importación de gas para generación eléctrica. Esta alternativa combinaría una senda de transición regulatoria del precio del gas, un programa acelerado de renovables y almacenamiento, reducción de pérdidas, gestión de demanda y reglas claras para respaldo y servicios complementarios. Su objetivo sería evitar que una eventual escasez de gas doméstico obligue al sistema eléctrico a trasladar de manera abrupta precios de importación a la tarifa final.

La recomendación más consistente es combinar las opciones B y D con una estrategia explícita de reducción de exposición al gas. Esto implica una senda gradual de convergencia del precio del gas, tarifa por bloques, fortalecimiento de la tarifa social, retiro más rápido del beneficio implícito para consumidores con mayor capacidad de pago, revisión de cargos de red para usuarios regulados y no regulados, y un programa acelerado de renovables, almacenamiento, eficiencia y reducción de pérdidas. La política no debería limitarse a sincerar precios: debe impedir que una futura importación de gas para generación derive en una crisis tarifaria y fiscal.

## Referencias

- Addo, S., Bazilian, M., & Oguah, S. (2017). Ghana: Lessons learned, new strategies. En G. Inchauste & D. G. Victor (Eds.), *The political economy of energy subsidy reform* (pp. 85–129). World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/745311489054655283/pdf/113262-PUB-PUBLIC-PUBDATE-3-22-17.pdf>
- Aliaga Lordemann, J., & Herrera Jiménez, A. (2014). Energy-mix scenarios for Bolivia. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*, 22, 135–160. [https://iisec.ucb.edu.bo/assets/iisec/publicacion/n22\\_14\\_2.pdf](https://iisec.ucb.edu.bo/assets/iisec/publicacion/n22_14_2.pdf)
- Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). (2025). *Anuario estadístico 2024*. [https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN25-0715090555\(jojopi\).pdf](https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN25-0715090555(jojopi).pdf)
- BCB (2026) *Estadísticas Sector externo*. <https://www.bcb.gob.bo/?q=content/sector-externo-0>
- Beaton, C., Lontoh, L., & Wai-Poi, M. (2017). Indonesia: Pricing reforms, social assistance, and the importance of perceptions. En G. Inchauste & D. G. Victor (Eds.), *The political economy of energy subsidy reform* (pp. 133–198). World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/745311489054655283/pdf/113262-PUB-PUBLIC-PUBDATE-3-22-17.pdf>
- Corporación Andina de Fomento (CAF) (2004). *Bolivia Análisis del Sector Eléctrico*. Informes sectoriales de Infraestructura. Vicepresidencia de Infraestructura. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/397?show=full>
- Cámara Boliviana de Electricidad (CBE) (2025). *Alerta: Subvención del gas natural conduce a Bolivia a crisis eléctrica*. CBE. <https://cbe.com.bo/noticia/alerta-subvencion-del-gas-natural-conduce-a-bolivia-a-crisis-electrica>
- Clements, B. J., Coady, D., Fabrizio, S., Gupta, S., Alleyne, T. S. C., & Sdravovich, C. A. (2013). *Energy subsidy reform: Lessons and implications*. International Monetary Fund. <https://www.imf.org/-/media/Websites/IMF/imported-full-text-pdf/external/np/pp/eng/2013/012813.ashx>
- Coady, D., Parry, I. W. H., Sears, L., & Shang, B. (2015). How large are global energy subsidies? *IMF Working Paper*, 15(105). <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/How-Large-Are-Global-Energy-Subsidies-42940>
- Di Sbroiavacca, N., Sagardoy, I. (2025). *Situación Energética en Bolivia*. Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo. <https://generis.com.bo/wp-content/uploads/2025/05/Situacion-Energetica-en-Bolivia.pdf>
- ENDE Corporación. (2021). *Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2021-2025*. <https://www.endesyc.bo/wp-content/uploads/2021/05/AA-20-09-17-ENDE-Plan-Estrategico-Corporativo-PEC-2021-v5-1-Aprobado-en-Directorio-ENDE-SyC-v.3-11.02.2021.pdf>

- Espinoza Vásquez, L., & Jiménez Pozo, W. (2012). Equidad en la prestación de servicios en Bolivia: Tarifa dignidad en electricidad. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*, 17, 135–168. <https://doi.org/10.35319/lajed.201217141>
- Fernandez Vazquez, C. A. A., Brecha, R. J., & Fernandez Fuentes, M. H. (2022). Analyzing carbon emissions policies for the Bolivian electric sector. *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 2, 100017. <https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/298466/1/1-s2.0-S2667095X22000010-main.pdf>
- Gallina, A., Inchauste, G., Isa, P., Lee, C., & Sánchez, M. (2017). The Dominican Republic: From generalized to targeted subsidies. En G. Inchauste & D. G. Victor (Eds.), *The political economy of energy subsidy reform* (pp. 45–84). World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/745311489054655283/pdf/113262-PUB-PUBLIC-PUBDATE-3-22-17.pdf>
- Gelan, A. (2018). Economic and environmental impacts of electricity subsidy reform in Kuwait: A general equilibrium analysis. *Energy Policy*, 112, 381–398. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.032>
- Inchauste, G., Mansur, Y., & Serajuddin, U. (2017). Jordan: Reform amid turmoil. En G. Inchauste & D. G. Victor (Eds.), *The political economy of energy subsidy reform* (pp. 209–239). World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/745311489054655283/pdf/113262-PUB-PUBLIC-PUBDATE-3-22-17.pdf>
- Inchauste, G., & Victor, D. G. (Eds.). (2017). *The political economy of energy subsidy reform*. World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/745311489054655283/pdf/113262-PUB-PUBLIC-PUBDATE-3-22-17.pdf>
- Jia, Z., & Lin, B. (2021). The impact of removing cross subsidies in electric power industry in China: Welfare, economy, and CO<sub>2</sub> emission. *Energy Policy*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520307059>
- Karami, A., Esmaili, A., & Najafi, B. (2012). Assessing effects of alternative food subsidy reform in Iran. *Journal of Policy Modeling*, 34(5), 788–799. <https://doi.org/10.1016/j.jpolmod.2011.08.002>
- Lin, B., & Jiang, Z. (2011). Estimates of energy subsidies in China and impact of energy subsidy reform. *Energy Economics*, 33(2), 273–283. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.07.005>
- Lin, B., & Li, A. (2012). Impacts of removing fossil fuel subsidies on China: How large and how to mitigate? *Energy*, 44(1), 741–749. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.05.018>
- Manzoor, D., Shahmoradi, A., & Haqiqi, I. (2012). An analysis of energy price reform: A CGE approach. *OPEC Energy Review*, 36(1), 35–54. <https://doi.org/10.1111/j.1753-0237.2011.00200.x>
- Medinaceli Monrroy, S. M., & Velázquez Bilbao La Vieja, M. G. (2024). *Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986–2025* (Development Research Working Paper Series 01/2024). INESAD. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/297019/1/1878095757.pdf>

- Njinkeu, D., Djiofack, C., Gencer, D. B., Beyene, L. M., & Alli, M. O. (2023). *Macroeconomic modeling and energy subsidy reform policy dialogue*. World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/697c6135-8bd5-4499-ab47-1724d4312332>
- Rentschler, J., & Bazilian, M. (2017). Principles for designing effective fossil fuel subsidy reforms. *Review of Environmental Economics and Policy*, 11(1), 138–155. <https://www.journals.uchicago.edu/doi/pdf/10.1093/reep/rew016>
- Roos, E. L., & Adams, P. D. (2020). The economy-wide impact of subsidy reform: A CGE analysis. *World Trade Review*, 19(S1), S18–S38. Working paper version: <https://copsmodels.com/ftp/workpapr/g-293.pdf>
- Salinas San Martín, L. (2011). Determinación del precio de gas natural para el sector eléctrico boliviano y su efecto en las tarifas a consumidor final. *Texto de Discussão do Setor Elétrico*, 43. GESEL-UFRJ. Revista Electromundo, 63, 51. Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos, La Paz. [https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/28\\_TDSE43\\_ESPANHOL.pdf](https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/28_TDSE43_ESPANHOL.pdf)
- Tapia Herbas, M. (2013). Determinación de un adecuado precio del gas natural para el sector eléctrico boliviano. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*, 19, 99–123. <https://lajed.ucb.edu.bo/a/article/view/a122>
- Trimble, C., Kojima, M., Pérez Arroyo, I., & Mohammadzadeh, F. (2016). *Residential electricity subsidies in Pakistan: Targeting, welfare impacts, and options for reform* (Policy Research Working Paper 7912). World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/918461481635891184/pdf/WPS7912.pdf>
- UDAPE (2022). *Electricidad*. Diagnósticos sectoriales 2022. <https://www.udape.gob.bo/wp-content/uploads/Colecciones/Diagnosticos/diagnostico2022/documentos/electricidad.pdf>
- Vagliasindi, M. (2012). *Implementing energy subsidy reforms: Evidence from developing countries* (Policy Research Working Paper 6122). World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/869501468149377396/pdf/Implementing-energy-subsidy-reforms-an-overview-of-the-key-issues.pdf>
- Velásquez, R., Sánchez, S. (2022). *Situación del sector de electricidad en Bolivia*. Serie Debate Público, 95. Fundación Jubileo. <https://www.jubileobolivia.org.bo/Publicaciones/Revistas-Especializadas/Situacion-del-sector-de-Electricidad-en-Bolivia>
- Wu, W., Zhang, N., Hu, Y., Zhou, D. & Long, H. (2023). *Crossing the cross-subsidy: Evidence from China's electricity sector*. *Utilities Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.iup.2023.101640>

## Anexo 1: Modelo CGE

El análisis se basa en un modelo de Equilibrio General Computable (CGE) calibrado sobre una Matriz de Contabilidad Social (SAM) estilizada para Bolivia. El objetivo del modelo es capturar cómo la eliminación de subsidios al gas natural en el sector de generación eléctrica se transmite al costo de la electricidad, a los precios sectoriales, al consumo de los hogares y al producto agregado.

### Condición inicial de la SAM

La SAM organiza los flujos monetarios entre actividades, factores, hogares y resto del mundo, de modo que el equilibrio inicial reproduce una situación base consistente. Para cada cuenta  $i$ , el ingreso total es igual al gasto total, cumpliendo la ecuación de consistencia contable de la SAM:

$$\sum_j SAM_{i,j} = \sum_j SAM_{j,i}$$

Esta condición garantiza que el modelo parte de un equilibrio macroeconómico antes del shock en precios.

### Producción Sectorial

Para el modelo se considera que la economía se divide en  $n$  sectores productivos: agrario y de alimentos, minería e hidrocarburos, manufactura, electricidad y agua, construcción, transporte y logística, comercio y otros servicios y administración pública-social. La estructura de cada sector se presenta en el **Anexo 5 Calibración sectorial**.

La producción sectorial se representa mediante una tecnología anidada. En el nivel superior, cada sector combina valor agregado ( $VA_i$ ) e insumos intermedios ( $INT_i$ ) en proporciones fijas  $a_{va,i}$ ,  $a_{int,i}$  que representan los coeficientes calibrados con la SAM en una función tipo Leontief en el corto plazo. Así, para cada sector  $i$ , el nivel de producción  $Q_i$  cumple:

$$Q_i = \min\left(\frac{VA_i}{a_{va,i}}, \frac{INT_i}{a_{int,i}}\right)$$

Esta especificación es adecuada cuando se busca capturar tecnologías rígidas de corto plazo, especialmente en actividades donde la posibilidad de sustituir rápidamente energía por otros insumos es limitada.

Dentro del bloque de valor agregado, el modelo adopta una función Cobb-Douglas entre trabajo y capital. Para cada sector  $i$ :

$$VA_i = A_i K_i^{\alpha_i} L_i^{1-\alpha_i}$$

Donde  $A_i$  es un parámetro de eficiencia calibrado,  $K_i$  es el uso de capital,  $L_i$  el uso de trabajo y  $\alpha_i$  la participación del capital en el valor agregado sectorial.

Bajo competencia perfecta, las demandas de factores se obtienen de la minimización de costos, y los pagos a factores satisfacen

$$rK_i = \alpha_i P_{VA,i} VA_i$$

$$wL_i = (1 - \alpha_i)P_{VA,i}VA_i$$

Donde  $r$  es la remuneración del capital,  $w$  el salario y  $P_{VA,i}$  el precio del valor agregado sectorial. Este bloque permite que cambios en precios relativos afecten la composición del costo de producción.

### ***Demanda intermedia y formación de precios***

La transmisión del shock de precios a través de la cadena de suministros se modela mediante dos mecanismos:

*Demanda intermedia:* Se determina mediante los coeficientes técnicos fijos  $a_{ji}$  derivados de la SAM. Para cada sector  $i$ , la demanda del insumo  $j$  se expresa como:

$$X_{ji} = a_{ji}Q_i$$

donde  $a_{ji}$  es el coeficiente insumo-producto del bien  $j$  usado por el sector  $i$  y  $Q_i$  es el nivel de producción del sector  $i$

Para el caso específico de la electricidad  $e$ , la ecuación  $X_{e,i} = a_{e,i}Q_i$  captura la intensidad eléctrica de cada sector, siendo el canal principal por donde el shock sale del sector eléctrico hacia el resto de la economía. Esta ecuación es central, porque permite que un aumento del precio de la electricidad afecte no solo al sector electricidad mismo, sino también a todos los sectores que la usan como insumo intermedio.

*Precios sectoriales:* Bajo competencia perfecta, los precios se determinan por la condición de cero beneficios, tal que el valor de la producción iguala el costo total para cada sector  $i$ :

$$P_i Q_i = P_{VA,i}VA_i + \sum_j P_j X_{ji},$$

Dividiendo esta expresión entre el nivel de producción  $Q_i$ , obtenemos la ecuación en forma unitaria:

$$P_i = a_{va,i}P_{VA,i} + \sum_j a_{ji} P_j$$

Esta ecuación permite observar el pass-through según el cual un aumento en el precio de un insumo, como la electricidad, eleva el costo de producción, lo que a su vez empuja el alza de precios finales en la medida en que determinado sector haga uso intensivo de dicho insumo.

### ***Shock de política: Precio del gas y tarifa eléctrica***

Para simular el levantamiento del subsidio del precio del gas en generación eléctrica se consideran dos etapas: el efecto del precio del gas sobre el costo sector eléctrico y el efecto del aumento del costo del sector eléctrico sobre la tarifa final.

*Precio del gas:* El precio efectivo del gas para la generación eléctrica  $P_g$  aumenta en función de qué porcentaje  $\theta$  del subsidio se elimina:

$$P_g^1 = P_g^0 + \theta(P_g^* - P_g^0)$$

Donde además  $P_g^0$  es el precio subsidiado inicial del gas y  $P_g^*$  es el precio de referencia sin subsidio.

*Costo unitario del sector eléctrico:* El costo unitario del sector eléctrico depende del gas y de otros componentes, por lo que puede escribirse como

$$P_e = \beta_g P_g + \beta_o P_o$$

Donde  $\beta_g$  es la participación del gas en el costo de generación y  $\beta_o$  resume el peso de los demás componentes de costo.

*Tarifa eléctrica final:* A nivel tarifario, el modelo conecta el aumento del precio del gas en generación con la tarifa eléctrica  $T^1$  mediante la ecuación:

$$T^1 = T^0 \left[ 1 + \omega \left( \frac{P_g^1}{P_g^0} - 1 \right) \right]$$

Donde  $T_0$  es la tarifa base y  $\omega$  es un parámetro de traspaso que mide cuanto del aumento del precio del gas se ve reflejado en un aumento de la tarifa final. A su vez,  $\omega$  puede descomponerse como

$$\omega = \lambda * e * s * F$$

Donde  $\lambda$  es la participación de compra de energía en la tarifa final,  $e$  es la fracción de ese bloque correspondiente a energía y no a potencia o cargos fijos,  $s$  es la participación de la generación térmica a gas en la matriz eléctrica, y  $F$  es la participación del combustible en el costo variable de la generación térmica. Esta formulación hace explícito cómo el subsidio implícito al gas se traduce en subsidio implícito a la tarifa.

### ***Ingreso y consumo de los hogares***

El impacto del shock de levantamiento de subsidio en el bienestar se evalúa a través del bloque de los hogares, cuyo comportamiento se modela mediante una función de consumo Cobb-Douglas sobre bienes finales.

*Ingreso:* El ingreso del hogar  $Y_h$  proviene de remuneraciones a los factores (salarios  $w$  y rentas de capital  $r$ ) y transferencias  $TR_h$  netas de impuestos  $T_h$ :

$$Y_h = wL + rK + TR_h - T_h$$

*Consumo:* Dada la función de utilidad tipo Cobb-Douglas, el consumo  $C$  de cada bien  $i$  por parte de los hogares se define como:

$$C_i = \mu_i \frac{Y_h}{P_i},$$

Donde  $\mu_i$  es la participación del bien  $i$  en el presupuesto del hogar.

Esta ecuación implica que cuando suben los precios, especialmente el de electricidad y el de bienes intensivos en electricidad, el ingreso real del hogar disminuye y el consumo real agregado cae. Esto se resume en el índice de consumo real deflactado por el índice de precios al consumidor IPC:

$$C^{real} = \frac{Y_h}{IPC}$$

### Cierre macroeconómico: Equilibrio y PIB

Para el equilibrio en los mercados de bienes y cierre del modelo se debe cumplir que la oferta doméstica iguale la suma de demandas intermedias  $X_{ij}$ , consumo final  $C_i$ , gobierno  $G_i$ , inversión  $I_i$  y exportaciones netas  $E_i - M_i$  para cada bien  $i$ :

$$Q_i = \sum_j X_{ij} + C_i + G_i + I_i + E_i - M_i$$

En la versión estilizada del modelo, el cierre macroeconómico se simplifica suponiendo que inversión y gasto público son exógenos en términos reales, mientras que el ajuste principal ocurre vía precios y actividad.

Finalmente, el impacto macroeconómico agregado se mide a través del PIB a precios constantes, que se obtiene como suma del valor agregado sectorial:

$$PIB_{real} = \sum_i VA_i$$

Por tanto, cualquier shock que reduzca la producción sectorial o encarezca insumos puede afectar el PIB real agregado.

### Calibración

La calibración del modelo se realiza utilizando los valores observados en la base SAM de los coeficientes técnicos, los cuales se obtienen en base a los parámetros presentados en el **Anexo 4 Supuestos del Modelo** de la siguiente manera:

$$a_{ji} = \frac{X_{ji}^0}{Q_i^0}, \quad \alpha_i = \frac{rK_i^0}{P_{VA,i}^0 VA_i^0}, \quad \mu_i = \frac{P_i^0 C_i^0}{Y_h^0}$$

Aquí, el superíndice 0 indica el valor de equilibrio base. Esta estrategia de calibración asegura que el modelo no impone una estructura arbitraria, sino que reproduce la economía inicial y luego simula cómo esa economía reacciona a cambios en la política energética.

En síntesis, el modelo SAM/CGE parte de un shock exógeno en el precio del gas de generación y lo transmite a través de cuatro ecuaciones clave:

- El ajuste del precio del gas  $P_g^1 = P_g^0 + \theta(P_g^* - P_g^0)$ ,
- La determinación de la tarifa eléctrica  $T^1 = T^0 \left[ 1 + \omega \left( \frac{P_{pg}^1}{P_g^0} - 1 \right) \right]$
- La formación de precios sectoriales  $P_i = a_{va,i} P_{VA,i} + \sum_j a_{ji} P_j$
- La contracción del consumo real  $C_{real} = \frac{Y_h}{IPC}$ .

La interacción de estas ecuaciones con la estructura insumo-producto y el bloque de hogares permite estimar no solo el aumento de la tarifa eléctrica, sino también sus efectos sobre inflación, consumo, producción sectorial y PIB agregado. En términos metodológicos, la principal ventaja del enfoque es que hace explícita la red de transmisión entre subsidio energético, sistema eléctrico y economía real, ofreciendo una base consistente para analizar la reforma del subsidio implícito a la generación eléctrica en Bolivia.

## Anexo 2: Matriz de contabilidad social (SAM)

La Matriz de Contabilidad Social (SAM) constituye la base de datos fundamental para la calibración del modelo CGE. Esta matriz organiza de forma coherente los flujos monetarios entre actividades productivas de acuerdo a los requerimientos sectoriales definidos en el **Anexo 3: Matriz de coeficientes Insumo-Producto**. Los valores presentados en la **Tabla 5** representan el estado de equilibrio inicial de la economía boliviana a partir de los parámetros establecidos en el **Anexo 4 Supuestos del Modelo** y el **Anexo 5 Calibración sectorial** antes de la aplicación del shock tarifario.

**Tabla 5 Matriz de Contabilidad Social (SAM)**

| Fila \ Columna | Agro | Min. | Man. | Elec. | Const. | Transp. | Com. | Admi. | LAB   | CAP   | HH    | GOV  | INV  | ROW  |
|----------------|------|------|------|-------|--------|---------|------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| Agro           | 5,5  | 1,4  | 10,1 | 0,4   | 0,5    | 2,4     | 3,2  | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 4,8   | 0,7  | 2,7  | 3,4  |
| Min.           | 0,5  | 8,5  | 5,7  | 0,6   | 0,7    | 2,9     | 1,3  | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 4,1   | 1,0  | 6,1  | 46,0 |
| Man.           | 3,7  | 9,9  | 11,3 | 0,6   | 1,1    | 3,8     | 6,3  | 0,2   | 0,0   | 0,0   | 12,6  | 1,9  | 11,3 | 11,3 |
| Elec.          | 0,0  | 14,1 | 3,1  | 2,5   | 0,5    | 1,9     | 1,9  | 0,2   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0  | 0,0  | 0,0  |
| Const.         | 0,9  | 2,8  | 11,3 | 0,5   | 1,8    | 3,8     | 3,8  | 0,5   | 0,0   | 0,0   | 0,2   | 0,4  | 2,9  | 0,1  |
| Transp.        | 0,5  | 7,1  | 5,0  | 0,6   | 0,5    | 4,8     | 5,0  | 0,2   | 0,0   | 0,0   | 3,2   | 1,0  | 2,3  | 2,6  |
| Com.           | 1,4  | 1,4  | 7,5  | 0,5   | 0,9    | 2,9     | 7,6  | 0,2   | 0,0   | 0,0   | 30,8  | 10,9 | 13,6 | 9,0  |
| Admi.          | 0,5  | 0,0  | 3,1  | 0,6   | 0,5    | 1,9     | 3,2  | 1,2   | 0,0   | 0,0   | 4,1   | 25,1 | 5,1  | 2,0  |
| LAB            | 16,5 | 19,3 | 18,9 | 3,5   | 11,0   | 14,0    | 42,0 | 26,3  | 0,0   | 0,0   |       |      |      |      |
| CAP            | 13,5 | 35,8 | 23,1 | 6,5   | 9,0    | 14,0    | 28,0 | 8,8   | 0,0   | 0,0   |       |      |      |      |
| HH             |      |      |      |       |        |         |      |       | 151,4 | 110,9 |       |      |      |      |
| GOV            | 2,9  | 9,8  | 7,0  | 1,0   | 1,4    | 3,4     | 6,8  | 1,3   | 0,0   | 13,9  | 26,2  |      |      |      |
| INV            |      |      |      |       |        |         |      |       | 0,0   | 0,0   | 262,3 | 40,1 |      | 13,9 |
| ROW            | 4,6  | 12,2 | 12,0 | 0,5   | 2,9    | 5,6     | 9,0  | 2,2   | 0,0   | 13,9  |       |      |      |      |

Fuente: Elaboración propia

Para cada sector en la columna  $i$  en relación a los sectores en la fila  $j$  se calcula:

$$g_{ij} = \frac{Input_{ji}}{Total\ input_i} \left( 1 - \left( \frac{VA}{output} \right)_i - Impuesto_i - Imp.\ share_i \right) \left( \frac{PIB\ base_i}{\left( \frac{VA}{output} \right)_i} \right)$$

Para las filas de los factores de producción, capital y trabajo, gobierno y sector externo se calcula para los sectores de cada columna  $i$ :

$$LAB_i = PIB\ base_i * \left( \frac{Trabajo}{VA} \right)_i$$

$$CAP_i = PIB\ base_i * \left( \frac{Capital}{VA} \right)_i$$

$$GOV_i = \left( \frac{PIB\ base_i}{\left( \frac{VA}{output} \right)_i} \right) * Impuesto_i$$

$$ROW = \left( \frac{PIB \text{ base}_i}{\left( \frac{VA}{output} \right)_i} \right) * Imp. share_i$$

Para los hogares el ingreso por trabajo y por capital son respectivamente:

$$\sum LAB_i = 151.4 \quad \sum CAP_i * r_h = 110.9$$

Por lo tanto, el ingreso total de los hogares será:

$$\sum LAB_i + \sum CAP_i * r_h = 262.3$$

Para el gobierno y el sector externo los ingresos de capital son respectivamente:

$$\sum CAP_i * r_g = 13.9 \quad \sum CAP_i * r_r = 13.9$$

Para el gobierno el ingreso por impuestos directos a los hogares es:

$$T_h = \left( \sum LAB_i + \sum CAP_i * r_h \right) t_h = 26.2$$

Por lo tanto, el ingreso total del gobierno y del sector externo será respectivamente:

$$\sum CAP_i * r_g + T_h = 40.1 \quad \sum CAP_i * r_r = 13.9$$

Las columnas de hogares, gobierno, inversión y sector externo miden el gasto en cada sector de la economía en las filas  $j$ :

$$g_j^h = \sum_i g_{ij} * Demanda \text{ hogares de } j$$

$$g_j^g = \sum_i g_{ij} * Demanda \text{ gobierno de } j$$

$$g_j^r = \sum_i g_{ij} * Demanda \text{ externa de } j$$

### Anexo 3: Matriz de coeficientes Insumo-Producto

En la **Tabla 6** se presenta la estructura de consumo intermedio de cada sector de la economía, indicando la proporción de insumos  $a$  que cada sector en la columna  $i$  requiere del sector en la fila  $j$ .

**Tabla 6 Matriz de coeficientes IO**

| Insumo \ Usuario                    | Agro         | Minería      | Manuf.       | Elec.        | Const.       | Transp.      | Com.         | Admin.       |
|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Agro y alimentos                    | 12.0%        | 1.0%         | 8.0%         | 0.0%         | 2.0%         | 1.0%         | 3.0%         | 1.0%         |
| Minería e<br>Hidrocarburos          | 1.0%         | 6.0%         | 7.0%         | 10.0%        | 2.0%         | 5.0%         | 1.0%         | 0.0%         |
| Manufactura                         | 16.0%        | 9.0%         | 18.0%        | 5.0%         | 18.0%        | 8.0%         | 12.0%        | 5.0%         |
| Electricidad y agua                 | 3.0%         | 5.0%         | 5.0%         | 20.0%        | 4.0%         | 5.0%         | 4.0%         | 5.0%         |
| Construcción                        | 2.0%         | 3.0%         | 5.0%         | 2.0%         | 8.0%         | 2.0%         | 4.0%         | 2.0%         |
| Transporte y<br>logística           | 5.0%         | 6.0%         | 8.0%         | 4.0%         | 8.0%         | 10.0%        | 6.0%         | 4.0%         |
| Comercio y<br>servicios             | 5.0%         | 2.0%         | 10.0%        | 3.0%         | 6.0%         | 8.0%         | 12.0%        | 5.0%         |
| Administración<br>Pública/Social    | 0.0%         | 0.0%         | 1.0%         | 1.0%         | 2.0%         | 1.0%         | 1.0%         | 5.0%         |
| <b>Total insumos<br/>domésticos</b> | <b>44.0%</b> | <b>32.0%</b> | <b>62.0%</b> | <b>45.0%</b> | <b>50.0%</b> | <b>40.0%</b> | <b>43.0%</b> | <b>27.0%</b> |

*Fuente: Elaboración propia con base en INE Bolivia, Matrices de Insumo Producto y Cuadros de Oferta y Utilización; agregación sectorial propia a 8 sectores.*

## Anexo 4 Supuestos del Modelo

Se presentan los parámetros utilizados en el modelo CGE. Los datos han sido calibrados para representar interacción entre la estructura del sector eléctrico y la macroeconomía en el corto plazo.

**Tabla 7 Parámetros del modelo**

| Parámetro                       | Valor             | Descripción   |
|---------------------------------|-------------------|---|
| <i>Shock y precios del gas</i>  |                   |   |
| $\theta$                        | 50%-100%          | Porcentaje de retiro del subsidio                     |
| $P_g^0$                         | 1,3 USD/MMBtu     | Precio subsidiado                                     |
| $P_g^*$                         | 6,60 USD/MMBtu    | Precio de Mercado                                     |
| <i>Tarifa eléctrica</i>         |                   |   |
| $\lambda$                       | 55%               | Peso de compra de energía en la tarifa final          |
| $e$                             | 55%               | Energía dentro del bloque compra/sistema              |
| <i>Sistema eléctrico</i>        |                   |   |
| $s$                             | 60%               | Participación de termoelectricidad a gas              |
| $f$                             | 75%               | Peso del combustible en el costo térmico              |
| <i>Bloque hogares</i>           |                   |   |
| $\mu_e$                         | 3%                | Peso directo de electricidad en el IPC de los hogares |
| $Y_h$                           | 75%               | Transmisión del PIB al ingreso real de los hogares    |
|                                 | 0.9 (elasticidad) | Erosión del consumo real por IPC                      |
| $t_h$                           | 10%               | Tasa de impuesto directo a hogares                    |
| <i>Distribución del capital</i> |                   |   |
| $r_h$                           | 80%               | Participación que va a hogares                        |
| $r_g$                           | 10%               | Participación que va a gobierno                       |
| $r_r$                           | 10%               | Participación que va a ROW                            |

Fuente: Elaboración propia con base en AETN, CNDC, ENDE, Ministerio de Hidrocarburos y Energías — Balance Energético Nacional.

## Anexo 5 Calibración sectorial

Se detallan los coeficientes técnicos y elasticidades utilizadas para calibrar la respuesta de 8 sectores económicos al shock en el modelo. La **Tabla 8** muestra la estructura de la demanda de cada sector, **Tabla 9** describe la composición de cada sector. La **Tabla 10** presenta los parámetros de transmisión y sensibilidad de precios.

**Tabla 8 Estructura de la demanda por sectores**

| Sector                          | Demanda hogares | Demanda gobierno | Demanda inversión |
|---------------------------------|-----------------|------------------|-------------------|
| Agro y alimentos                | 14,0%           | 2,0%             | 8,0%              |
| Minería e hidrocarburos         | 4,0%            | 1,0%             | 6,0%              |
| Manufactura                     | 20,0%           | 3,0%             | 18,0%             |
| Electricidad y agua             | 4,0%            | 1,0%             | 3,0%              |
| Construcción                    | 2,0%            | 4,0%             | 28,0%             |
| Transporte y logística          | 10,0%           | 3,0%             | 7,0%              |
| Comercio y otros servicios      | 34,0%           | 12,0%            | 15,0%             |
| Administración pública/sociales | 12,0%           | 74,0%            | 15,0%             |

*Fuente: Elaboración propia con base en INE Bolivia, Cuentas Nacionales, Cuadros de Oferta y Utilización, PIB por tipo de gasto y PIB por actividad económica.*

**Tabla 9 Estructura sectorial**

| Sector                  | PIB base (BS bn) | VA Bruto % | Trabajo/VA | Capital/VA | Exp. Share | Imp. Share | Impuesto |
|-------------------------|------------------|------------|------------|------------|------------|------------|----------|
| Agro y alimentos        | 30               | 52%        | 0.55       | 0.45       | 0.10       | 0.08       | 5%       |
| Minería e Hidrocarburos | 55               | 45%        | 0.35       | 0.65       | 0.45       | 0.10       | 8%       |
| Manufactura             | 42               | 42%        | 0.45       | 0.55       | 0.18       | 0.12       | 7%       |
| Electricidad y agua     | 10               | 58%        | 0.35       | 0.65       | 0.02       | 0.03       | 6%       |
| Construcción            | 20               | 56%        | 0.55       | 0.45       | 0.01       | 0.08       | 4%       |
| Transporte y logística  | 28               | 50%        | 0.50       | 0.50       | 0.08       | 0.10       | 6%       |
| Comercio y servicios    | 70               | 62%        | 0.60       | 0.40       | 0.10       | 0.08       | 6%       |
| Admin. Pública/Social   | 35               | 78%        | 0.75       | 0.25       | 0.06       | 0.05       | 3%       |

*Fuente: Elaboración propia con base en INE Bolivia, Cuentas Nacionales, Matrices de Insumo Producto, estadísticas de comercio exterior y calibración propia del modelo.*

**Tabla 10 Parámetros de transmisión y sensibilidad de precios**

| Sector                  | Intensidad eléctrica | Pass-through | Link tarifario directo | Elasticidad Precio | Coef. Linkage Hogares | Elasticidad exportaciones |
|-------------------------|----------------------|--------------|------------------------|--------------------|-----------------------|---------------------------|
| Agro y alimentos        | 0.04                 | 0.70         | 0.00                   | 0.35               | 0.15                  | 0.20                      |
| Minería e Hidrocarburos | 0.07                 | 0.80         | 0.00                   | 0.30               | 0.05                  | 0.45                      |
| Manufactura             | 0.09                 | 0.85         | 0.00                   | 0.45               | 0.22                  | 0.25                      |
| Electricidad y agua     | 0.12                 | 1.00         | 0.70                   | 0.30               | 0.04                  | 0.05                      |
| Construcción            | 0.05                 | 0.75         | 0.00                   | 0.40               | 0.08                  | 0.05                      |
| Transporte y logística  | 0.08                 | 0.80         | 0.00                   | 0.40               | 0.16                  | 0.12                      |
| Comercio y servicios    | 0.05                 | 0.75         | 0.00                   | 0.35               | 0.28                  | 0.10                      |
| Admin. Pública/Social   | 0.04                 | 0.60         | 0.00                   | 0.20               | 0.02                  | 0                         |

Fuente: Elaboración propia con base en INE Bolivia, AETN, CNDC, y estimaciones propias sobre transmisión de precios, elasticidades sectoriales y reforma de subsidios energéticos.

### Anexo 6 Sensibilidades

En la **Tabla 11** se presenta una comparación de los impactos macroeconómicos bajo distintos niveles de retiro del subsidio implícito al gas natural. El análisis permite evaluar la progresividad de los efectos sobre la economía boliviana.

**Tabla 11 Sensibilidades por escenario de retiro del subsidio**

| Escenario (% Retiro) | Precio Gas (USD/MMBtu) | Shock Tarifa (%) | IPC Total (%) | Consumo Hogares (%) | PIB Real Agregado (%) |
|----------------------|------------------------|------------------|---------------|---------------------|-----------------------|
| 0% (Línea de Base)   | 1.30                   | 0.0%             | 0.0%          | 0.0%                | 0.0%                  |
| 25% (Gradual)        | 2.63                   | 13.9%            | 1.3%          | -1.5%               | -0.4%                 |
| 50% (Intermedio)     | 3.95                   | 27.7%            | 2.7%          | -3.1%               | -0.9%                 |
| 75% (Acelerado)      | 5.28                   | 41.6%            | 4.0%          | -4.6%               | -1.3%                 |
| 100% (Sinceramiento) | 6.60                   | 55.5%            | 5.4%          | -6.1%               | -1.8%                 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados del modelo 2STAGE-E

El modelo revela que, por cada 10 puntos porcentuales de retiro del subsidio, la tarifa eléctrica final se incrementa en aproximadamente 5.5%, lo que genera una presión inflacionaria de 0.54 puntos en el IPC total.

El consumo real de los hogares muestra una alta sensibilidad, contrayéndose de forma más acelerada que el PIB. En un escenario de sinceramiento total, la caída del consumo triplica el impacto sobre el PIB, evidenciando un fuerte efecto distributivo de la medida.

La relación entre el shock tarifario y el PIB real sugiere que la economía boliviana tiene una estructura donde la energía eléctrica actúa como un insumo estratégico con pocos sustitutos en el corto plazo.

## Anexo 7 Resultados del modelo por escenario y variable

Se detallan los resultados macroeconómicos desagregados del modelo SAM/CGE para los ocho sectores productivos considerados. En las **Tablas 8, 9, 10, 11** se presentan las variaciones bajo cuatro escenarios de retiro del subsidio al gas para generación eléctrica respectivamente: 25%, 50%, 75% y 100% para cada sector. En la **Tabla 12**, para los mismos escenarios, se presentan los resultados macroeconómicos agregados.

**Tabla 12 Resultados con 25% de retiro del subsidio**

| Sector                          | PIB base (Bs bn) | Peso PIB      | Peso IPC     | Shock de precio sectorial | Shock PIB real sectorial | PIB real nuevo | Contribución al PIB (pp) | Shock Ingreso Laboral |
|---------------------------------|------------------|---------------|--------------|---------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|-----------------------|
| Agro y alimentos                | 30,0             | 10,3%         | 15,0%        | 0,4%                      | -0,2%                    | 30,0           | 0,0%                     | -0,1%                 |
| Minería e hidrocarburos         | 55,0             | 19,0%         | 4,0%         | 0,8%                      | -0,4%                    | 54,8           | -0,1%                    | -0,1%                 |
| Manufactura                     | 42,0             | 14,5%         | 18,0%        | 1,1%                      | -0,5%                    | 41,8           | -0,1%                    | -0,2%                 |
| Electricidad y agua             | 10,0             | 3,4%          | 3,0%         | 11,4%                     | -3,4%                    | 9,7            | -0,1%                    | -1,2%                 |
| Construcción                    | 20,0             | 6,9%          | 6,0%         | 0,5%                      | -0,2%                    | 20,0           | 0,0%                     | -0,1%                 |
| Transporte y logística          | 28,0             | 9,7%          | 9,0%         | 0,9%                      | -0,4%                    | 27,9           | 0,0%                     | -0,2%                 |
| Comercio y otros servicios      | 70,0             | 24,1%         | 28,0%        | 0,5%                      | -0,2%                    | 69,8           | -0,1%                    | -0,1%                 |
| Administración pública/sociales | 35,0             | 12,1%         | 14,0%        | 0,3%                      | -0,1%                    | 35,0           | 0,0%                     | -0,1%                 |
| <b>Totales</b>                  | <b>290,0</b>     | <b>100,0%</b> | <b>97,0%</b> | <b>15,9%</b>              | <b>-5,4%</b>             | <b>288,8</b>   | <b>-0,4%</b>             | <b>-2,2%</b>          |

Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E

**Tabla 13 Resultados con 50% de retiro del subsidio**

| Sector                          | PIB base (Bs bn) | Peso PIB      | Peso IPC     | Shock de precio sectorial | Shock PIB real sectorial | PIB real nuevo | Contribución al PIB (pp) | Shock Ingreso Laboral |
|---------------------------------|------------------|---------------|--------------|---------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|-----------------------|
| Agro y alimentos                | 30,0             | 10,3%         | 15,0%        | 0,8%                      | -0,3%                    | 29,9           | 0,0%                     | -0,2%                 |
| Minería e hidrocarburos         | 55,0             | 19,0%         | 4,0%         | 1,6%                      | -0,8%                    | 54,6           | -0,1%                    | -0,3%                 |
| Manufactura                     | 42,0             | 14,5%         | 18,0%        | 2,1%                      | -1,1%                    | 41,5           | -0,2%                    | -0,5%                 |
| Electricidad y agua             | 10,0             | 3,4%          | 3,0%         | 22,8%                     | -6,9%                    | 9,3            | -0,2%                    | -2,4%                 |
| Construcción                    | 20,0             | 6,9%          | 6,0%         | 1,0%                      | -0,4%                    | 19,9           | 0,0%                     | -0,2%                 |
| Transporte y logística          | 28,0             | 9,7%          | 9,0%         | 1,8%                      | -0,7%                    | 27,8           | -0,1%                    | -0,4%                 |
| Comercio y otros servicios      | 70,0             | 24,1%         | 28,0%        | 1,0%                      | -0,5%                    | 69,7           | -0,1%                    | -0,3%                 |
| Administración pública/sociales | 35,0             | 12,1%         | 14,0%        | 0,7%                      | -0,1%                    | 35,0           | 0,0%                     | -0,1%                 |
| <b>Totales</b>                  | <b>290,0</b>     | <b>100,0%</b> | <b>97,0%</b> | <b>31,7%</b>              | <b>-10,8%</b>            | <b>287,7</b>   | <b>-0,8%</b>             | <b>-4,3%</b>          |

Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E

**Tabla 14 Resultados con 75% de retiro del subsidio**

| Sector                          | PIB base (Bs bn) | Peso PIB      | Peso IPC     | Shock de precio sectorial | Shock PIB real sectorial | PIB real nuevo | Contribución al PIB (pp) | Shock Ingreso Laboral |
|---------------------------------|------------------|---------------|--------------|---------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|-----------------------|
| Agro y alimentos                | 30,0             | 10,3%         | 15,0%        | 1,2%                      | -0,5%                    | 29,9           | 0,0%                     | -0,3%                 |
| Minería e hidrocarburos         | 55,0             | 19,0%         | 4,0%         | 2,3%                      | -1,2%                    | 54,4           | -0,2%                    | -0,4%                 |
| Manufactura                     | 42,0             | 14,5%         | 18,0%        | 3,2%                      | -1,6%                    | 41,3           | -0,2%                    | -0,7%                 |
| Electricidad y agua             | 10,0             | 3,4%          | 3,0%         | 34,1%                     | -10,3%                   | 9,0            | -0,4%                    | -3,6%                 |
| Construcción                    | 20,0             | 6,9%          | 6,0%         | 1,6%                      | -0,6%                    | 19,9           | 0,0%                     | -0,3%                 |
| Transporte y logística          | 28,0             | 9,7%          | 9,0%         | 2,7%                      | -1,1%                    | 27,7           | -0,1%                    | -0,6%                 |
| Comercio y otros servicios      | 70,0             | 24,1%         | 28,0%        | 1,6%                      | -0,7%                    | 69,5           | -0,2%                    | -0,4%                 |
| Administración pública/sociales | 35,0             | 12,1%         | 14,0%        | 1,0%                      | -0,2%                    | 34,9           | 0,0%                     | -0,2%                 |
| <b>Totales</b>                  | <b>290,0</b>     | <b>100,0%</b> | <b>97,0%</b> | <b>47,6%</b>              | <b>-16,2%</b>            | <b>286,5</b>   | <b>-1,2%</b>             | <b>-6,5%</b>          |

Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E

**Tabla 15 Resultados con 100% de retiro del subsidio**

| Sector                          | PIB base (Bs bn) | Peso PIB      | Peso IPC     | Shock de precio sectorial | Shock PIB real sectorial | PIB real nuevo | Contribución al PIB (pp) | Shock Ingreso Laboral |
|---------------------------------|------------------|---------------|--------------|---------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|-----------------------|
| Agro y alimentos                | 30,0             | 10,3%         | 15,0%        | 1,6%                      | -0,6%                    | 29,8           | -0,1%                    | -0,3%                 |
| Minería e hidrocarburos         | 55,0             | 19,0%         | 4,0%         | 3,1%                      | -1,6%                    | 54,1           | -0,3%                    | -0,5%                 |
| Manufactura                     | 42,0             | 14,5%         | 18,0%        | 4,2%                      | -2,2%                    | 41,1           | -0,3%                    | -1,0%                 |
| Electricidad y agua             | 10,0             | 3,4%          | 3,0%         | 45,5%                     | -13,7%                   | 8,6            | -0,5%                    | -4,8%                 |
| Construcción                    | 20,0             | 6,9%          | 6,0%         | 2,1%                      | -0,8%                    | 19,8           | -0,1%                    | -0,5%                 |
| Transporte y logística          | 28,0             | 9,7%          | 9,0%         | 3,6%                      | -1,5%                    | 27,6           | -0,1%                    | -0,7%                 |
| Comercio y otros servicios      | 70,0             | 24,1%         | 28,0%        | 2,1%                      | -0,9%                    | 69,4           | -0,2%                    | -0,5%                 |
| Administración pública/sociales | 35,0             | 12,1%         | 14,0%        | 1,3%                      | -0,3%                    | 34,9           | 0,0%                     | -0,2%                 |
| <b>Totales</b>                  | <b>290,0</b>     | <b>100,0%</b> | <b>97,0%</b> | <b>63,5%</b>              | <b>-21,6%</b>            | <b>285,4</b>   | <b>-1,6%</b>             | <b>-8,6%</b>          |

Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E

**Tabla 16 Resultados agregados por escenario**

| Indicador            | Retiro 25% | Retiro 50% | Retiro 75% | Retiro 100% |
|----------------------|------------|------------|------------|-------------|
| Tarifa eléctrica     | 13,9%      | 27,7%      | 41,6%      | 55,5%       |
| IPC total            | 1,3%       | 2,7%       | 4,0%       | 5,4%        |
| Consumo real hogares | -1,5%      | -3,1%      | -4,6%      | -6,1%       |
| PIB real agregado    | -0,4%      | -0,9%      | -1,3%      | -1,8%       |

Fuente: Elaboración propia con base en resultados del modelo 2STAGE-E

## Anexo 8 Modelo Soft-link

**Tabla 17 Soft-link 2STAGE-E demanda no constante, costos fijos/variables e internacional alto**

| Escenario                       | Precio gas | Exposición | Costo gen. | Tarifa simple | Dem. Reg. GWh | Dem. No Reg. GWh | Inyección ajust. | Gen.   |
|---------------------------------|------------|------------|------------|---------------|---------------|------------------|------------------|--------|
| Precio Actual                   | 1,3        | 1,0        | 33,6       | 130,3         | 9464,0        | 766,0            | 11343,0          | 381,2  |
| Transición regulatoria          | 3,3        | 1,0        | 61,9       | 170,5         | 9089,9        | 755,8            | 10916,9          | 675,7  |
| Costo de generación             | 3,1        | 1,0        | 60,0       | 167,8         | 9111,7        | 756,4            | 10941,7          | 656,5  |
| Importación regional baja       | 3-4,5      | 1,0        | 80,0       | 196,3         | 8900,0        | 750,5            | 10700,5          | 856,4  |
| Importación regional media      | 5-6,5      | 1,0        | 101,8      | 227,2         | 8706,9        | 745,0            | 10480,2          | 1066,9 |
| Importación regional alta       | 7-9        | 1,0        | 145,3      | 289,1         | 8398,1        | 736,1            | 10127,9          | 1471,9 |
| GNL                             | 10-12      | 1,0        | 188,9      | 350,9         | 8157,3        | 729,0            | 9853,1           | 1860,9 |
| Estrés bajo                     | 12-15      | 1,0        | 232,4      | 412,8         | 7961,1        | 723,1            | 9629,0           | 2237,7 |
| Estrés medio                    | 15-18      | 1,0        | 275,9      | 474,6         | 7796,1        | 718,1            | 9440,5           | 2604,8 |
| Estrés alto                     | 16-20      | 1,0        | 304,9      | 515,9         | 7699,3        | 715,1            | 9329,9           | 2845,0 |
| Importación con expansión de ER | 13-15      | 0,8        | 188,9      | 350,9         | 8157,3        | 729,0            | 9853,1           | 1860,9 |

Fuente: Elaboración propia como interface al modelo 2STAGE-E con datos de CNDC, AETN, y supuestos técnicos.

**Tabla 18 Soft-link 2STAGE-E demanda no constante, costos fijos/variables e internacional alto (continuación)**

| Escenario                       | Distribución | Transmisión | IT    | IVA   | TOTAL  | Tarifa Reg. | Inc. Reg. | % subsidio eliminado |
|---------------------------------|--------------|-------------|-------|-------|--------|-------------|-----------|----------------------|
| Precio Actual                   | 435,2        | 224,1       | 60,2  | 164,5 | 1265,2 | 130,3       | 0%        | 0%                   |
| Transición regulatoria          | 430,9        | 222,0       | 76,9  | 210,1 | 1615,6 | 171,9       | 32%       | 14%                  |
| Costo de generación             | 431,1        | 222,1       | 75,8  | 207,1 | 1592,6 | 169,2       | 30%       | 13%                  |
| Importación regional baja       | 428,7        | 220,9       | 87,1  | 238,1 | 1831,3 | 198,4       | 52%       | 23%                  |
| Importación regional media      | 426,5        | 219,8       | 99,1  | 270,9 | 2083,2 | 229,9       | 76%       | 34%                  |
| Importación regional alta       | 422,9        | 218,1       | 122,3 | 334,1 | 2569,3 | 292,5       | 124%      | 56%                  |
| GNL                             | 420,2        | 216,7       | 144,5 | 394,9 | 3037,2 | 354,8       | 172%      | 78%                  |
| Estrés bajo                     | 417,9        | 215,6       | 166,1 | 454,0 | 3491,3 | 416,7       | 220%      | 100%                 |
| Estrés medio                    | 416,0        | 214,7       | 187,2 | 511,6 | 3934,3 | 478,5       | 267%      | 100%                 |
| Estrés alto                     | 414,9        | 214,2       | 201,0 | 549,3 | 4224,4 | 519,6       | 299%      | 100%                 |
| Importación con expansión de ER | 420,2        | 216,7       | 144,5 | 394,9 | 3037,2 | 354,8       | 172%      | 100%                 |

Fuente: Elaboración propia como interface al modelo 2STAGE-E con datos de CNDC, AETN, y supuestos técnicos.

**Tabla 19 Proyectos Eólicos**

| Proyecto        | Departamento | Fecha Mín. Ingreso | Inv. (MMUS\$) | Monómico (US\$/MWh) | Capacidad (MW) | Factor de Planta (%) | Energía anual (GWh) | Costo anual (M US\$) |
|-----------------|--------------|--------------------|---------------|---------------------|----------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| San Julián II   | Santa Cruz   | 2026               | 89,0          | 61,9                | 54,0           | 42,0                 | 198,7               | 12,3                 |
| Bajío           | Santa Cruz   | 2026               | 82,0          | 62,5                | 50,0           | 42,0                 | 184,0               | 11,5                 |
| Zanja Honda     | Santa Cruz   | 2026               | 82,0          | 63,1                | 50,0           | 42,0                 | 184,0               | 11,6                 |
| El Dorado 3     | Santa Cruz   | 2026               | 82,0          | 63,2                | 50,0           | 42,0                 | 184,0               | 11,6                 |
| Warnes III      | Santa Cruz   | 2026               | 49,0          | 63,6                | 30,0           | 42,0                 | 110,4               | 7,0                  |
| Brecha 12 I     | Santa Cruz   | 2026               | 148,0         | 62,2                | 90,0           | 42,0                 | 331,1               | 20,6                 |
| Brecha 12 II    | Santa Cruz   | 2026               | 148,0         | 62,2                | 90,0           | 42,0                 | 331,1               | 20,6                 |
| Brecha 4        | Santa Cruz   | 2026               | 90,0          | 59,1                | 59,0           | 42,0                 | 217,1               | 12,8                 |
| Brecha 4 II     | Santa Cruz   | 2026               | 192,0         | 62,3                | 117,0          | 42,0                 | 430,5               | 26,8                 |
| Swift Current   | Santa Cruz   | 2027               | 148,0         | 62,3                | 90,0           | 42,0                 | 331,1               | 20,6                 |
| La Peña         | Santa Cruz   | 2027               | 133,0         | 62,3                | 81,0           | 42,0                 | 298,0               | 18,6                 |
| La Peña II      | Santa Cruz   | 2027               | 148,0         | 62,3                | 90,0           | 42,0                 | 331,1               | 20,6                 |
| San Carlos      | Santa Cruz   | 2027               | 96,0          | 62,3                | 59,0           | 42,0                 | 217,1               | 13,5                 |
| Las Barreras    | Santa Cruz   | 2027               | 96,0          | 62,3                | 59,0           | 42,0                 | 217,1               | 13,5                 |
| Warnes Norte    | Santa Cruz   | 2027               | 96,0          | 62,3                | 59,0           | 42,0                 | 217,1               | 13,5                 |
| Zanja Honda II  | Santa Cruz   | 2027               | 96,0          | 62,3                | 59,0           | 42,0                 | 217,1               | 13,5                 |
| Zanja Honda III | Santa Cruz   | 2027               | 103,0         | 62,3                | 63,0           | 42,0                 | 231,8               | 14,4                 |
| Bélgica         | Santa Cruz   | 2028               | 89,0          | 61,8                | 54,0           | 42,0                 | 198,7               | 12,3                 |
| Qollpana III    | Cochabamba   | 2028               | 84,0          | 73,6                | 51,0           | 34,0                 | 151,9               | 11,2                 |
| Porvenir        | Santa Cruz   | 2028               | 82,0          | 63,1                | 50,0           | 42,0                 | 184,0               | 11,6                 |
| Lomas Blancas   | Tarija       | 2028               | 82,0          | 56,5                | 50,0           | 42,0                 | 184,0               | 10,4                 |
| <b>Total</b>    |              |                    | <b>2215,0</b> | <b>62,4</b>         | <b>1355,0</b>  |                      | <b>4949,6</b>       | <b>308,7</b>         |

Fuente: Elaboración propia con base en información de ENDE, CNDC y Ministerio de Hidrocarburos y Energías; Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables.

**Tabla 20 Proyectos Solares**

| Proyecto      | Departamento | Fecha Min. Ingreso | Inv. (MMUS\$) | Monómico (US\$/MWh) | Capacidad (MW) | Factor de Planta (%) | Energía anual (GWh) | Costo anual (M US\$) |
|---------------|--------------|--------------------|---------------|---------------------|----------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| Sica Sica 2   | Oruro        | 2026               | 24,0          | 48,5                | 30,0           | 29,0                 | 76,2                | 3,7                  |
| Tarabuco      | Chuquisaca   | 2026               | 24,0          | 54,5                | 30,0           | 27,0                 | 71,0                | 3,9                  |
| Toco          | Cochabamba   | 2026               | 24,0          | 62,2                | 30,0           | 27,0                 | 71,0                | 4,4                  |
| Antipampa     | La Paz       | 2027               | 97,0          | 47,8                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 14,6                 |
| Chichas       | Potosí       | 2027               | 97,0          | 45,7                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 13,9                 |
| Kolluri       | Oruro        | 2027               | 97,0          | 51,1                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 15,6                 |
| Opoqueri      | Oruro        | 2027               | 97,0          | 50,5                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 15,4                 |
| S. Quillacas  | Oruro        | 2027               | 97,0          | 53,9                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 16,4                 |
| San Cristóbal | Potosí       | 2027               | 97,0          | 45,3                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 13,8                 |
| Sica Sica 1   | La Paz       | 2027               | 40,0          | 48,7                | 50,0           | 29,0                 | 127,0               | 6,2                  |
| Sulchi        | Potosí       | 2027               | 97,0          | 50,2                | 120,0          | 28,0                 | 294,3               | 14,8                 |
| Ubina         | Potosí       | 2027               | 97,0          | 47,6                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 14,5                 |
| Uyuni 3       | Potosí       | 2027               | 97,0          | 47,3                | 120,0          | 29,0                 | 304,8               | 14,4                 |
| <b>Total</b>  |              |                    | <b>985,0</b>  | <b>49,2</b>         | <b>1220,0</b>  |                      | <b>3078,3</b>       | <b>151,6</b>         |

*Fuente: Elaboración propia con base en información de ENDE, CNDC y Ministerio de Hidrocarburos y Energías; Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables.*