

Enero 2025



# MERCADO ENERGÉTICO EN EL PAÍS: BARRERAS Y OPORTUNIDADES

Con la colaboración de:

***LQG ENERGY & MINING CONSULTING***

Informe encargado por:

**SOCIEDAD PERUANA DE  
HIDROCARBUROS - SPH**





# MERCADO ENERGÉTICO EN EL PAÍS: BARRERAS Y OPORTUNIDADES

Documento elaborado por el IPE – Instituto Peruano de Economía  
por encargo de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos – SPH

Autores:

- Stephani Maita Uría
- Victor Fuentes Campos
- Carlos Gallardo Torres

© Instituto Peruano de Economía

Calle Amador Merino Reyna 460 Piso 2, San Isidro

Teléfono: 4420168

[www.ipe.org.pe](http://www.ipe.org.pe)

Primera edición digital – enero 2025

Versión digital publicada en la página web:

[www.ipe.org.pe](http://www.ipe.org.pe)

© Todos los derechos de esta edición están reservados.

Esta obra no puede ser reproducida en todo o en parte, memorizada en sistemas de archivos o transmitida en cualquier forma o medio electrónico, mecánico o fotocopiado sin autorización previa del autor.

# I. INTRODUCCIÓN

El mercado energético peruano ha experimentado una transformación significativa durante las últimas décadas. La explotación del yacimiento de Camisea (Cusco) marcó un hito en la diversificación de la matriz energética, permitiendo que el gas natural y el GLP tengan un mayor posicionamiento en la demanda nacional. Sin embargo, el país aún enfrenta riesgos importantes debido a su alta dependencia de combustibles importados, especialmente el diésel, lo cual genera severas implicancias económicas y sociales.

El presente estudio ofrece un análisis integral de las barreras y oportunidades del sector energético en el Perú. Para ello, se revisó información secundaria relevante y se entrevistó a cinco reconocidos especialistas del sector<sup>1</sup>. En la primera sección, se describe la evolución del consumo de energía en el país, detallando los cambios en la matriz de combustibles en los últimos 30 años. La segunda sección analiza las repercusiones económicas de esta dependencia, subrayando los desafíos fiscales y sociales derivados de los programas de estabilización de precios y subsidios. Asimismo, se identifican las limitaciones regulatorias y de infraestructura que impiden el pleno aprovechamiento de las capacidades energéticas del país.

Finalmente, el informe plantea un conjunto de recomendaciones para superar estas barreras. Entre ellas, destaca la necesidad de modernizar e incorporar acciones concretas a la Política Energética Nacional; incentivar la inversión privada en energías renovables y gas natural; y, promover políticas que reduzcan la dependencia de combustibles importados. La implementación de estas acciones fortalecerá la seguridad energética del Perú, permitiendo acceder a precios más competitivos para sus usuarios y avanzar hacia un crecimiento económico sostenible.

<sup>1</sup>El IPE agradece la participación en las entrevistas con expertos de: Pedro Gamio, exviceministro de Energía del Minem; Diego Díaz, Socio de Macroconsult; Erick García, exdirector general de Hidrocarburos del Minem; Arturo Vásquez, exviceministro de Energía del Minem; Rafael Vera Tudela, Director de Eficiencia Normativa para la Productividad y Competencia del Ministerio de Economía y Finanzas.

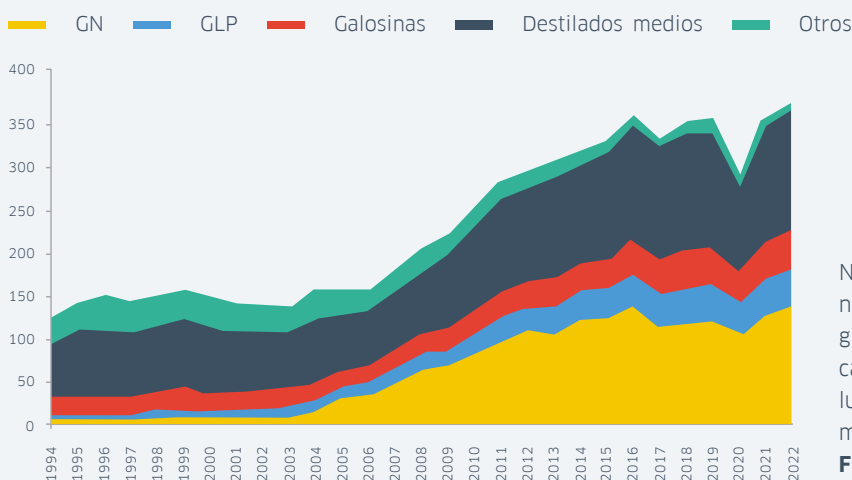
# II. CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL

La estructura de la demanda de hidrocarburos en el Perú ha experimentado cambios significativos en las últimas décadas, reflejando una transformación en la matriz energética del país. En 1994, el diésel dominaba esta demanda con una participación del 50.4%, seguido por las gasolinas (18.1%), mientras que el gas licuado de petróleo (GLP) y el gas natural (GN) tenían una participación marginal, de 3.9% cada uno.

Desde 2004, con en el inicio de la explotación del yacimiento de Camisea (Cusco), la mayor disponibilidad de gas natural y GLP generó un efecto de sustitución en la demanda. Así, en el sector residencial y comercial, el GLP desplazó al kerosene, impulsado por el aumento de gravámenes sobre el kerosene y la posterior prohibición de su uso<sup>2</sup>. En el sector industrial, tanto el gas natural como el GLP reemplazaron al diésel y otros combustibles pesados. Además, en el sector transporte, el uso de GLP y GNV se incrementó gracias a su menor costo relativo y a las mayores facilidades para la conversión de los motores de los vehículos<sup>3</sup>.

En este contexto, para 2022, la demanda total de combustibles en el país no solo se había triplicado desde 1994, sino que también había cambiado sustancialmente su composición. El gas natural alcanzó el 36.6% de participación en la demanda nacional, convirtiéndose en el segundo combustible más demandado detrás del diésel, que mantuvo su liderazgo con un 37.4%. Por su parte, el GLP y las gasolinas representaron el 11.7% y el 12.2% de la demanda, respectivamente.

**Gráfico 1:**  
**Demanda nacional de combustibles, 1994-2022**  
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente - MBPCE)



Nota: GN hace referencia a gas natural; GLP hace referencia a gas licuado de petróleo; la categoría "otros" considera lubricantes, etileno, fuel oil, maine gas oil y solventes.

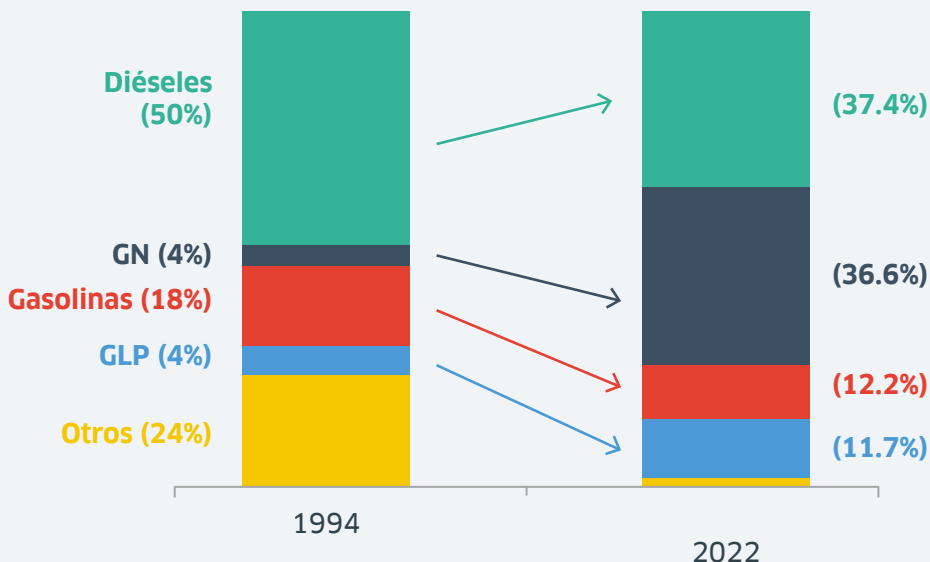
Fuente: Minem. Elaboración IPE.

<sup>2</sup> En abril del 2009, el gobierno peruano, mediante Decreto Supremo N°045-2009, prohibió la venta kerosene y diésel. Además, estableció la creación de un Programa de Sustitución de consumo doméstico de kerosene por gas licuado de petróleo.

<sup>3</sup> Tamayo, J. y otros (2015). La historia de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país. Lima, Perú: Osinergmin.



**Gráfico 2:**  
**Estructura de la demanda nacional de combustibles, 1994 vs. 2022**  
 (participación porcentual)



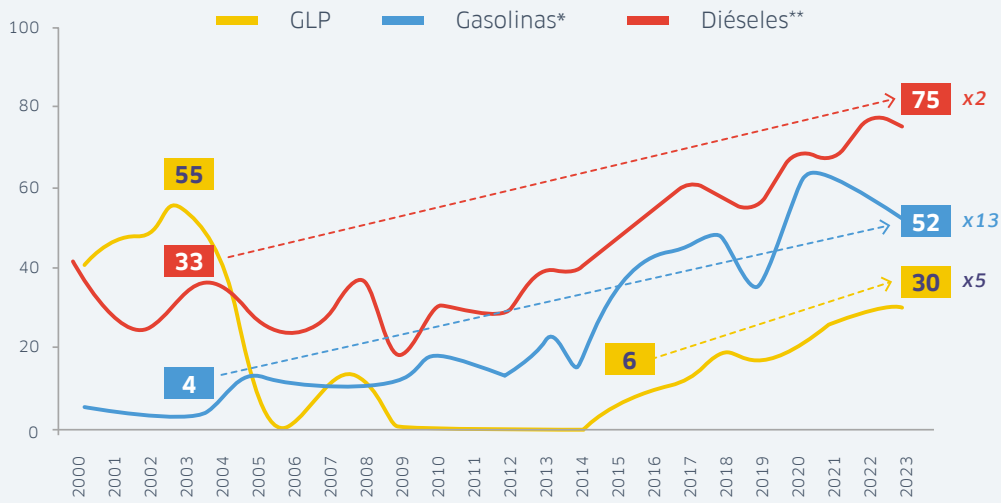
Nota: GN hace referencia a gas natural; GLP hace referencia a gas licuado de petróleo; la categoría "otros" considera lubricantes, etileno, fuel oil, maine gas oil y solventes.

Fuente: Minem. Elaboración IPE.

A pesar de esta diversificación en la matriz de combustibles, la dependencia del Perú de las importaciones para satisfacer la demanda interna ha persistido. Esta dependencia ha aumentado considerablemente en los últimos años, especialmente en el caso del diésel, cuya demanda en 2023 se cubrió en un 75% con importaciones, más del doble de lo registrado en 2003, cuando las importaciones representaban el 33% del consumo nacional. Por su parte, en el caso de las gasolinas, la participación de las importaciones en el consumo nacional se multiplicó por 13, pasando de 4% en 2003 a 52% en 2023. El caso del GLP es similar. Aunque el inicio de la explotación del yacimiento de Camisea<sup>4</sup> en Cusco permitió al país convertirse en exportador neto de GLP entre 2009 y 2014, gracias al incremento de la producción nacional a partir de los líquidos de gas natural (LGN) extraídos del yacimiento, la demanda nacional de GLP se multiplicó por 1.5 entre 2009 y 2014. Esto ocasionó que la producción nacional fuera insuficiente para satisfacer la demanda interna, lo que llevó a un aumento progresivo de las importaciones. Como resultado, la dependencia del GLP importado se multiplicó por cinco en el periodo 2015-2023.

<sup>4</sup> La explotación del gas de Camisea, en el departamento del Cusco, se inició en agosto de 2004, después de 20 años de su descubrimiento. El gas natural producido es transportado hacia la planta de separación de Malvinas donde se obtiene gas natural seco (GNS) y líquidos de gas natural (LGN). El GNS es inyectado a un gasoducto y el LGN es transportado por poliducto para su fraccionamiento en la planta de Pisco. Posteriormente, a partir del fraccionamiento del LGN se obtienen GLP, nafta y un destilado medio para mezcla (Adayina, 2019).

**Gráfico 3:**  
**Participación de las importaciones en la demanda nacional por tipo de combustible, 2000-2023**  
 (% de la demanda nacional del combustible)



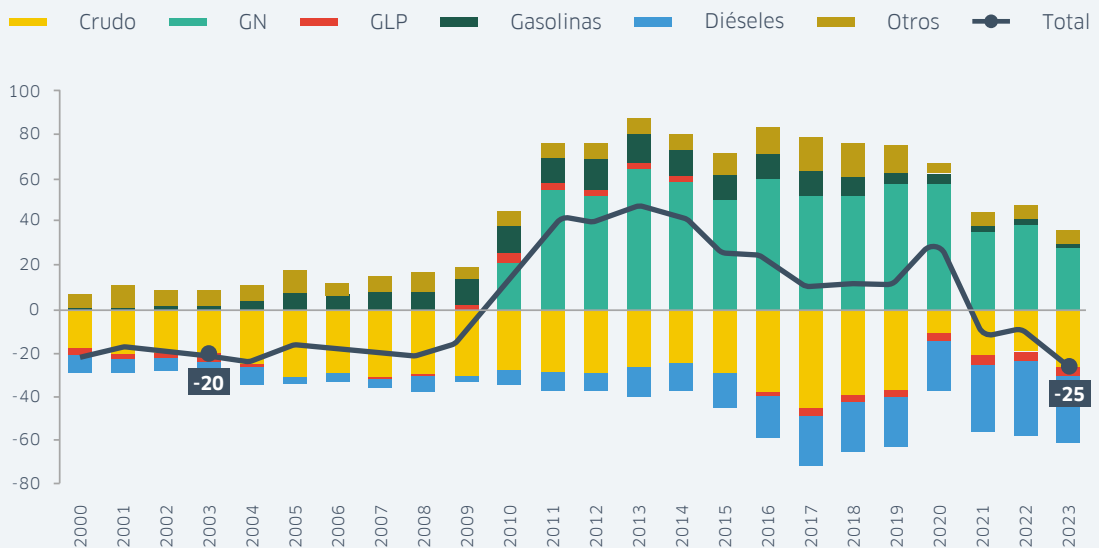
\*/ Considera gasolinas y gasoholes de todos los octanajes.

\*\*/ Considera diéseles de alto y bajo azufre.

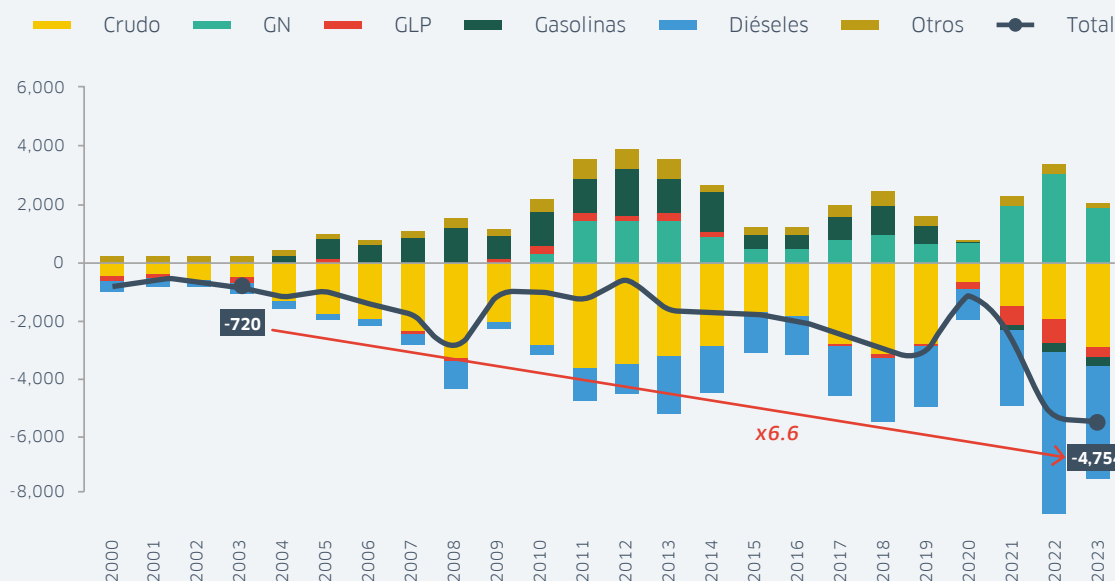
**Fuente: Minem, Osinergmin. Elaboración IPE.**

Como resultado de la elevada dependencia de combustibles importados para satisfacer la demanda nacional de combustibles, la balanza comercial de hidrocarburos ha sido históricamente deficitaria en términos monetarios y, en la última década, este déficit se multiplicó por seis. Aunque el Perú se convirtió en un exportador neto de hidrocarburos en términos volumétricos a partir de 2010, gracias a las exportaciones de gas natural, volvió a terreno deficitario desde 2021.

**Gráfico 4:**  
**Balanza comercial de hidrocarburos, 2000 - 2023**  
 Volumétrico (Millones de barriles)



### Monetario (Millones de US\$)



Nota: GN hace referencia a gas natural; GLP a gas licuado de petróleo; "Otros" considera lubricantes, etileno, fuel oil, maine gas oil y solventes.

Fuente: Minem. Elaboración IPE.

## III. IMPACTO ECONÓMICO DEL USO DE COMBUSTIBLES IMPORTADOS

El uso de combustibles importados tiene implicancias económicas significativas para el Perú, debido a que su matriz energética es altamente dependiente de recursos como el diésel y el GLP. Esta dependencia no solo afecta la estabilidad de los precios internos, sino que también incide en el bienestar de la población y las finanzas públicas. Así, la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles se traslada directamente al mercado local, generando presiones inflacionarias, costos fiscales elevados y desafíos para la planificación de políticas energéticas a largo plazo. Esta sección analiza en detalle las repercusiones económicas de la dependencia de combustibles importados, abordando sus efectos sobre la inflación, el costo fiscal de los subsidios y programas de estabilización, así como las oportunidades perdidas en términos de desarrollo de infraestructura energética sostenible.

# 1. INFLACIÓN

La relación entre la dependencia de combustibles importados y la inflación es directa y significativa. Cuando una economía depende en gran medida de los combustibles importados, los precios locales están fuertemente influenciados por los mercados internacionales. Por lo tanto, los choques en las cotizaciones globales de estos recursos tienen un impacto directo en los costos internos de producción y transporte, lo que se traduce en un aumento generalizado de los precios de bienes y servicios. Según el FMI, este fenómeno, conocido como "inflación importada" es especialmente relevante en economías donde los combustibles fósiles representan una gran parte de la matriz energética.

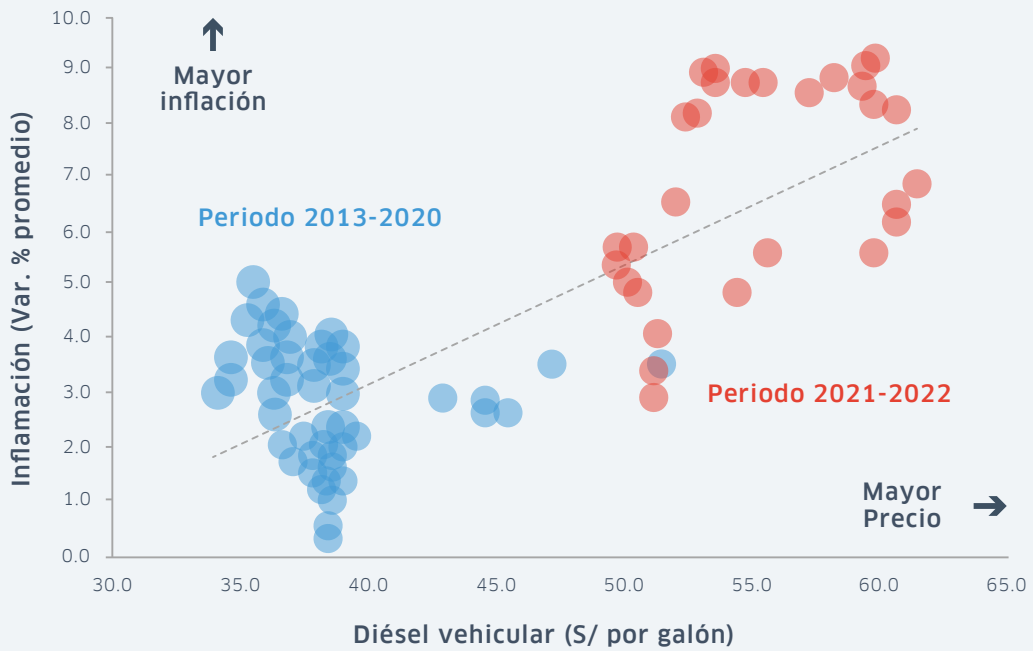
De este modo, un aumento en los precios del petróleo se refleja directamente en los costos de los productos finales, exacerbando la inflación. A nivel microeconómico, la inflación elevada se asocia con mayores precios internos que merman el ingreso disponible de las familias y aumentan los costos de insumos para las empresas. A nivel macroeconómico, un incremento en los precios internacionales del petróleo puede afectar negativamente la actividad económica. Como indican Gallardo, Vásquez y Bendezú (2005), un alza de 30% en los precios del petróleo podría reducir hasta en 0.8% el PBI, si el aumento se traslada por completo a la economía doméstica a través de los precios de sus derivados.

En consecuencia, el alza de los precios internacionales no solo acelera la inflación, sino que también reduce la capacidad adquisitiva de las familias y puede afectar el dinamismo económico, amplificando los riesgos de desaceleración y un aumento de la pobreza en el país.

En el caso de la economía peruana, que muestra una alta dependencia de los combustibles importados para satisfacer su demanda energética, los efectos de la volatilidad de los precios internacionales se manifiestan claramente en la inflación local.



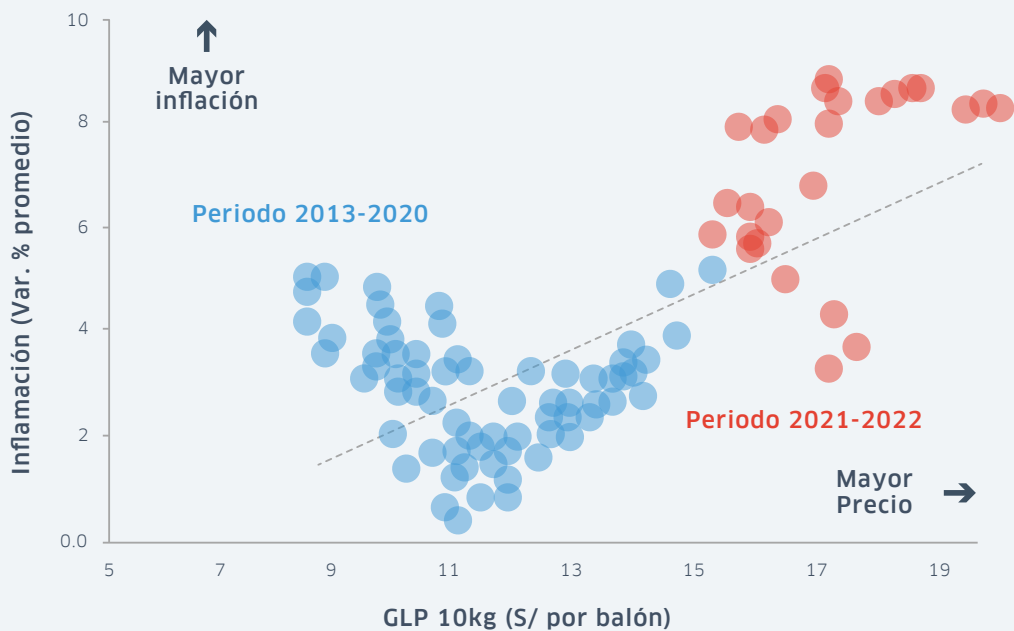
**Gráfico 5:**  
**Precio promedio mensual del diésel e inflación total en Lima metropolitana, 2013-2023**  
 (S/ por galón; var. % interanual)



Nota: Cada círculo representa un mes entre Ene2013-Dic2023.

Fuente: Osinergmin, INEI. Elaboración IPE.

**Gráfico 6:**  
**Precio promedio mensual del GLP de 10kg. e inflación total en Lima Metropolitana, 2013-2023**  
 (S/ por balón de 10kg.; var. % interanual)

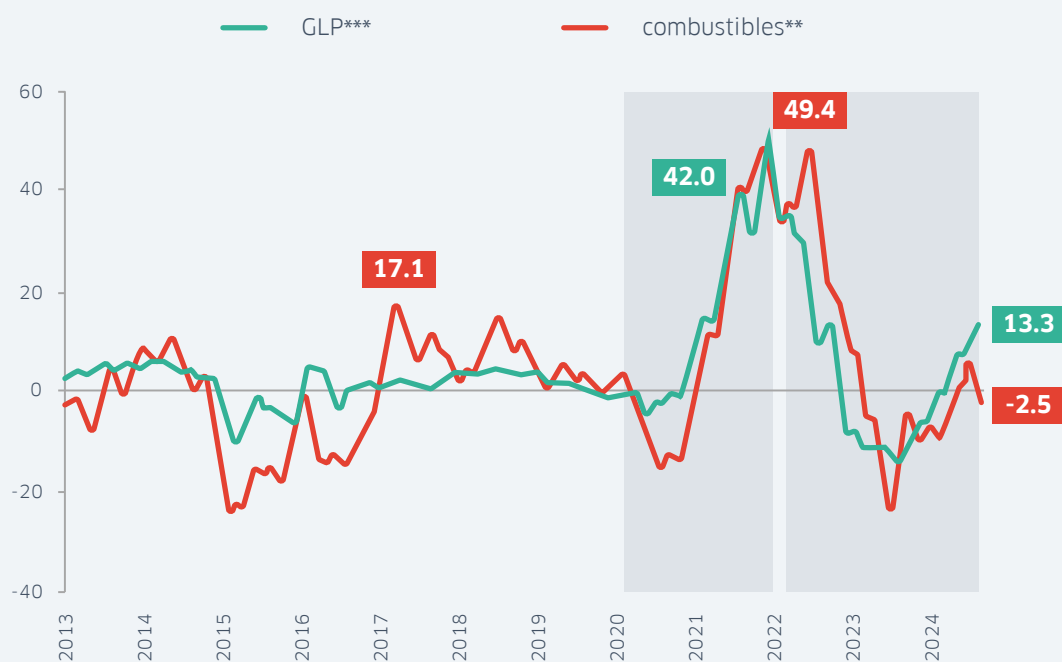


Nota: Cada círculo representa un mes entre Ene2013-Dic2023.

Fuente: Osinergmin, INEI. Elaboración IPE.

Así, por ejemplo, durante la crisis energética global de 2021-2022, el aumento sostenido en los precios del diésel y el GLP se tradujo en incrementos significativos de los costos internos, impulsando la inflación a niveles no vistos en décadas. Según datos del INEI, los combustibles para el transporte del hogar, principalmente el diésel y las gasolinas, experimentaron un alza de hasta 49.4% en dicho periodo, mientras que el GLP de uso doméstico registró un incremento del 42%. Estas alzas se reflejaron en el costo de la energía que consumen los hogares, lo que contribuyó a que la inflación alcanzara 8.7% en 2022, muy por encima del rango meta del Banco Central de Reserva (2%-3%) por 31 meses consecutivos.

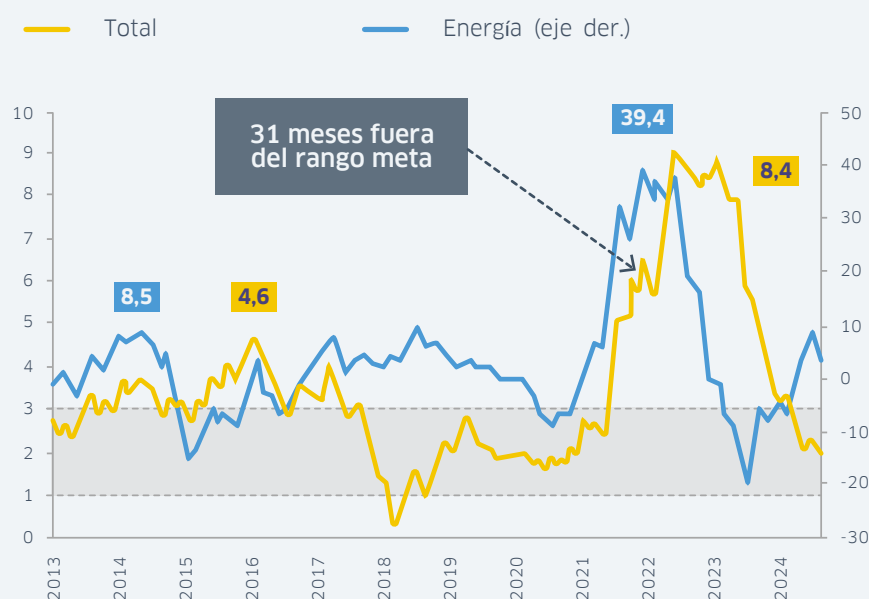
**Gráfico 7:**  
**Inflación de combustibles y gas de uso doméstico en Lima Metropolitana, 2013-2024\***  
(var. % anual)



Nota: El área sombreada corresponde al periodo en el que la crisis energética internacional generó un shock de precios en el mercado internacional de petróleo.  
\*/ Información a agosto 2024. \*\*/ Considera combustibles para transporte del hogar.  
\*\*\*/ Considera gas de uso doméstico (GLP).

**Fuente: INEI. Elaboración IPE.**

### Gráfico 8: Inflación total e inflación de energía en Lima Metropolitana, 2013-2024\* (S/ por balón de 10kg.; var. % interanual)



\*/ Información a agosto 2024. Nota: Área sombreada corresponde al rango meta del BCRP.

Fuente: BCRP. Elaboración IPE.

La dinámica en el incremento de precios tiene un impacto diferenciado sobre los hogares según sus patrones de consumo y niveles de ingresos, afectando más a los hogares de menores ingresos. Así, por ejemplo, a partir de los datos de la Encuesta Nacional de Presupuestos Familiares (Enapref) del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), el IPE estima que las familias de menores ingresos, que destinan casi un tercio de su gasto al consumo de alimentos y bebidas, percibieron una inflación de hasta 10% en junio de 2022. En cambio, los hogares de mayores ingresos, que destinan solo una quinta parte de su gasto a estos productos, experimentaron una inflación de 8.5% en el mismo periodo.

## 2. COSTOS FISCALES

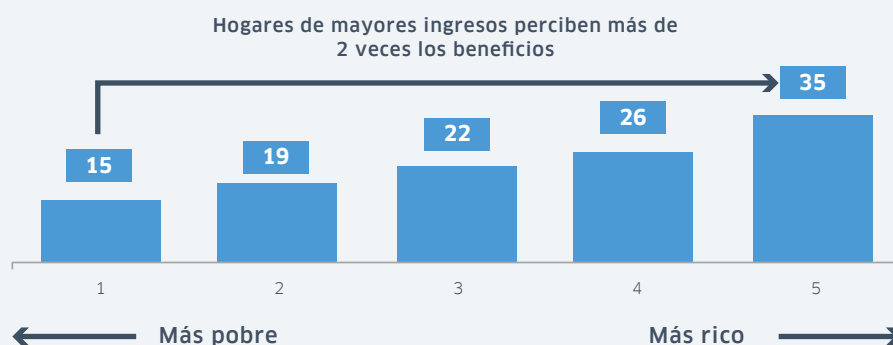
La dependencia de los combustibles importados no solo tiene implicancias sobre los precios, la estabilidad macroeconómica y el bienestar de la población, sino que también conlleva importantes costos fiscales para las economías altamente dependientes. Esto se debe a que los mecanismos de subsidios y estabilización de precios son herramientas comunes —especialmente en

economías en vías de desarrollo— diseñadas para amortiguar el impacto de los precios internacionales en los consumidores. En este contexto, el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que los subsidios globales a los combustibles alcanzaron los 7 billones de dólares en 2022, equivalentes al 7.1% del PIB mundial (FMI, 2023).

Por otra parte, aunque los subsidios a los combustibles pueden ser efectivos en el corto plazo, estos benefician desproporcionadamente a los sectores de mayor consumo, lo que resalta sus limitaciones en cuanto a la focalización de este tipo de medidas y su capacidad de atención a los sectores más vulnerables. En consecuencia, los hogares de menores ingresos se ven relativamente menos favorecidos por estas medidas (Banco Mundial, 2009; FMI, 2023).

Así, en el caso peruano, se encuentra que, los hogares de mayores ingresos, al tener un consumo más intensivo de balones de GLP y destinar una mayor proporción de su gasto para su adquisición, perciben más de dos veces los beneficios generados por aquellos subsidios no focalizados a combustibles en comparación con los hogares más pobres, que consumen menos GLP y asignan una menor parte de su gasto a este producto.

**Gráfico 9:**  
**Gasto per cápita del hogar en consumo de GLP por quintiles de gasto, 2023**  
(% del total del gasto per cápita del hogar)



Fuente: Enaho - INEI. Estimaciones IPE.

En el caso de Perú, las medidas para estabilizar los precios de los combustibles importados representaron un gasto significativo, desviando recursos que podrían haberse utilizado en otras prioridades fiscales.

En este contexto, analizamos a continuación los subsidios, mecanismos de estabilización y otras medidas empleadas para reducir la transferencia del shock de precios en los mercados internacionales a la economía local.

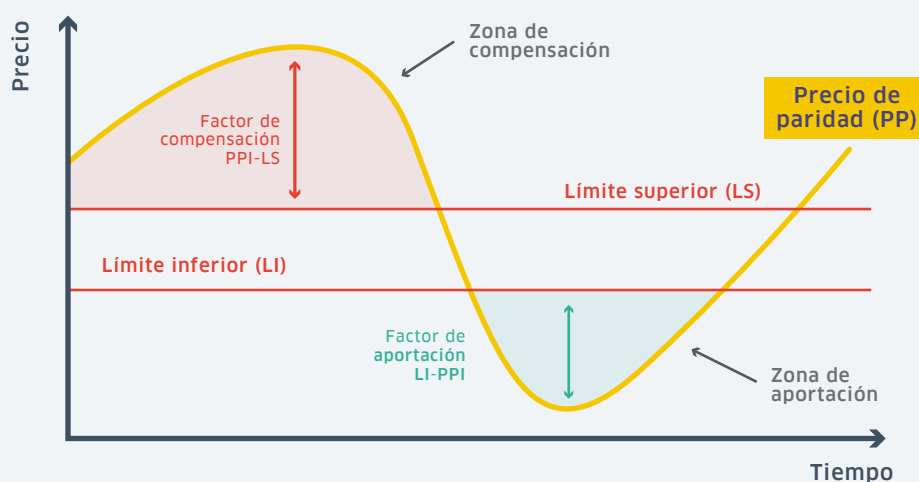


## Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC)

El Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) fue creado en 2004 mediante el Decreto de Urgencia N°010 en respuesta a la elevada volatilidad de los precios internacionales del petróleo, dada la dependencia del país de los combustibles importados. Aunque inicialmente el FEPC fue concebido como una medida extraordinaria con carácter provisional, su vigencia fue extendida en varias ocasiones mediante decretos de urgencia. Finalmente, la Sétima Disposición Complementaria Final de la Ley N°29952, Ley de equilibrio financiero del presupuesto del sector público para el año fiscal 2013, estableció su permanencia.

El funcionamiento del FEPC se basa en un mecanismo de compensación o aportación que influye en los precios finales al consumidor a través del precio mayorista. Para ello, emplea un precio de referencia de mercado conocido como Precio de Paridad (PP) y una banda de precios determinada por un límite superior (LS) y un límite inferior (LI), definidos por el Ministerio de Energía y Minas en función de la evolución del PP.

**Gráfico 10:**  
**Diseño y operación del FEPC**



Fuente: Osinergmin. Elaboración IPE.

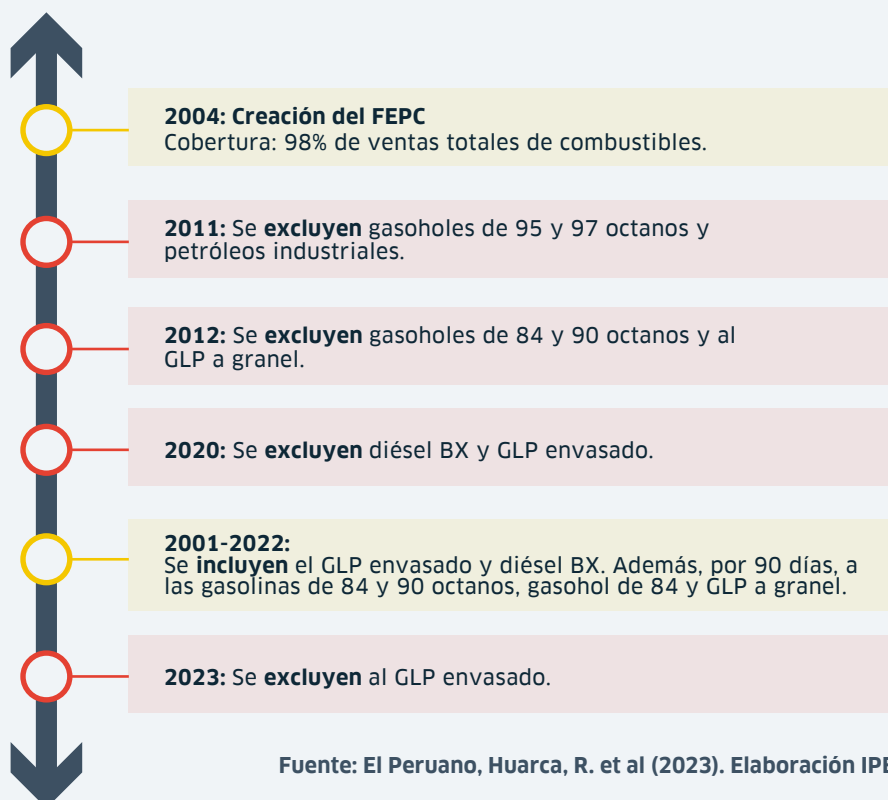
En particular, dado que gran parte de los combustibles consumidos en el mercado interno son importados o derivados a partir de crudo importado, se estableció que el valor económico de los PP reflejara operaciones eficientes de importación o exportación entre el mercado relevante y el puerto de importación (Osinergmin, 2012). En ese sentido, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) determinó la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC, por sus siglas en inglés) como mercado relevante. De este modo, el diseño del PP busca capturar la posición de los precios del mercado, incorporando la lógica de eficiencias en la importación, más los costos de transporte, aranceles y cualquier otro gasto adicional en el que incurran productores e importadores, más un margen de comercialización mayorista.

Bajo esa lógica, el PP puede interpretarse entonces como el precio competitivo internacional que, teóricamente, establece un límite al precio mayorista doméstico, en la medida que vender los productos por encima de este marcador resultaría inviable, ya que los agentes podrían adquirir los combustibles a un menor precio fuera del mercado nacional (Osinergmin, 2012).

Con ello, la regla de estabilización de precios establece que se interviene en el mercado cuando el PP se encuentra fuera de las bandas establecidas. Así, si el PP supera el límite superior, se activa un factor de compensación, equivalente a la diferencia entre el PP y el límite superior, mediante el cual el FEPC compensa a los agentes mayoristas para mantener los precios internos estables. Por el contrario, si el PP cae por debajo del límite inferior, se establece un factor de aportación, igual a la diferencia entre el límite inferior y el PP, bajo el cual los agentes contribuyen al FEPC con los excedentes generados. Ello permitiría, teóricamente, la recuperación de los recursos asignados en períodos de compensación, permitiendo que el fondo opere bajo un sistema autofinanciado, sin generar costos fiscales recurrentes para el Estado.

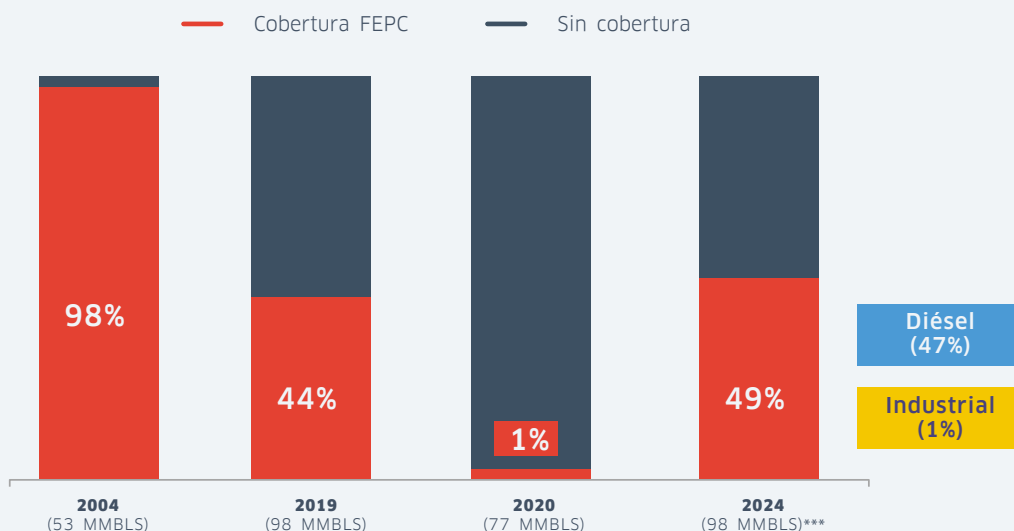
Sin embargo, en la práctica, la acumulación de excedentes ha sido insuficiente para cubrir los períodos de compensación de manera sostenida. Debido a ello, el FEPC ha reducido gradualmente su cobertura con el fin de optimizar su operatividad. Así, a partir de 2011, se excluyeron aquellos combustibles que, por sus características, son demandados principalmente por las industrias y los segmentos de la población de mayores ingresos, como los gasoholes de mayor octanaje. Como resultado, la cobertura del FEPC pasó de abarcar cerca del 98% de la demanda nacional de combustibles en 2004 a cubrir solo el 1% a principios de 2020, limitándose únicamente al petróleo industrial destinado a la generación eléctrica en sistemas aislados.

**Gráfico 11:**  
**Inclusión y exclusión de combustibles al FEPC**



Fuente: El Peruano, Huarca, R. et al (2023). Elaboración IPE.

**Gráfico 12:**  
**Evolución de la cobertura del FEPC en el mercado nacional de hidrocarburos\*, 2004-2024**  
 (% del total de ventas; volumen de comercialización MMBLS\*\*)



\*/ A setiembre del 2024.

\*\*/ Millones de barriles.

\*\*\*/ Volumen de comercialización corresponde al del año 2022.

**Fuente: Minem. Elaboración IPE.**

A pesar de estos ajustes, con el inicio de la crisis energética internacional de 2021-2022, el alza en los precios del petróleo, impulsada por la recuperación económica postpandemia y el conflicto entre Rusia y Ucrania, llevó al FEPC a incorporar nuevamente al GLP envasado (GLP-E) y al diésel BX de manera indefinida. Además, se incluyeron temporalmente las gasolinas de 84 y 90 octanos, así como el gasohol de 84 octanos, inicialmente por un periodo de 90 días, que luego fue extendido por otros 90 días. Posteriormente, tras la exclusión del GLP-E en diciembre de 2023, a setiembre de 2024, el FEPC continúa cubriendo alrededor del 49% de la demanda nacional de combustibles, concentrándose en el diésel BX y el petróleo industrial para la generación eléctrica en sistemas aislados.

Por otra parte, la inclusión o exclusión de combustibles en la cobertura del FEPC no siempre ha respondido a criterios técnicos claros, sino que ha estado influenciada por factores coyunturales. Esto ha llevado a que, después de 20 años de existencia, el fondo siga cubriendo casi la mitad de la demanda nacional de combustibles. Además, el proceso de actualización de las bandas de precios también ha mostrado limitaciones en su diseño técnico. En sus primeros años, las bandas se determinaban semanalmente por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas (Minem), en coordinación con una Comisión Consultiva compuesta por representantes del Minem, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y las principales empresas productoras e importadoras de hidrocarburos del país. Sin embargo, estas actualizaciones no seguían un marco técnico riguroso, lo que generaba discrecionalidad en la fijación de los límites y variaciones de precios.

Con la finalidad de abordar estas deficiencias, a partir de junio de 2010, mediante Decreto Supremo N° 027-2010, se establecieron criterios técnicos para la actualización mensual de las bandas de precios, limitando sus variaciones a un máximo del 5%. Sin embargo, la implementación de estos criterios no ha logrado eliminar completamente la discrecionalidad en la política de precios del FEPC, en la medida que la inclusión o exclusión de los combustibles a la cobertura del fondo carece aún de criterios técnicos y puede estar sujeta a discrecionalidades y factores políticos, lo que ha continuado afectando su operatividad y ha contribuido a la necesidad recurrente de ajustes en su cobertura.

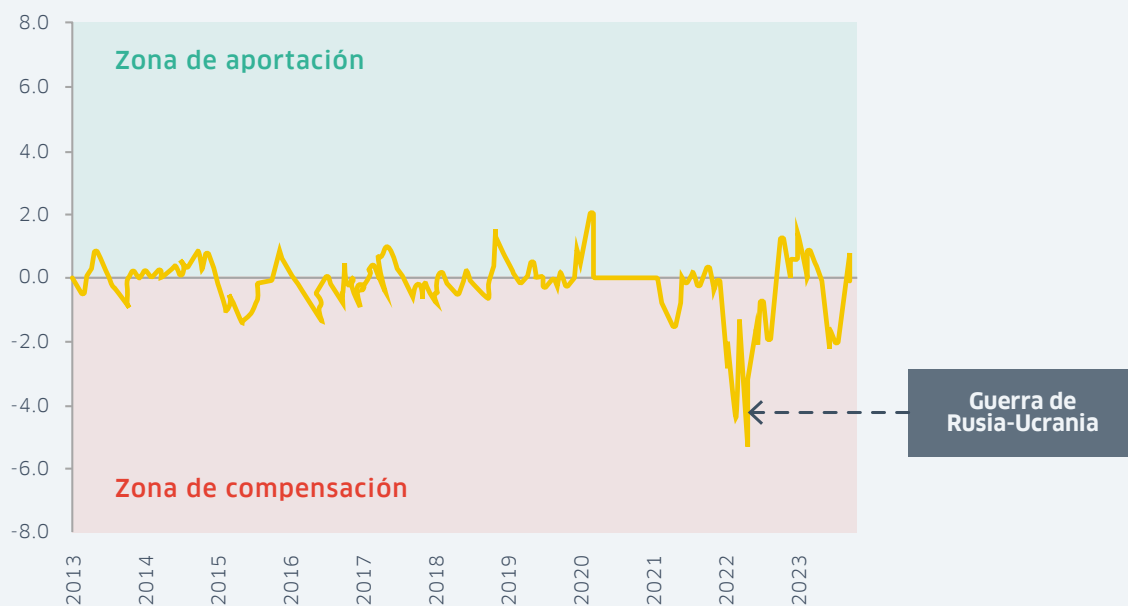
En este sentido, el FEPC enfrenta dificultades para generar sus propios recursos, ya que las características de su diseño limitan su capacidad de generar periodos de aportación lo suficientemente prolongados para solventar compensaciones previas. Además, los periodos de alza en los precios internacionales de los combustibles tienden a ser más persistentes que los de baja (Gallardo et al., 2005), lo que provoca que las fluctuaciones del PP generen más ocasiones de compensación que de aportación. Por ejemplo, entre el 2013 y el 2023, el PP del diésel B5 S50 se ubicó por encima del límite superior de la banda de precios en un 63% de las veces que se actualizaron las bandas, lo que resultó en frecuentes periodos de compensación, como se muestra en el Gráfico 13

Además, dado que las fluctuaciones al alza suelen ser de mayor magnitud que las fluctuaciones a la baja (Gallardo et al., 2005), los factores de compensación generados de la diferencia entre el PP y el límite superior de la banda de precios son, en promedio, dos veces mayor que los factores de aportación generados por la diferencia entre el límite inferior de la banda de precios y el PP. En particular, durante la crisis energética internacional de 2021-2023, los factores de compensación fueron, en promedio, tres veces mayores que los factores de aportación.

Además, dado que las fluctuaciones al alza suelen ser de mayor magnitud que las fluctuaciones a la baja (Gallardo et al., 2005), los factores de compensación generados de la diferencia entre el PP y el límite superior de la banda de precios son, en promedio, dos veces mayor que los factores de aportación generados por la diferencia entre el límite inferior de la banda de precios y el PP. En particular, durante la crisis energética internacional de 2021-2023, los factores de compensación fueron, en promedio, tres veces mayores que los factores de aportación.

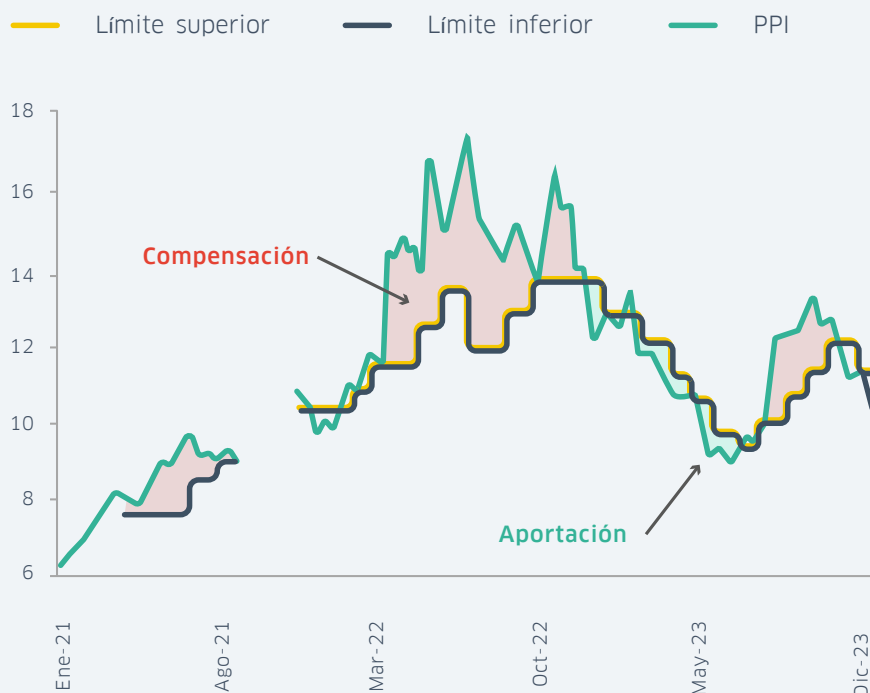


**Gráfico 13:**  
**Factores de aportación y compensación del diésel B5 S50 al FEPC por tipo de agente, 2013-2023**  
 (S/ por galón)



Fuente: Minem, Osinergmin. Elaboración IPE.

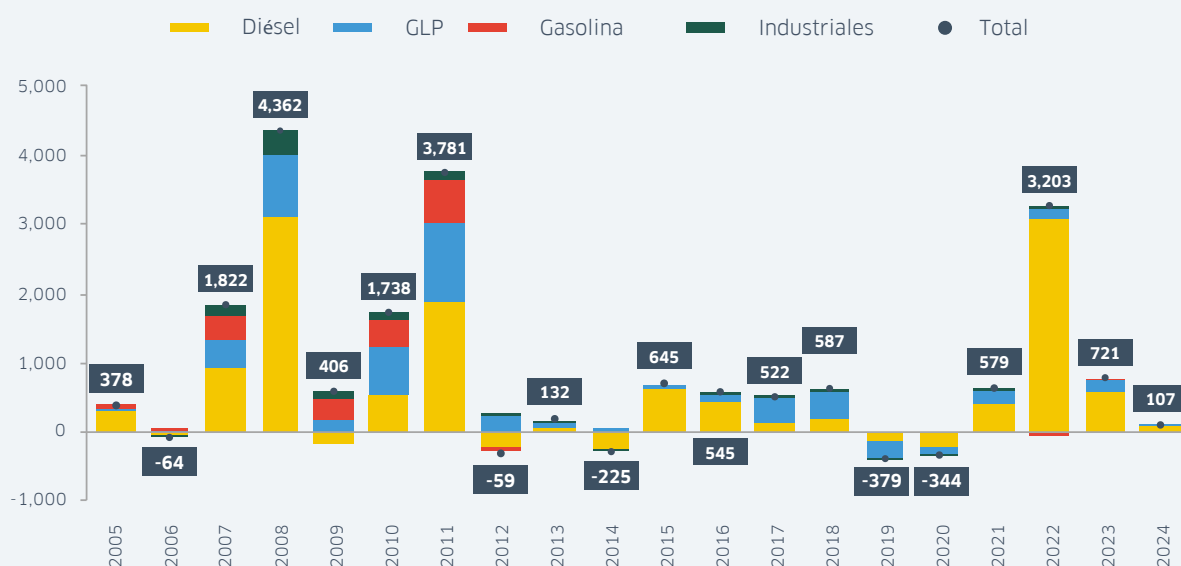
**Gráfico 14:**  
**Precio de Paridad (PP) y banda de precios del diésel B5 S50, 2021-2023**  
 (S/ por galón)



Fuente: Minem, Osinergmin. Elaboración IPE.

Como resultado, a mayo de 2024, el FEPC ha sido incapaz de generar saldos anuales positivos de manera sostenida, logrando hacerlo solo en cinco de sus veinte años de existencia. Con ello, el costo total del fondo superó los S/ 18 mil millones en términos reales, de los cuales el diésel (60%) y el GLP (27%) representan la mayor proporción. Además, a lo largo de su existencia, el fondo ha requerido hasta 30 aportes del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) por un total de S/ 17 mil millones en términos reales para cubrir los déficits generados, lo que evidencia una dependencia estructural del FEPC respecto de los recursos fiscales y lo convierte, en la práctica, en un mecanismo de subsidio permanente a los combustibles.

**Gráfico 15:**  
**Costo fiscal anual del FEPC por combustible de origen**  
 (millones de S/ reales)



\*/ Incluye gasoholes. Nota: Con información a mayo de 2024. Costo fiscal del 2005 incluye costos del 2004.

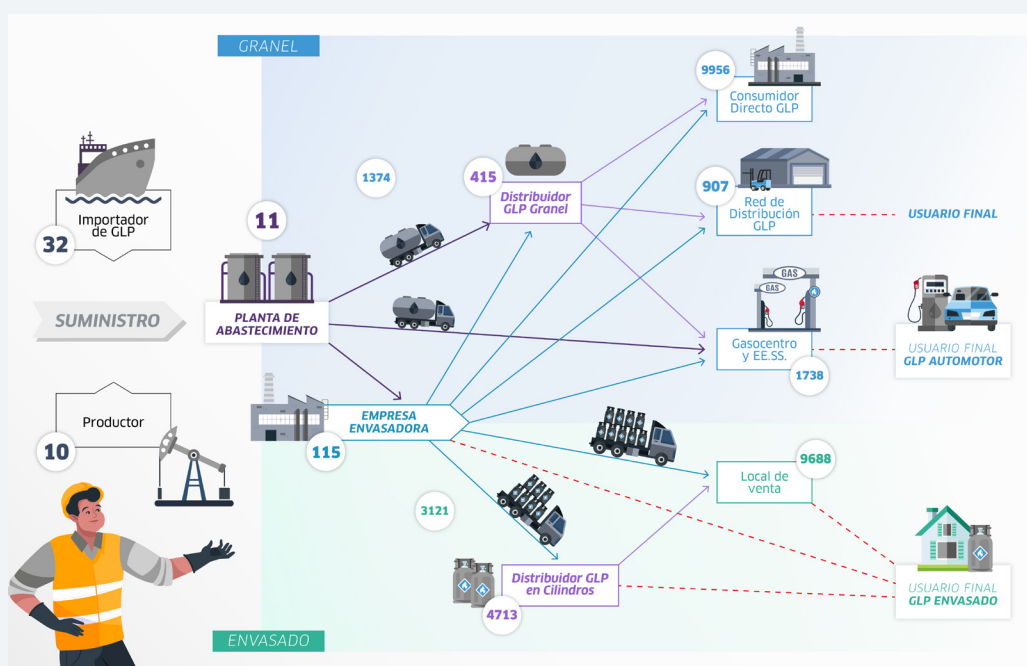
**Fuente: Minem. Elaboración IPE.**

Además de ser un mecanismo costoso, el FEPC no logra transferir sus beneficios de manera efectiva al consumidor final. La extensa cadena de comercialización y la presencia de informalidad en algunos de sus eslabones impiden que las subvenciones se reflejen plenamente en los precios que pagan los usuarios finales. Según Huarca y otros (2023), la influencia de la banda de precios del FEPC en el precio final al consumidor es limitada, ya que, en promedio, el traslado de las variaciones de la banda de precios del fondo es incompleto. Así, según sus estimaciones, entre enero de 2013 y junio de 2023, el traspaso del beneficio del FEPC fue del 70% para el diésel B5 S50 y solo del 30% en el caso del GLP-E.

Las dificultades del fondo para trasladar sus beneficios de forma completa al consumidor final se deben a que el subsidio del fondo tiende a diluirse en los

márgenes comerciales de los intermediarios, reduciendo el beneficio directo para el consumidor. En el caso del GLP-E, este problema es particularmente evidente. Según datos de Osinergmin, existen más de 40 mil agentes en la cadena de comercialización del GLP-E, lo que provoca que aproximadamente el 50% del precio final de un balón de 10 kilogramos (kg.) corresponda a márgenes comerciales. Esta estructura permite que los intermediarios absorban una parte significativa del subsidio, limitando su impacto real en el precio pagado por el consumidor.

**Gráfico 16:**  
**Número de agentes en la cadena de comercialización del GLP**



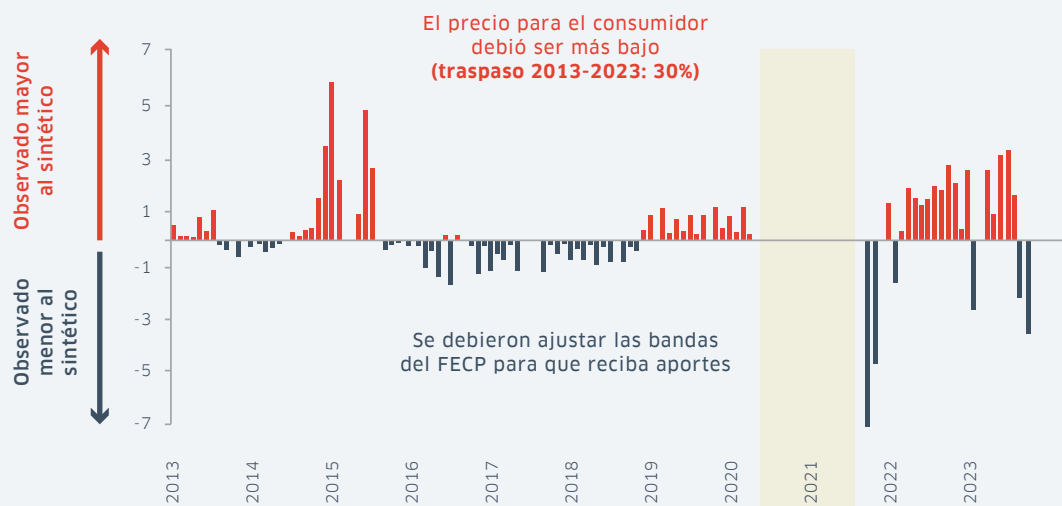
Nota: Con información al cierre de 2023. Los círculos indican el número de agentes en cada eslabón de la cadena de comercialización.

Fuente: Osinergmin. Elaboración IPE.

Las limitaciones en el traspaso del beneficio generado por el fondo hacia los consumidores finales provocaron que el precio promedio del balón de GLP de 10 kg. observado en Lima Metropolitana, durante los periodos de alza, fuera mayor de lo que podría haber sido si se hubiera logrado un traspaso completo de los subsidios del FEPC al precio final. En esa línea, a partir de la estimación de un precio sintético –que asume un traspaso del 100% de las variaciones de las bandas del FEPC al precio final– para Lima Metropolitana, el IPE encontró que el precio sintético del balón de GLP en el periodo 2013-2023 fue hasta un 2.7% menor que el precio observado, reflejando las limitaciones del fondo para trasladar sus beneficios a los usuarios finales.

En contraste, en los períodos de ajuste a la baja de los precios internacionales (y, por tanto, del PP) el IPE estimó que el precio sintético fue hasta un 3% mayor que el observado. Esto refleja que, ante el ajuste del PP a la baja, las bandas de precios del FEPC deberían haberse modificado para permitir un incremento en los aportes y fortalecer su saldo financiero.

**Gráfico 17:**  
**Diferencial del precio observado y sintético\* en locales de venta minorista del GLP 10kg. en Lima Metropolitana**  
 (S/ por balón)



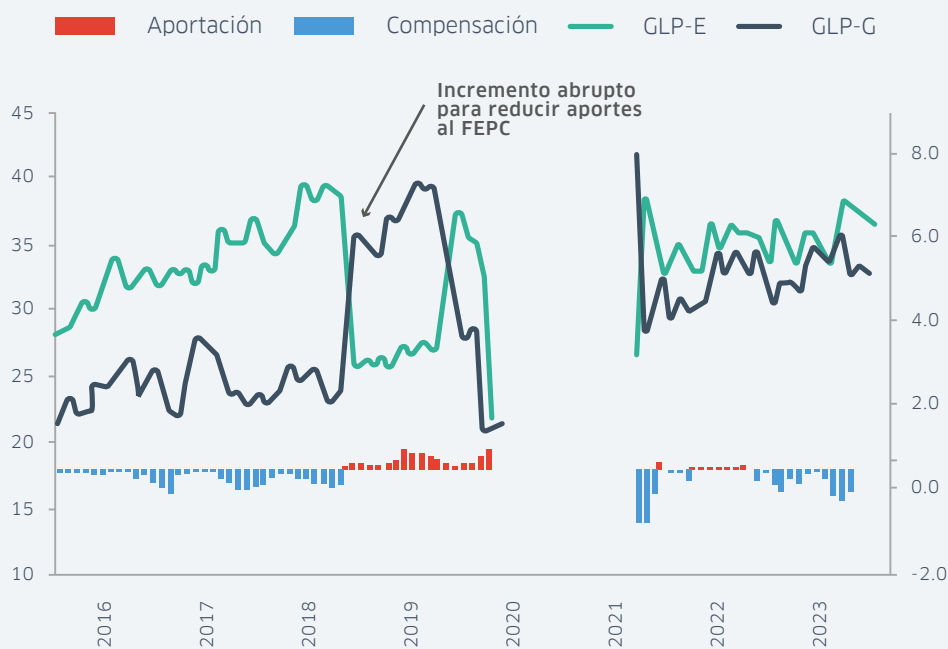
Nota: El área sombreada corresponde al periodo en el que el GLP envasado estuvo fuera del FEPC. \*/ Precio que incorpora un traspaso de 100% de las variaciones de la banda de precios del FEPC al precio final al consumidor.

**Fuente: Huarca, R. et al (2023), Osinergmin, Minem. Estimaciones IPE.**

Además, la inclusión del GLP-E en el FEPC ha generado distorsiones en el mercado, incentivando la creación de mercados paralelos o "mercados negros". En estos mercados, el GLP-E, que percibe los beneficios del fondo, se comercializa a granel (GLP-G) a precios más altos (Osinergmin, 2012), lo que, a su vez, fomenta prácticas especulativas que afectan la eficiencia del mecanismo. Esta dinámica se volvió particularmente evidente durante el periodo 2019-2020, cuando las ventas mensuales de GLP-G se incrementaron abruptamente en reemplazo de las ventas de GLP-E. Esto debido a que el PP se encontraba por debajo del límite inferior de la banda de precios del FEPC, lo que obligaba a los agentes a hacer aportes al fondo, resultando en un precio del GLP-E más alto que el del GLP-G. Según el Banco Mundial, estos problemas de implementación son comunes en los esquemas de subsidios cuando no existen controles efectivos a lo largo de la cadena de distribución.



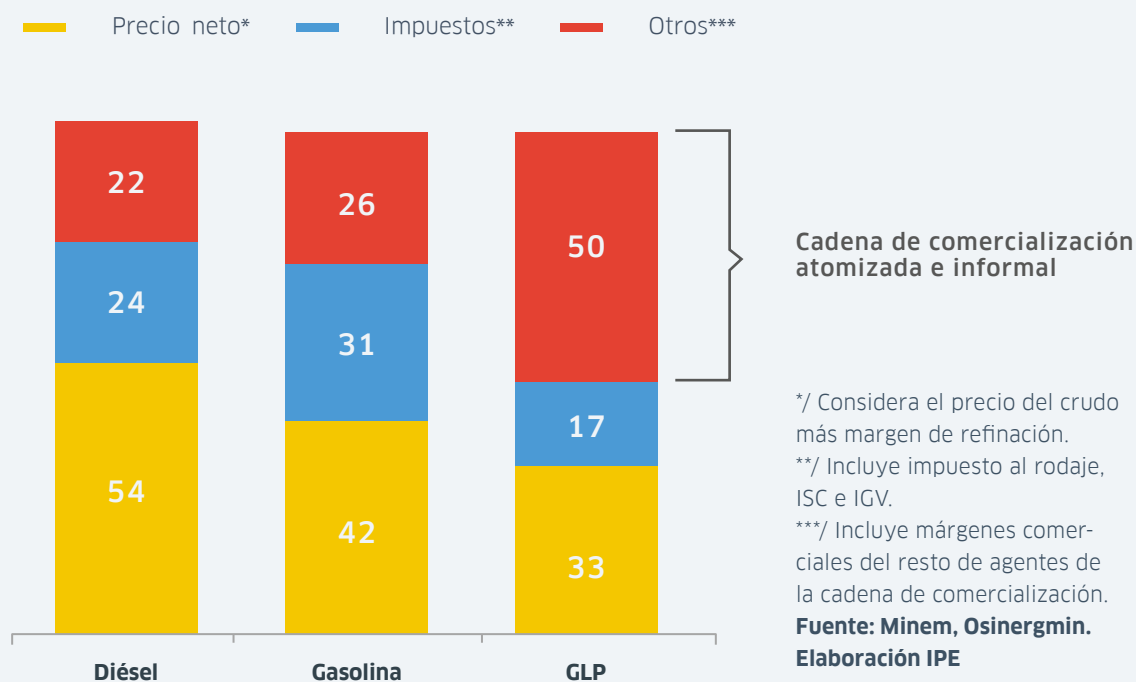
**Gráfico 18:**  
**Ventas mensuales de GLP envasado (GLP-E) y a granel (GLP-G)**  
**a nivel nacional, 2016-2023**  
 (Miles de barriles por día)



Nota: El Osinergmin no publicó información desagrada de las ventas de GLP a nivel nacional en el periodo May.20-Ago.21.

Fuente: Osinergmin, Minem. Elaboración IPE

**Gráfico 19:**  
**Composición del precio final de principales combustibles, Dic.23**  
 (% del precio final)



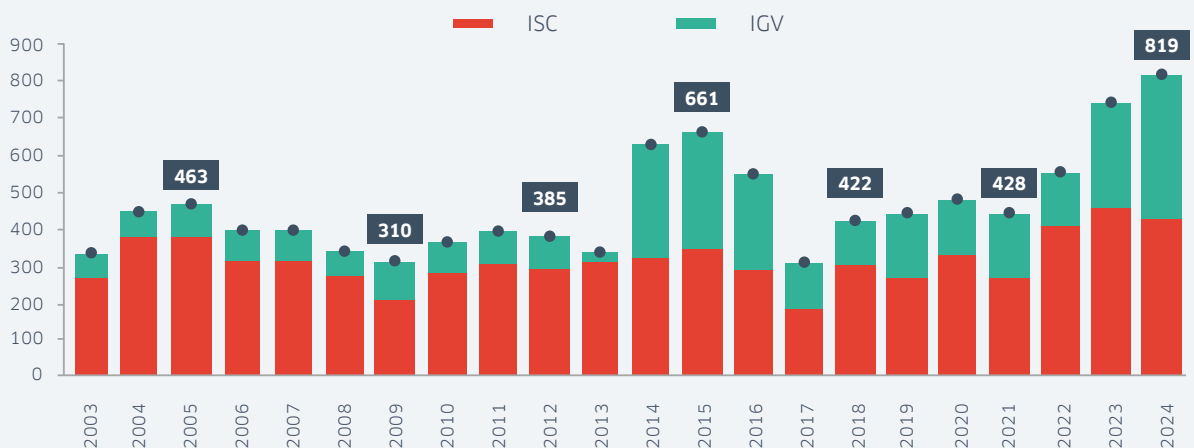
## Devoluciones y exoneraciones tributarias a los combustibles

El Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) y el Impuesto General a las Ventas (IGV) son tributos aplicados en Perú sobre la comercialización de productos y servicios. El Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) es un tributo que grava productos con externalidades negativas, es decir, aquellos cuyo consumo excesivo genera daños en los agentes económicos que los utilizan, así como sobre la sociedad en su conjunto (IPE, 2020). Entre los bienes gravados con este impuesto se encuentran, por ejemplo, las bebidas alcohólicas o azucaradas, los vehículos motorizados y los combustibles, entre otros. Por otro lado, el IGV es un tributo que grava las ventas de bienes y servicios, así como las importaciones, a nivel nacional, sin enfocarse en los efectos negativos de los productos. Su aplicación es generalizada y afecta todas las transacciones comerciales dentro del territorio peruano (SUNAT).

En este contexto, el Estado peruano ha implementado diversas políticas orientadas a fomentar el desarrollo de sectores o zonas específicas, entre ellas la Amazonía. Así, en 1998 se promulgó la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en Amazonía, que establece beneficios tributarios a las empresas y usuarios ubicados en estas regiones. Entre los beneficios más destacados se encuentra la exoneración del ISC e IGV a los combustibles, con el fin de incentivar la actividad económica en una de las zonas más rezagadas del país.

La exoneración del ISC e IGV en la Amazonía ha tenido un impacto fiscal significativo. Según estimaciones del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), entre 2003 y 2024, el Estado peruano habría dejado de recaudar más de S/ 10 mil millones en términos reales debido a estas exoneraciones. De esta cifra, aproximadamente el 68% corresponde a la exoneración del ISC, mientras que el restante 32% se atribuye a la exoneración del IGV.

**Gráfico 20:**  
**Gasto anual en exoneraciones a la venta de combustibles en la Amazonía**  
(millones de S/ reales)



Nota: Estimaciones tomadas del Marco Macroeconómico Multianual del año correspondiente.

Fuente: MEF. Elaboración IPE.

La ausencia de criterios técnicos claros para establecer las condiciones de las exoneraciones fiscales ha facilitado que sectores informales e incluso ilegales, como el narcotráfico y la minería ilegal, se beneficien de estos incentivos. Un ejemplo de ello es la región de Madre de Dios, que sigue siendo uno de los principales focos de producción de oro ilegal en el país. Según datos de Osinergmin, en los últimos cinco años el consumo de combustibles en esta zona ha experimentado un aumento del 40%, cifra que supera en más de diez veces el promedio nacional (3.8%). Este incremento sugiere que las exoneraciones no solo favorecen a sectores formales y de menores recursos, sino que también contribuyen indirectamente a actividades económicas ilícitas que, lejos de promover el desarrollo sostenible, agravan los problemas de inseguridad y medioambientales en la región.

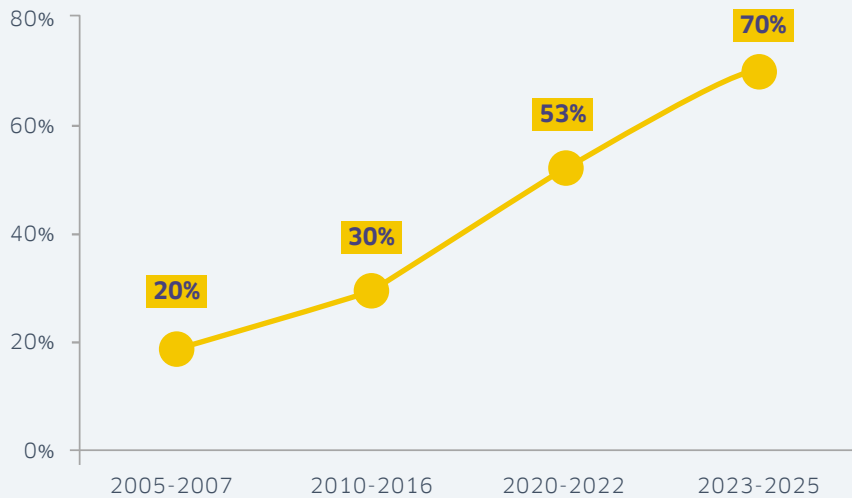
Sumado a ello, en 2004, con el objetivo de promover la formalización del transporte público interprovincial de pasajeros y de carga, se promulgó la Ley N° 28226, que estableció un mecanismo de devolución de hasta el 20% del ISC pagado por la adquisición de diésel<sup>2</sup>. Este beneficio fue dirigido a aquellos transportistas que presten servicios de transporte terrestre interprovincial y, aunque inicialmente se diseñó para una vigencia de dos años y medio, fue extendido en tres ocasiones, manteniéndose vigente hasta julio de 2016. Además, en 2010, la Ley N° 29518 amplió el porcentaje de devolución al 30%.

En 2019, la política de devolución del ISC fue reintroducida mediante el Decreto de Urgencia N° 012-2019, estableciendo un porcentaje de devolución del 30% durante el periodo 2020-2023. La vigencia del beneficio se amplió nuevamente hasta diciembre de 2025, incrementando el porcentaje de devolución al 70%<sup>5</sup>. Además, se incluyó a transportistas de ámbito regional y provincial y se establecieron límites de antigüedad para los vehículos elegibles, con el fin de orientar el beneficio hacia unidades más modernas, de acuerdo con la exposición de motivos de la ley.

Según datos de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (Sunat), hasta agosto de 2024, el Estado destinó más de S/ 507 millones (en términos reales) en devoluciones del ISC al diésel para transportistas. Con el incremento del porcentaje de devolución, el gasto promedio anual en devoluciones aumentó de S/ 40 millones en el periodo 2011-2016 a un promedio de S/ 56 millones en el periodo 2021-2024.

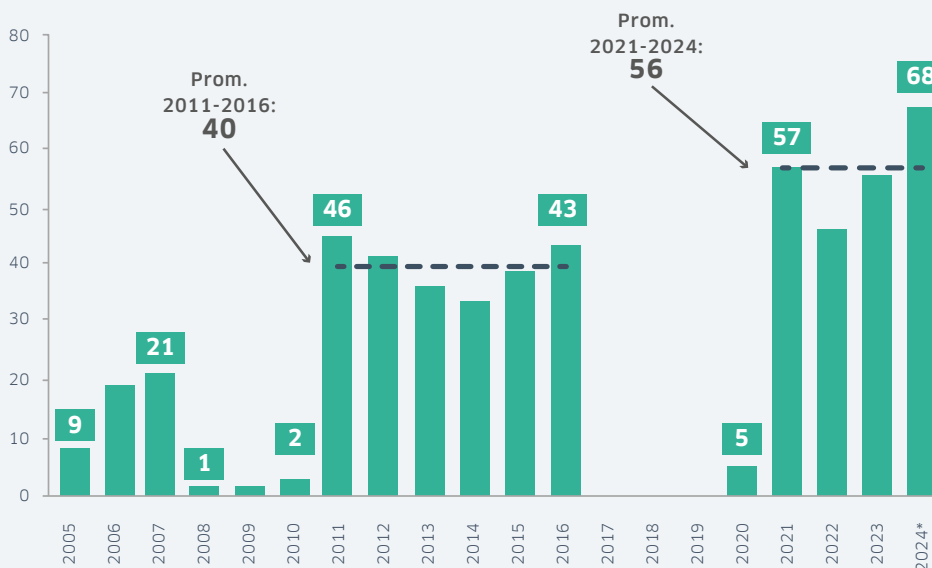
<sup>5</sup> Beneficio aprobado mediante Ley N° 31647, Ley que modifica el Decreto de Urgencia 012-2019, que establece medidas para fortalecer la seguridad vial en la prestación del servicio de transporte público terrestre de carga y del transporte regular de personas de ámbito nacional.

**Gráfico 21:**  
**Porcentaje de devolución del ISC al diésel a empresas de transporte de carga y de pasajeros**  
 (%)



Fuente: El Peruano. Elaboración IPE.

**Gráfico 22:**  
**Gasto en devolución de ISC al diésel a empresas de transporte de carga y de pasajeros, 2005-2024\***  
 (millones de S/ reales)



\*/ Estimado con información a agosto de 2024.

Fuente: Sunat, BCRP, El Peruano. Estimaciones IPE.

En 2022, en respuesta a la volatilidad de los precios del petróleo causada por la recuperación económica postpandemia y exacerbada por la guerra entre Rusia y Ucrania, el gobierno aprobó la exoneración del ISC para el diésel y las gasolinas y gasoholes de 84 y 90 octanos, mediante el Decreto Supremo N° 068-2022-EF.

Según estimaciones del IPE, esta medida implicó una pérdida de recaudación de aproximadamente S/ 962 millones, de los cuales el 78% correspondió al diésel y el 20% a las gasolinas y gasoholes de 90 octanos.

### Gráfico 23:

#### Costo fiscal de la exoneración al Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) por combustible de origen

(millones de S/ reales; participación porcentual entre paréntesis)

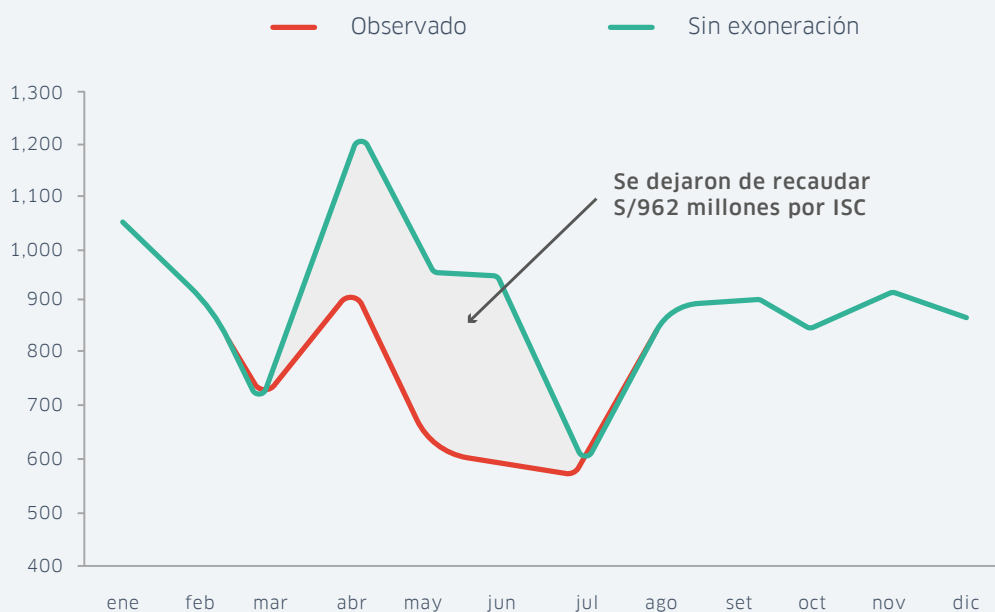


Fuente: El Peruano, Osinergmin, MEF. Estimaciones IPE.

### Gráfico 24:

#### Ingresos tributarios del Gobierno Nacional provenientes del ISC, 2022

(millones de S/ reales)



Fuente: BCRP, Osinergmin, El Peruano. Estimaciones IPE.

Estas políticas, si bien alivian la carga sobre los transportistas, socavan la progresividad del ISC, que había sido ajustado en la reforma de 2018<sup>6</sup> para reflejar los índices de nocividad de los combustibles en función de sus efectos negativos sobre la salud y el medio ambiente.

Al reducir la carga efectiva del impuesto para los transportistas, estas devoluciones y exoneraciones resultan en el pago de una tasa de ISC más baja por parte de estos usuarios para los combustibles más contaminantes, como el diésel, en comparación con otros menos perjudiciales. Por ejemplo, con el porcentaje de devolución vigente a 2024 (70%), el ISC al diésel que pagan los transportistas de carga y de pasajeros es de S/ 0.45 por galón (gl.), inferior al monto que pagan otros consumidores de diésel (S/ 1.49 por gl.) e incluso inferior al monto gravado a otros combustibles menos contaminantes, como el gasohol regular (S/ 1.16 por gl.). Esto no solo afecta el principio de progresividad del tributo, sino que también incentiva el uso continuo de combustibles más nocivos, contraviniendo los objetivos originales del ISC y generando un costo fiscal adicional que podría haberse destinado a políticas más sostenibles.

### ***Fondo de Inclusión Social Energético – Vale GLP***

El Programa Vale GLP es una de las iniciativas del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), implementado por el gobierno peruano en 2012 con el objetivo de facilitar el acceso a fuentes de energía más limpias para las familias de menores ingresos. Según el Minem, su creación respondió a la necesidad de reducir la brecha de acceso a energía moderna, particularmente en zonas rurales y periurbanas, donde el uso de leña y otras fuentes de energía tradicionales sigue siendo predominante, con impactos negativos para la salud y el medio ambiente.

El funcionamiento del Programa Vale GLP se basa en la entrega de un subsidio directo, en forma de un vale, a las familias elegibles. Este vale permite a los beneficiarios adquirir un balón de 10 kilogramos de GLP a un precio reducido en distribuidores autorizados. El subsidio está dirigido a hogares que cuentan con un consumo eléctrico mensual de hasta 30 kilowatts hora (kWh), criterio que, junto con otros factores, se utiliza para identificar a los hogares de menores ingresos. La implementación del programa se realiza a través de empresas distribuidoras de energía eléctrica, que son responsables de identificar a los beneficiarios y distribuir los vales mensualmente, mientras que el costo del subsidio es asumido por el FISE, que se financia principalmente a través de aportes del sector energético<sup>7</sup>.

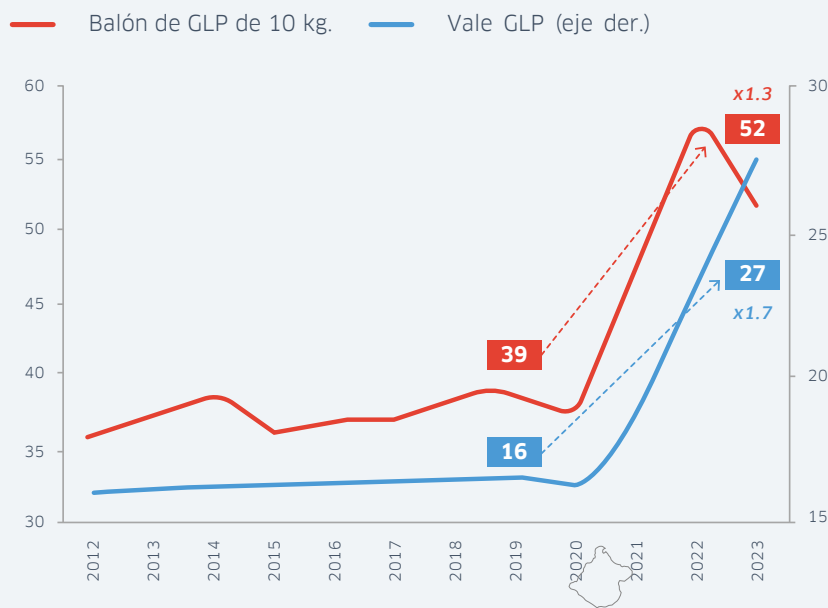
El programa también busca mitigar el impacto de los altos precios del GLP en el presupuesto familiar, especialmente durante periodos de volatilidad de precios internacionales del petróleo y sus derivados. Por ejemplo, durante la crisis energética

<sup>6</sup> Modificación de los montos fijos del ISC a combustibles aprobado mediante Decreto Supremo N° 094-2018-EF, Decreto que modifica el Nuevo Apéndice III del Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo.

<sup>7</sup> El FISE se financia con: (i) el recargo en la facturación mensual para los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados; (ii) el recargo al suministro de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural; y (iii) el recargo en la facturación mensual de los cargos a los usuarios de transporte de gas natural por ductos, que incluye a los ductos de servicios de transporte, ductos de uso propio, y ductos principales.

de 2021-2022, el valor de los vales de descuento se incrementó con el fin de mitigar el impacto del aumento de precios en los beneficiarios. Así, mientras que el precio del balón de 10 kg de GLP se multiplicó por 1.3 entre 2019 y 2023, el valor promedio del vale se incrementó por 1.7, alcanzando hasta S/ 38.5 en la región de Loreto y S/ 36.2 en Tumbes.

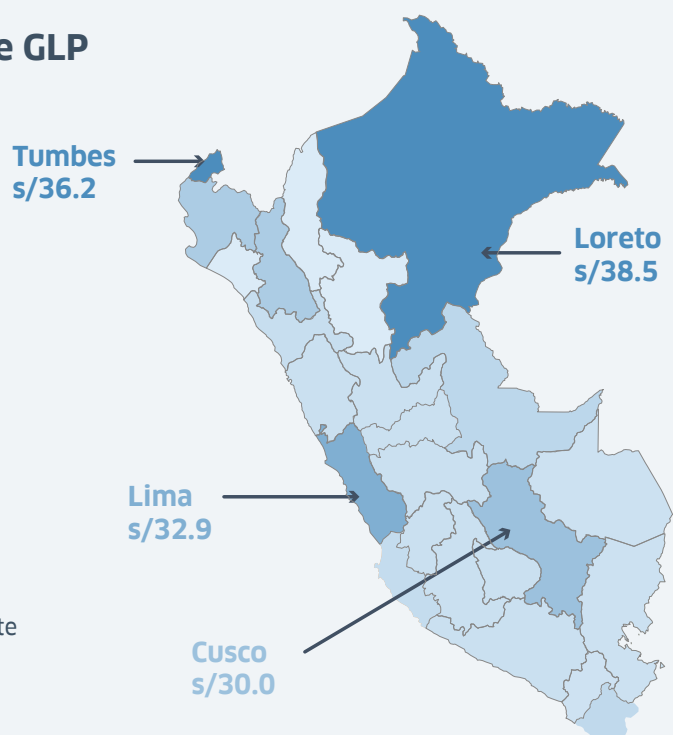
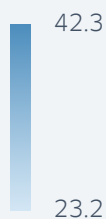
**Gráfico 25:**  
**Precio promedio\* del balón de GLP de 10kg. e**  
**importe promedio del Vale GLP**  
 (S/ por balón de 10 kg.; S/ por vale)



\*/ Estimado como el ratio entre el importe total y el número de vales canjeados  
**Fuente: FISE, INEI.**  
**Elaboración IPE.**

**Gráfico 26:**  
**Importe promedio del Vale GLP**  
**por departamento, 2024**  
 (S/ por vale)

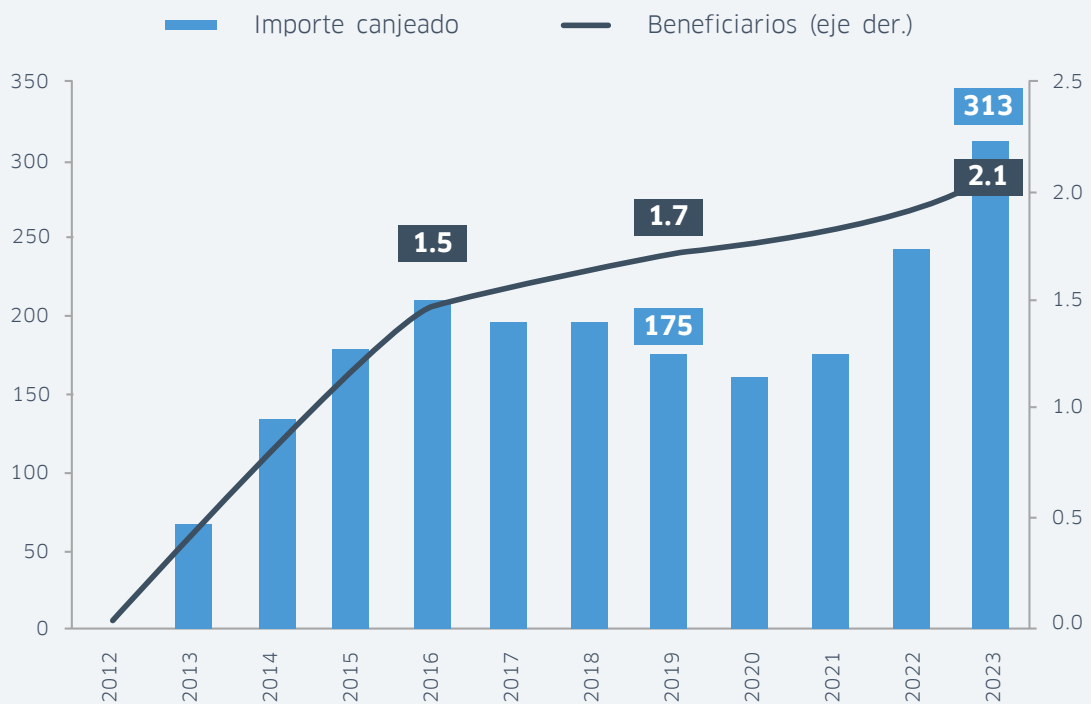
**Leyenda**



\*/ Estimado como el ratio entre el importe total y el número de vales canjeados  
**Fuente: FISE. Elaboración IPE.**

Desde su creación, el Programa Vale GLP ha representado un costo fiscal considerable. Aunque el número de beneficiarios creció a una tasa promedio anual del 27% entre 2014 y 2019, alcanzando 1.7 millones de beneficiarios, este ritmo de crecimiento se desaceleró al 5% en el periodo 2020-2023, con un total de 2.1 millones de beneficiarios al cierre de 2023. Con ello, en los últimos cuatro años, el gasto acumulado del programa aumentó principalmente por el mayor valor de los vales emitidos. Según datos del FISE, el gasto acumulado del programa alcanzó S/ 2,077 millones en términos reales al cierre de 2023 y superó los S/ 2,300 millones a agosto de 2024.

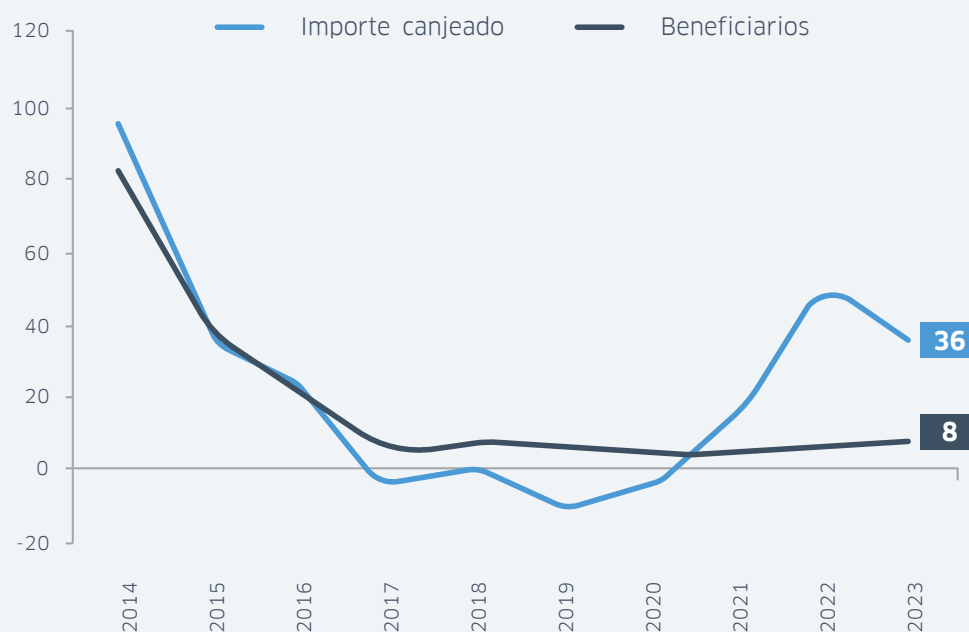
**Gráfico 27:**  
**Importe anual de vales canjeados y número de beneficiarios del programa Vale GLP**  
 (millones S/ reales; millones de beneficiarios)



Fuente: FISE, INEI. Elaboración IPE.



**Gráfico 28:**  
**Crecimiento anual de vales canjeados y número de beneficiarios del programa Vale GLP**  
 (var. % interanual)



Fuente: FISE, INEI. Estimaciones IPE.

A pesar de su relevancia social, el Programa Vale GLP presenta algunas limitaciones relevantes, según expertos del sector consultados. En primer lugar, el mecanismo de identificación de beneficiarios basado en el consumo eléctrico puede excluir a hogares con acceso limitado a la red eléctrica o incluir a hogares con mayor capacidad económica, pero de bajo consumo de electricidad. Además, la cobertura geográfica del programa ha sido insuficiente en zonas rurales de difícil acceso, lo que ha limitado su efectividad para alcanzar a las familias más necesitadas. Por otro lado, el programa enfrenta desafíos operativos, como la distribución irregular de los vales y la existencia de intermediarios informales, lo que afecta la disponibilidad y el precio del GLP para los beneficiarios finales. Estas limitaciones no solo afectan la eficiencia del programa, sino que también generan costos adicionales para su implementación.

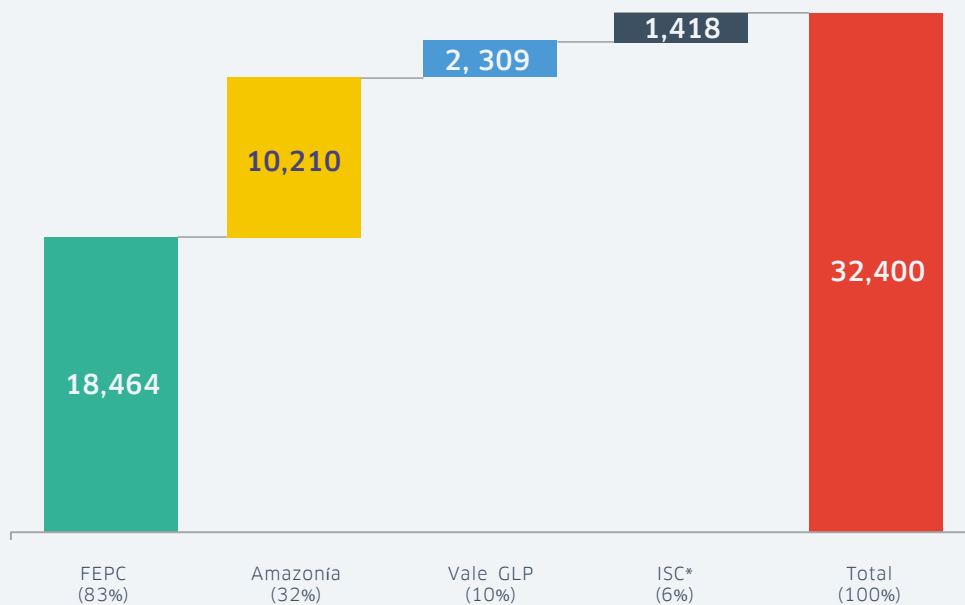
Con todo ello, en las últimas dos décadas, el costo fiscal asociado a los subsidios y programas destinados a mitigar el impacto de la dependencia de combustibles importados ha superado los S/ 32 mil millones en términos reales. De este total, el FEPC representa la mayor proporción, con el 57% del gasto total (más de S/ 18 mil millones); seguido por el gasto tributario asociado a las exoneraciones de IGV e ISC en la Amazonía, que representan el 32%; el Programa Vale GLP, que representa el 7%; y la exoneración del ISC al diésel, que comprende el 4% del total del costo fiscal. Por un lado, si bien estos programas han mitigado parcialmente el traspaso abrupto de las variaciones de los precios internacionales del petróleo al mercado interno y facilitado el acceso a fuentes de energía más limpias para las familias de menores

ingresos, estos han tenido un costo fiscal importante para el Estado y no han logrado abordar de manera integral la problemática que genera la dependencia de combustibles importados.

Por otro lado, los recursos destinados a estos subsidios podrían haber sido destinados para financiar alternativas de infraestructura energética de largo plazo. Por ejemplo, se podría haber construido 2,973 kilómetros (km) de ductos de transporte de gas natural, lo que equivale a cinco veces la distancia del ducto de gas entre Cusco y Pisco. Otra alternativa que pudo ser financiada con dichos recursos es el despliegue de 143,426 km de redes de distribución de gas natural, siete veces las existentes en Lima y Callao. También se podrían haber realizado 6.8 millones de conversiones vehiculares a gas natural, lo que representa 51 veces las conversiones logradas por el programa Ahorro GNV entre 2021 y agosto de 2024. Por último, los recursos podrían haber permitido conectar 3.9 veces el número de hogares pendientes de conectar a redes de gas natural, equivalente a catorce veces las conexiones realizadas por el programa Bonogas en el periodo 2016-2024<sup>8</sup>.

**Gráfico 29:**  
**Costo total de programas de financiamiento o subsidio a combustibles importados, 2003-2024**

(millones S/ reales; participación porcentual entre paréntesis)



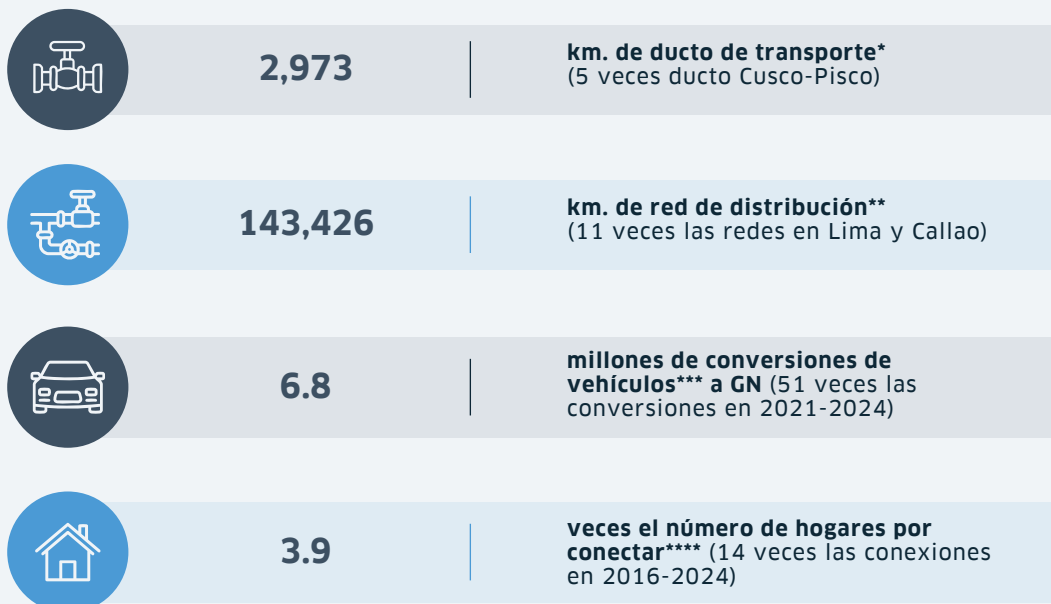
Nota: Costo fiscal del FEPC a mayo del 2024 y costo del programa Vale GLP a agosto del 2024. \*/ Incluye costos de exoneración del diésel en el 2022 y la devolución a transportistas

**Fuente: Minem, INEI, FISE. Estimaciones IPE.**

<sup>8</sup> Estimaciones realizadas considerando: (i) costo promedio del ducto TGP Cusco-Pisco de S/10.8 millones del 2024 por kilómetro (km.); (ii) costo promedio de construcción de redes de distribución de gas natural en Lima, Callao e Ica de S/ 226 mil del 2024 por km.; (iii) costo promedio de conversión vehicular de S/ 4,696 del 2024 por vehículo; y (iv) costo promedio de S/ 1,486 del 2024 por conexión domiciliar de gas natural.

### Gráfico 30:

Alternativas para la masificación del gas natural que podrían haberse financiado con los costos asociados a la atención de la demanda por combustibles importados



\*/ Costo promedio del ducto TGP de Cusco a Pisco.

\*\*/ Costo promedio de redes de distribución en Lima, Callao e Ica.

\*\*\*/ Se consideró el costo promedio de conversión vehicular del programa Ahorro GNV desde su creación hasta agosto 2024.

\*\*\*\*/ Se consideró el número de hogares hábiles para conexión de GN y el costo promedio de conexión domiciliaria del programa Bonogas

Fuente: FISE, Cálidda, TGP. Estimaciones IPE

## IV. OPORTUNIDADES PARA EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS

El Perú cuenta con una matriz energética diversa y un considerable potencial para el desarrollo de fuentes de energía renovable y convencional. Sin embargo, este potencial no ha sido plenamente aprovechado debido a diversas barreras regulatorias, tecnológicas y de infraestructura. La adecuada implementación de políticas y medidas que fomenten la inversión en recursos energéticos, la optimización de la infraestructura existente y el desarrollo de nuevos proyectos

estratégicos podrían contribuir significativamente al crecimiento económico sostenible y a la seguridad energética del país. Esta sección analiza el marco actual de políticas energéticas y normativas, identificando oportunidades clave para el desarrollo energético en el Perú, así como las acciones necesarias para superar las limitaciones existentes y facilitar la masificación de recursos como el gas natural y las energías renovables.

## 1. DEFINICIÓN DE LOS PRINCIPIOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN EL PERÚ

La Política Energética Nacional del Perú para el periodo 2010-2040 fue aprobada en 2010 mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM. Sin embargo, desde entonces, a pesar de la evolución tecnológica y el desarrollo de los mercados de energía, esta política no se ha actualizado.

### Gráfico 31: Visión y objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040

<b>Visión</b>	Contar con un sistema energético que satisfaga la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueva el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua.
<b>Objetivos de política</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Matriz energética diversificada (renovables y la eficiencia energética).</li><li>2. Contar con un abastecimiento energético competitivo.</li><li>3. Acceso universal al suministro energético.</li><li>4. Mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.</li><li>5. Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.</li><li>6. Sector energético con mínimo impacto ambiental.</li><li>7. Desarrollar la industria del gas natural</li><li>8. Fortalecer la institucionalidad del sector energético.</li><li>9. Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.</li></ol>

Fuente: Política Energética Nacional del Perú 2010-2040. Elaboración LQG.

Además de la falta de actualización, no se cuenta con información clara respecto al cumplimiento de la política establecida en 2010. En ese sentido, el Reporte de Cumplimiento 2023 del Minem evalúa la implementación de esta política en los sectores de electricidad, hidrocarburos y medio ambiente. No obstante, no proporciona una evaluación del grado de cumplimiento de los objetivos originales, sino que se enfoca en las actividades realizadas, como la gestión de documentos, sin evidenciar la planificación o ejecución de proyectos de inversión que contribuyan a dichos objetivos.

**Gráfico 32:**  
**Resultados de la Política Energética Nacional 2023**

Sector	Resultado
<b>Electricidad</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Matriz energética diversificada (renovables y eficiencia energética).</li> <li>2. Participación de renovables de 6.25%.</li> <li>3. Elaboración de Bance Nacional de Energía y Plan Referencial de Uso eficiente de Energía 2030.</li> <li>4. Actualización de Normas Técnicas.</li> </ol>
<b>Hidrocarburos</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Suscripción de contrato petroleros (Lote I. V. VI, VII, Z-69 y 192)</li> <li>2. Acciones que permita asegurar la continuidad del suministro de combustibles y promoción de inversión</li> <li>3. Estabilización de precios de combustibles</li> </ol>
<b>Ambiente</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Publicación de normas de adecuación ambiental</li> <li>2. DGAAE obtuvo Certificación ISO 9001:2015 para evaluación de EIA</li> <li>3. Evaluación de estudios ambientales de proyectos eléctricos por USD 920 MM</li> </ol>

**Fuente: Reporte de cumplimiento 2023 de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040. Elaboración LQG.**

Para orientar el desarrollo energético en los próximos años, es fundamental no solo definir claramente los pilares estratégicos que guiarán las acciones del Estado, sino también contar con metas de cumplimiento anuales que permitan el seguimiento y verificación de los avances logrados a fin de identificar potenciales cuellos de botella o limitaciones en la implementación de las medidas, lo que permitirá advertir si es necesario reforzar alguna actividad o desarrollar medidas adicionales para el cumplimiento de los objetivos establecidos.

En esa línea, es crucial que, al igual que en el Plan de Acceso Universal de Energía 2013-2022 y el Plan de Acceso Universal 2023-2027, se establezcan metas de cumplimiento de los programas de acceso a la energía desarrollados por el Gobierno. Sin embargo, también es necesario incorporar objetivos de cumplimiento anuales y un sistema de indicadores de seguimiento. Si bien los planes mencionados han fijado metas a largo plazo, como la cobertura total en un horizonte de 10 años, la falta de metas anuales dificulta la evaluación de avances y la identificación de obstáculos en tiempo real. El establecimiento de metas anuales permitiría un monitoreo más efectivo, facilitando la toma de decisiones y ajustes oportunos para evitar retrasos en la implementación. Además, los indicadores de seguimiento anual permitirían a las autoridades y actores involucrados medir el progreso de manera más precisa y garantizar que se alcancen los objetivos propuestos dentro de los plazos establecidos.

Así, serán clave las políticas públicas que impulsen la inversión privada, el uso de nueva tecnología y la participación de profesionales capacitados para alcanzar la visión propuesta. Así, la política energética y las principales acciones para el cumplimiento de su objetivo requieren considerar, al menos, los siguientes cuatro pilares:

### Gráfico 33: Pilares que deben guiar la Política Energética Nacional los próximos años

Pilar	Criterio	Acciones
<b>Seguridad y confiabilidad del suministro</b>	Asegurar una capacidad de suministro de energía de forma segura, eficiente y de calidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollo de infraestructura necesaria para el suministro.</li> <li>Contar con capital humano capacitado para ofrecer un servicio de calidad.</li> <li>Promover la inversión privada.</li> </ul>
<b>Competitividad que genere desarrollo económico</b>	Aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos para alcanzar un desarrollo económico promoviendo la inversión en infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incentivar inversión en tecnología.</li> <li>Diseño de un mercado de promueva la innovación, nuevos agentes y actividades vinculadas.</li> </ul>
<b>Sostenibilidad ambiental</b>	Crear un sistema energético a emitir menos gases de efecto invernadero (GEI)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promover bajas emisiones en la producción y consumo de energía.</li> <li>Normas acordes con la política de cuidado del medio ambiente.</li> <li>Promover el desarrollo del mercado de certificados verdes.</li> </ul>
<b>Eficiencia e innovación</b>	Priorizar el uso eficiente de la energía en base a la promoción en la producción, transferencia y uso de nuevas tecnologías	<ul style="list-style-type: none"> <li>Difundir una cultura energética responsable con el ambiente.</li> <li>Promover la inversión en proyectos de investigación.</li> <li>Capacitación en el uso apropiado de la energía.</li> </ul>

Elaboración LQG.

## 2. POTENCIAL ENERGÉTICO DEL PERÚ

El Perú cuenta con un significativo potencial energético: se estima un potencial de generación de electricidad de 178 GW, así como de reservas de gas natural por 8.39 trillones de pies cúbicos<sup>9</sup> (TCF) y de petróleo por 242.58 millones de barriles estandarizados (MMSTB). En el caso de electricidad, cabe destacar que el país cuenta con capacidad para desarrollar energías renovables, entre las que se encuentra la energía eólica (22 GW), solar (25GW) e hidráulica (70GW). Asimismo, el Perú dispone de reservas de gas natural principalmente en Cusco (8.0 TCF) y de petróleo Loreto (129 MMSTB) y Piura (112 MMSTB). En definitiva, este potencial ofrece una base sólida para diversificar la matriz energética.

**Gráfico 34:**  
**Potencial energético nacional**

Electricidad: **178.0 GW**

Potencial eólico:  
**22.0 GW**

Potencial solar:  
**25.0 GW**

Potencial biomasa:  
**0.5 - 0.9 GW**

Potencial hidráulico:  
**70.0 GW**

Potencial geotérmico:  
**30.0 GW**

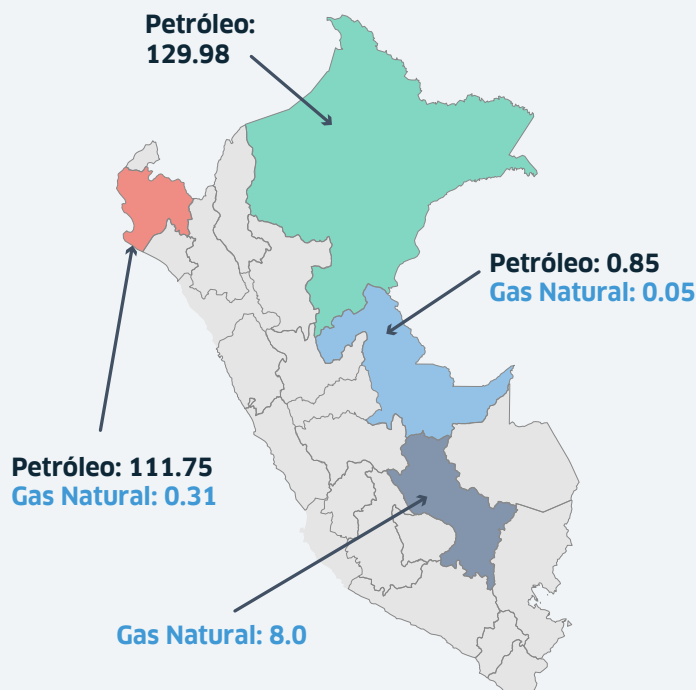
Potencial térmico - GN:  
**17.0 GW**

Potencial térmico - Diésel:  
**40.0 GW**

Hidrocarburos - Reservas:

Gas Natural:  
**8.39 TCF**

Petróleo:  
**242.58 MMSTB**

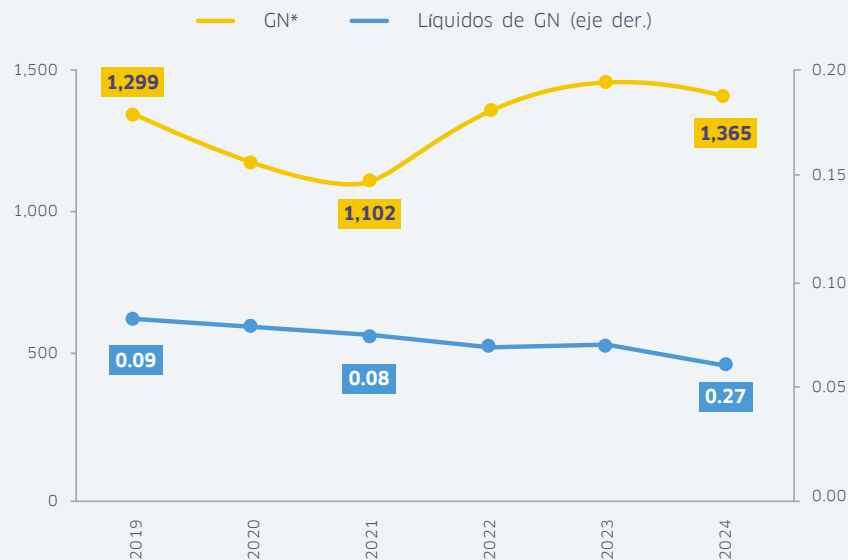


Fuente: Minem, Ingemmet, LQG Energy & Mining Consulting.  
Elaboración: LQG.

<sup>9</sup> Adicionalmente, de acuerdo con el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos (2022), el Perú cuenta con Reservas Probables y Posibles de Gas Natural, las cuales ascienden a 2,476 Trillones de Pies Cúbicos (TCF) en conjunto. Asimismo, se cuenta con Recursos Contingentes por 38,243 TCF.

Sin embargo, mientras que la producción de líquidos de gas natural (LGN) ha mostrado una tendencia decreciente en los últimos cinco años, la producción de gas natural se ha recuperado desde 2021. Al cierre de julio de 2024, esta se ubica 24% por encima de la cifra de 2021 e incluso resulta 5% mayor que antes de la pandemia. Ello sugiere la posibilidad de abastecer una mayor demanda por gas.

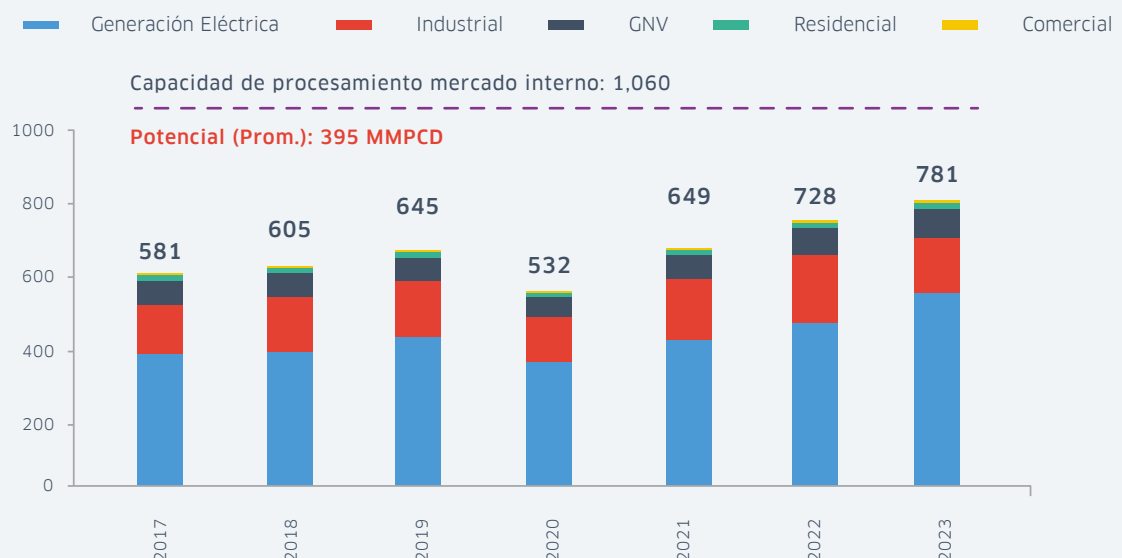
**Gráfico 35:**  
**Producción nacional anual promedio de GN y LGN**  
 (millones de pies cúbicos día - MMPCD; millones de barriles por día - MMBDP)



Nota: Con información a julio de 2024. \*/ Contempla lo destinado al mercado interno y exportación.

Fuente: Osinergmin. Elaboración LQG.

**Gráfico 36:**  
**Demanda interna de Gas Natural por destino de uso, 2017-2023**  
 (millones de pies cúbicos día - MMPCD)



Fuente: Osinergmin. Elaboración LQG.



En ese sentido, si bien la promoción de fuentes renovables no convencionales ha sido un eje estratégico en años recientes, el gas natural todavía tiene un potencial de producción de 395 MMCPD<sup>10</sup>. Así, la capacidad de procesamiento para el mercado interno (1,060 MMPCD) es superior a la demanda de gas natural (781 MMPCD en 2023), la cual creció de forma sostenida en las últimas dos décadas, principalmente en los segmentos de generación eléctrica, la industria y el transporte. Sin embargo, aprovechar este potencial enfrenta barreras como la falta de infraestructura adecuada, el uso predominante de combustibles sustitutos, dificultades para la penetración en áreas remotas y la competencia con el gas natural licuado (GNL) en algunas regiones.

Así, por ejemplo, la promoción de inversión en generación termoeléctrica se presenta como una oportunidad clave<sup>11</sup>, dado que en los últimos años el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) hizo uso del diésel para la generación eléctrica. Esta situación fue consecuencia de la intermitencia de las tecnologías renovables no convencionales, como la eólica y la solar, así como de una menor disponibilidad hídrica provocada por eventos climáticos sin precedentes, como el Ciclón Yaku y el Fenómeno de El Niño (FEN). El uso del diésel elevó los costos de generación y se tradujo en mayores costos para algunos usuarios. Además, desde una perspectiva ambiental, el uso de diésel tiene un impacto mayor en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### Gráfico 37: Oportunidades de aprovechamiento del potencial gasífero

Oportunidad	Objetivo	Mecanismo	Beneficio
Promoción de inversión en generación termoeléctrica	El desarrollo de centrales térmicas a gas natural sumaría confiabilidad al sistema	Norma que agilice la obtención de permisos técnicos y ambientales	Consumidores accederían a tarifas más competitivas a partir de la reducción de costos de servicios complementarios
Promoción de petroquímica	Atender una demanda potencial del sector agro (2-3 millones de toneladas de fertilizantes) y de minería (por explosivos)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Garantizar el suministro de gas natural por un plazo mínimo de 20 años</li> <li>- Simplificar procedimientos administrativos que permitan desarrollar la industria en el corto plazo</li> </ul>	Desarrollo de la industria que atienda a un mercado competitivo principalmente atendido vía importaciones

<sup>10</sup> Millones de pies cúbicos por día.

<sup>11</sup> En el Gráfico 36 se incluyen cuatro oportunidades identificadas en este estudio

Oportunidad	Objetivo	Mecanismo	Beneficio
Promoción de conversión de autos a GNV	El parque automotor cuenta con casi 6 millones de vehículos potenciales a convertirse a GNV	Promoción de los beneficios del GNV e incremento de la cobertura del financiamiento a través de FISE a más zonas del país	Reducir la huella de carbono del parque automotor y los costos para los usuarios ante menores precios del combustible
Implementación de microplantas de LNG	Demanda de grandes industrias en donde no existe red de distribución que pueden ser atendidos por GNL al ser más económico y eficiente que el GNC	Medidas de impulso y adecuación de normas para permitir el ingreso de tecnologías que otorguen seguridad y eficiencia	Extender la provisión de gas a grandes industrias a partir del interés de concesionarios interesados

Elaboración LQG.

Como principio fundamental de la planificación y operación energética, la autoridad competente establece la garantía de un suministro confiable y de costos eficientes. En este contexto, la integración de fuentes de energía renovables debe complementarse con tecnologías convencionales como la generación térmica a gas natural. Esta última, al depender de un recurso finito cuya disponibilidad está previamente determinada, contribuye a mitigar la exposición a factores exógenos que podrían afectar la estabilidad del sistema.

Para fomentar esta transición, es necesario agilizar la obtención de permisos técnicos y ambientales. Así, un incremento en la generación térmica a gas natural permitiría que los costos marginales del sistema en periodos de estrés no se incrementen en la misma magnitud que en el 2022, en la medida que se reduzca a cero el consumo de diésel. Con ello, los costos se definirían en función de los costos variables de las centrales a gas natural, los cuales son significativamente menores que los de una central térmica a diésel.

### 3. BARRERAS REGULATORIAS, TECNOLÓGICAS Y DE INFRAESTRUCTURA QUE DIFICULTAN EL DESARROLLO ENERGÉTICO EN EL PERÚ

Derivada de la Política Energética Nacional, se ha aprobado en el país una serie de normas y dispositivos legales destinados a impulsar inversiones que permitan aprovechar el potencial energético disponible. Estas normativas se pueden clasificar en cuatro categorías: de promoción, de operación, que fijan tarifas o precios, y que definen las condiciones técnicas y de seguridad para la operación.

- a. **Normas de promoción:** Estas normas<sup>12</sup> buscan incentivar o fomentar el desarrollo de actividades o la ejecución de proyectos energéticos, otorgando una serie de beneficios o incentivos de diversa naturaleza, como la suscripción de Convenios de Inversión, otorgamiento de derechos sobre bienes del Estado (servidumbre, superficie o expropiación), y preferencia para la adquisición de recursos energéticos como el gas natural, entre otros.

Si bien algunas de estas normativas han logrado impulsar proyectos de inversión, como el Proyecto Camisea y la Planta de Procesamiento para la exportación de gas natural, han sido insuficientes para lograr la puesta en marcha de proyectos como la petroquímica o el incremento de la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos.

En el caso de la petroquímica, el Estado reconoció la necesidad de simplificar los trámites<sup>13</sup> y aprobó<sup>14</sup> recientemente medidas especiales que buscan simplificar la obtención de autorizaciones, como la licencia de edificación, las autorizaciones sectoriales y el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos - CIRA, lo que podría tener un impacto positivo en el desarrollo de proyectos de esta naturaleza. Bajo estas medidas también se contempla la garantía de contratos de suministro de gas natural a largo plazo (mínimo 20 años) para los inversionistas, así como la estabilidad de las condiciones económicas de dichos contratos. Sin embargo, no establece acciones concretas para asegurar que en la próxima licitación del Lote 88 se respeten estos requisitos. La norma únicamente asigna un rol promotor al Minem y a Perupetro.

- b. **Normas de operación:** Estas normas<sup>15</sup> determinan las condiciones necesarias para instalar y operar proyectos de inversión. Son emitidas por el Minem u el organismo regulador correspondiente y definen los procedimientos y requisitos que los inversionistas deben cumplir antes del

<sup>12</sup> Entre las normas de promoción más relevantes se destacan: la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221), que otorga beneficios a la exploración y explotación de hidrocarburos; la Ley de Promoción del Gas Natural (Ley N° 27133), que garantiza ingresos para proyectos de transporte de gas natural con redes principales; la Ley de Promoción de Plantas de Procesamiento (Ley N° 28176); y la Ley de Promoción de Plantas de Petroquímica (Ley N° 29163), que extienden a los proyectos de procesamiento y petroquímica los mismos beneficios otorgados a la exploración y explotación de hidrocarburos.

<sup>13</sup> La viceministra de Hidrocarburos señaló en una entrevista para RumboMinero que "El equipo del Ministerio de Energía y Minas viene trabajando en adoptar medidas que acorten los plazos de los trámites y procedimientos administrativos vinculados a la inversión privada (...)". Tomado de <https://www.rumbominero.com/peru/normativa-para-el-desarrollo-de-la-petroquimica-en-peru/>

<sup>14</sup> A través del Decreto Legislativo N° 1686, que establece medidas especiales para impulsar la industria petroquímica, complementando, las disposiciones de la Ley N° 29163

<sup>15</sup> Entre las normas identificadas se destacan: el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (Decreto Supremo N° 081-2007-EM) y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes (Decreto Supremo N° 042-99-EM), que establecen los requisitos para obtener concesiones de transporte y distribución, respectivamente. También se encuentra el Reglamento de Calificación de Interesados para la Realización de Actividades de Exploración y Explotación (Decreto Supremo N° 029-2021-EM), que define los requisitos para que un inversionista pueda calificar como empresa petrolera y participar en licitaciones y contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Asimismo, el Reglamento del Registro de Hidrocarburos (Resolución de OSINERGMIN N° 191-2011-OS/CD) establece los requisitos para desarrollar actividades de comercialización de hidrocarburos.

inicio de la construcción y durante la operación del proyecto. Además, en el caso de los hidrocarburos, también existe regulación en la etapa de comercialización de productos.

Estas normativas pueden desincentivar la inversión y convertirse en barreras para nuevos proyectos de hidrocarburos, ya que los inversionistas enfrentan retrasos en la implementación de sus proyectos debido a las exigencias regulatorias, como la obtención del estudio ambiental, y las demoras en la evaluación de solicitudes por parte de las autoridades. Así, los plazos legales para emitir las autorizaciones no siempre se cumplen, lo que dificulta el desarrollo de proyectos.

Por ejemplo, un estudio de Indecopi realizado en 2014, titulado "Identificación de disposiciones de la Administración Pública que afectarían a la inversión privada en el sector de gas natural", evaluó el impacto de los trámites administrativos en la construcción de redes de distribución de gas natural, con base en las operaciones de las concesionarias Cálidda y Contugas. El estudio reveló que, considerando los proyectos paralizados o pospuestos por barreras burocráticas municipales, la inversión no ejecutada podría ascender a unos US\$ 20 millones, limitando el acceso de aproximadamente 68,120 hogares a combustibles alternativos y reduciendo la competencia en el mercado de energía.

- c. Normas que fijan tarifas o precios:** En el mercado de gas natural, se regula las tarifas del transporte por ductos y la distribución por redes, además del precio del principal productor de gas natural (Lote 88). Las tarifas para las actividades de transporte y distribución se establecen inicialmente en los contratos de concesión y, posteriormente, son aprobadas por el organismo regulador. El precio del gas natural del Lote 88 está regulado por el Contrato de Licencia, mientras, los precios del gas natural producido por otros lotes se fijan libremente en el mercado.

La fijación de tarifas representa una barrera para el desarrollo de inversiones en ductos y redes de distribución, en la medida que los lineamientos actuales no garanticen a los concesionarios una recuperación adecuada de su inversión con una tasa de retorno razonable. Además, la discrepancia entre el plazo utilizado para calcular la tarifa de distribución y el plazo acordado para las concesiones impide que los inversionistas recuperen su inversión, ya que sus concesiones finalizan antes de que concluya el período considerado para el cálculo de la tarifa. Esto ha generado cuestionamientos por parte de los concesionarios, quienes alegan la falta de reconocimiento adecuado de sus costos operativos y de mantenimiento. En ese sentido, por ejemplo, según la



posición de Cálidda<sup>16</sup>, las tarifas reguladas no estarían reconociendo los costos de operación y mantenimiento, así como aquellos vinculados a los gastos en arqueología, operaciones y actividades de emergencia. Además, en el establecimiento de las tarifas se habrían cometido errores de estimación de la demanda.

- d. Normas técnicas y de seguridad:** Los proyectos de gas natural están sujetos a normativas que establecen condiciones técnicas y medidas de seguridad para mitigar riesgos durante el desarrollo de sus actividades. Estas normas se encuentran en diversos reglamentos y normas técnicas aprobadas por el organismo de normalización, basadas en estándares internacionales de la industria de hidrocarburos.

Estas normas técnicas y de seguridad pueden no adaptarse al diseño o a las nuevas tecnologías empleadas por los inversionistas. Por ejemplo, existen dificultades para adecuar el marco normativo existente para la ejecución de redes de distribución de gas natural en pasajes o zonas con algún tipo de elevación<sup>17</sup>. Otro ejemplo de esta problemática es el retraso del inicio de pruebas de factibilidad de un proyecto de gas natural licuado (GNL) de la empresa Galileo Technologies en Piura, el cual fue ampliado hasta mayo de 2025, habiendo sido aprobado desde abril de 2023, debido a que las normativas técnicas aplicables por el Perú no contemplan las medidas necesarias para la nueva tecnología que la empresa busca implementar<sup>18</sup>.

En general, se evidencia que la normativa regulatoria del sector de gas natural no ha sido efectiva en fomentar las inversiones necesarias para aprovechar de manera óptima el potencial energético del país. A pesar de la emisión de normas de promoción, no se ha logrado desarrollar proyectos de gran envergadura, como la industria petroquímica. Así, persisten barreras que las normas de promoción no pueden superar, lo cual representa un desincentivo para los inversionistas. Para promover la inversión en proyectos clave que faciliten la masificación y el aprovechamiento de recursos energéticos, se requieren medidas específicas y más efectivas.

<sup>16</sup> Los diferentes procedimientos tarifarios de gas natural y las impugnaciones efectuadas están disponibles en la web de Osinergmin:

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/gas-natural/tarifas-distribucion-gas-natural>. Durante el periodos tarifarios 2009-2013 y 2014-2018, Cálidda argumentó que la resolución tarifaria no reconocía de manera adecuada los costos de operación y mantenimiento. En el periodo 2018-2022, la empresa cuestionó la determinación del costo medio del gas natural, el costo de transporte trasladable a los consumidores y los errores en la determinación de la demanda. Finalmente, en el periodo 2022-2026, Cálidda impugnó la falta de reconocimiento de costos relacionados con arqueología, operaciones y actividades de emergencia

<sup>17</sup> Al respecto, el concesionario de la distribución de gas natural en Lima, Cálidda, recoge las dificultades técnicas que experimentó para la conexión de hogares en los cerros de Lima. Asimismo, da cuenta del trabajo coordinado que se desarrolló con el Minem y Osinergmin desde finales del 2021 para la implementación de un piloto los cerros de Bayóvar, en el distrito de San Juan de Lurigancho, iniciado en el 2024. Más detalles en: <https://labuenaenergia.calidda.com.pe/noticias/gas-natural-en-los-cerros-de-lima-la-nueva-etapa-de-la-masificacion/>

<sup>18</sup> Las pruebas del proyecto de la empresa Galileo fue aprobada por Resolución Directoral N° 112-2023-DGH y posteriormente fue ampliado por varias resoluciones siendo la última la efectuada mediante Resolución Directoral N° 137-2024-MINEM/DGH. La ampliación es hasta el mes de mayo de 2025.

**Gráfico 38:**  
**Marco regulatorio y barreras que no permiten el desarrollo de proyectos energéticos**

Tipo de norma	Barrera	Norma
<b>Normas de promoción</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exploración y Explotación de Hidrocarburos.</li> <li>• Plantas de Procesamiento de Gas Natural y Petroquímica.</li> <li>• Seguridad Energética.</li> </ul>	Las medidas otorgadas no son suficientes para promover la inversión en el nivel requerido. Medidas de carácter declarativo.
<b>Normas de operación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calificación de empresa petroleras.</li> <li>• Registro de Hidrocarburos.</li> <li>• Obtención de Concesiones de Transporte y Distribución.</li> </ul>	Requisitos técnicos y económicos muy exigentes que no generan interés en los inversionistas o causa demoras en la implementación de proyectos.
<b>Tarifas y precios</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contrato de Licencia Lote 88.</li> <li>• Contratos de Concesión de Transporte y Distribución de Gas Natural que establecen régimen tarifario.</li> <li>• Reglamentos que establecen régimen tarifario en actividades reguladas.</li> </ul>	Precios y tarifas reguladas en base a empresa eficiente que no reconoce todos los costos al inversionista.
<b>Normas técnicas y de seguridad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas Técnicas de diseño y operación.</li> <li>• Normas Técnicas de Seguridad.</li> </ul>	Normas técnicas no consideran innovación tecnológica de proyectos y retardan u implementación ante exigencias que no son aplicables.

Elaboración LQG.

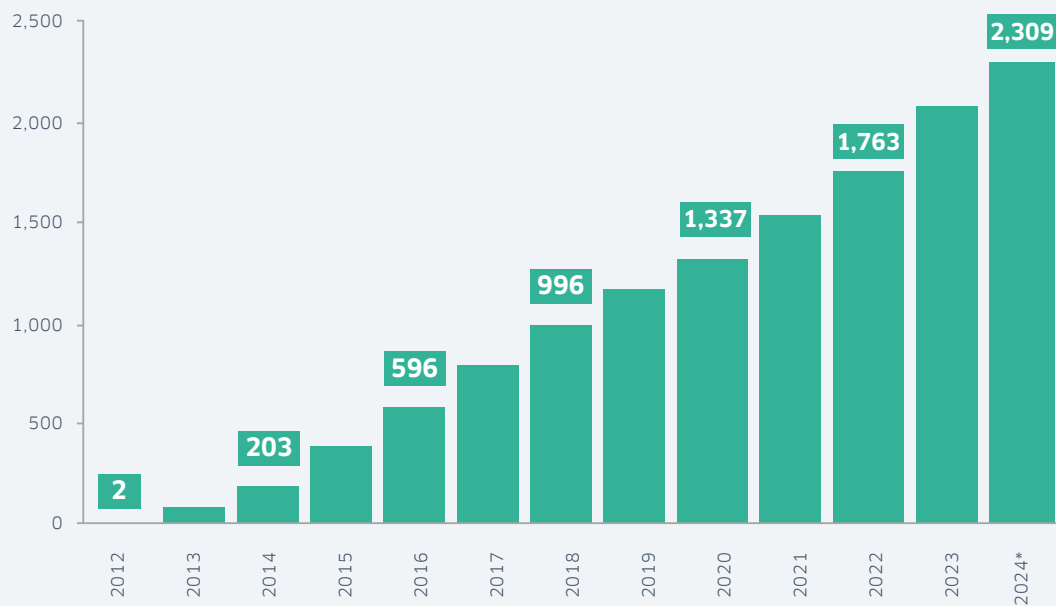
## 4. USO DE RECURSOS DEL FISE PARA IMPULSAR LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

El FISE tiene como objetivo principal facilitar el acceso a fuentes de energía más limpias para las poblaciones más vulnerables del país, a través de programas de compensación social. Estos programas se financian con recursos obtenidos de los consumidores eléctricos, usuarios de transporte de gas natural, entre otros.

Como se mencionó en secciones previas, el Programa Vale GLP, ofrece vales mensuales a las familias elegibles para la compra de balones de GLP de 10 kg.

Este programa ha buscado mitigar tanto la brecha de acceso a energía moderna como el impacto de los altos precios del GLP en los hogares de menores ingresos. Desde su creación, el monto acumulado de canje de estos vales ha crecido de manera considerable, superando los S/ 2,300 millones en términos reales en agosto de 2024.

**Gráfico 37:**  
**Gasto acumulado del programa Vale GLP**  
(millones de S/ reales)



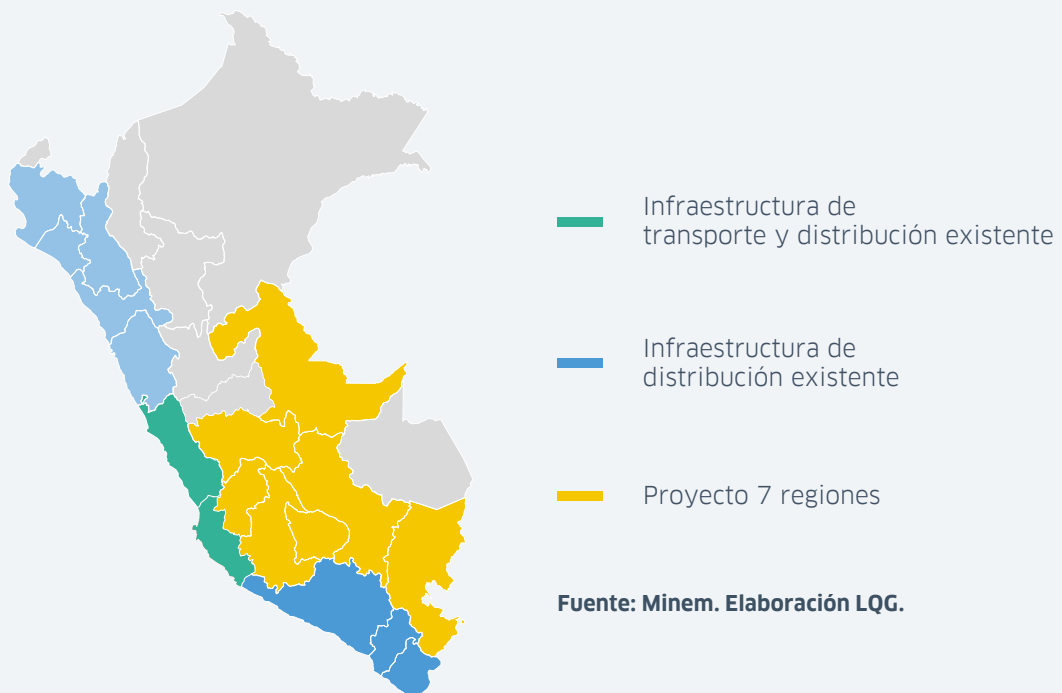
\*/ Con información al mes de agosto.

**Fuente: FISE. Elaboración LQG.**

La expansión de la infraestructura de gas natural y los programas de masificación en las regiones donde opera el Programa de Vale GLP representan una oportunidad significativa para generar ahorros fiscales mediante la reducción de los subsidios al GLP otorgados a través del FISE. Sumado a ello, una mayor penetración del gas natural en las regiones que actualmente cuentan con concesiones de masificación permitiría, además, generar ahorros importantes en otros sectores relevantes como el sector transporte, si se acompaña con medidas como la conversión de vehículos.

En esa línea, el incremento en el acceso al gas natural se puede lograr a través de: (i) la expansión de la infraestructura de transporte y distribución ya existente, como en las concesiones de Lima, Callao e Ica; (ii) la ampliación de la red de distribución en otras regiones costeras del Perú; y (iii) la construcción de nuevas infraestructuras en las regiones del centro y sur del país, relacionadas con proyectos como Siete Regiones, el Gasoducto del Sur - SIT Gas o el Gasoducto Costero.

### Gráfico 40: Regiones con esquemas de masificación de gas natural por ductos o virtual

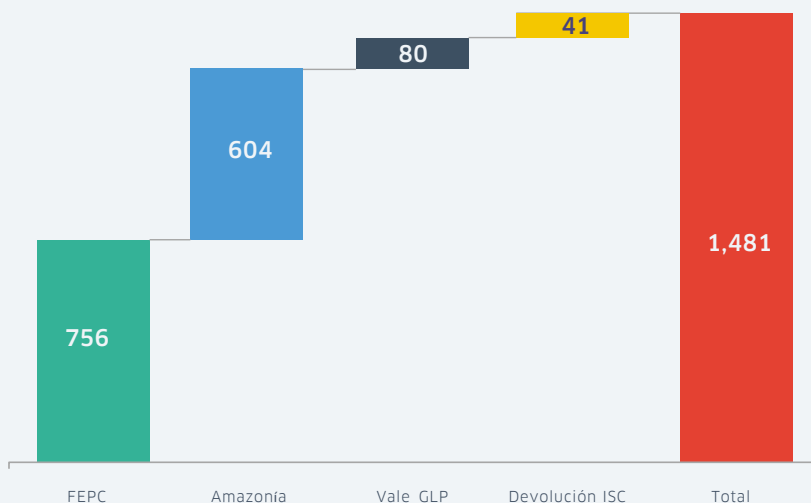


Con ello, se podrían generar, en promedio, ahorros anuales de aproximadamente S/ 756 millones en recursos destinados al FEPC. Por su parte, la eliminación de las exoneraciones de impuestos a la venta de combustibles en la Amazonía podría generar ahorros potenciales de S/ 604 millones al año. Sumado a ello, una mayor penetración del gas natural en el sector residencial generaría ahorros anuales de hasta S/ 80 millones<sup>19</sup> y, de eliminarse el esquema de devolución de ISC al diésel a transportistas, se podrían generar ahorros adicionales de hasta S/41 millones anuales, en promedio. Con ello, los ahorros generados podrían ser destinados a nuevos beneficiarios o utilizados para intensificar la masificación del gas natural. Por ejemplo, el ahorro anual total de S/1,481 millones podría financiar alguna de las siguientes alternativas: (i) 136 km. de ductos de transporte de gas natural, lo que equivale al 24% del ducto de gas entre Cusco y Pisco; (ii) 6,557 km. de redes de distribución de gas natural, que representa el 49% de las redes de distribución existentes en Lima y Callao; (iii) la conversión de 315 mil vehículos a gas natural, que equivale a 2.3 veces las conexiones realizadas por el programa Ahorro GNV en el periodo 2021-2024; o (iv) la conexión de 996 mil hogares, que representa el 63% de las conexiones realizadas por el programa Bonogas en el periodo 2016-2024.

<sup>19</sup> El ahorro potencial de recursos fiscales que podría generar la masificación del gas natural en las regiones indicadas, en relación con los fondos asignados por el FISE al Programa Vale GLP, se estima a partir de los siguientes escenarios: (i) si la expansión de la infraestructura de gas natural en Lima, Callao e Ica permite que el 50% de los actuales beneficiarios del Programa Vale GLP se conecten a la red de gas natural, el FISE podría generar un ahorro anual de S/ 4.9 millones; (ii) si la expansión de las redes de distribución en otras regiones costeras del Perú logra que el 30% de los beneficiarios del Programa Vale GLP en dichas regiones se conecten al gas natural, se estima un ahorro anual de S/ 39 millones para el FISE; y (iii) si se llevan a cabo los proyectos de masificación pendientes (SIT Gas, Gasoducto Costero y 7 Regiones), y su impacto alcanza al 30% de los beneficiarios del Programa Vale GLP en las regiones de influencia, los ahorros anuales para el FISE podrían ascender a S/ 36.5 millones.



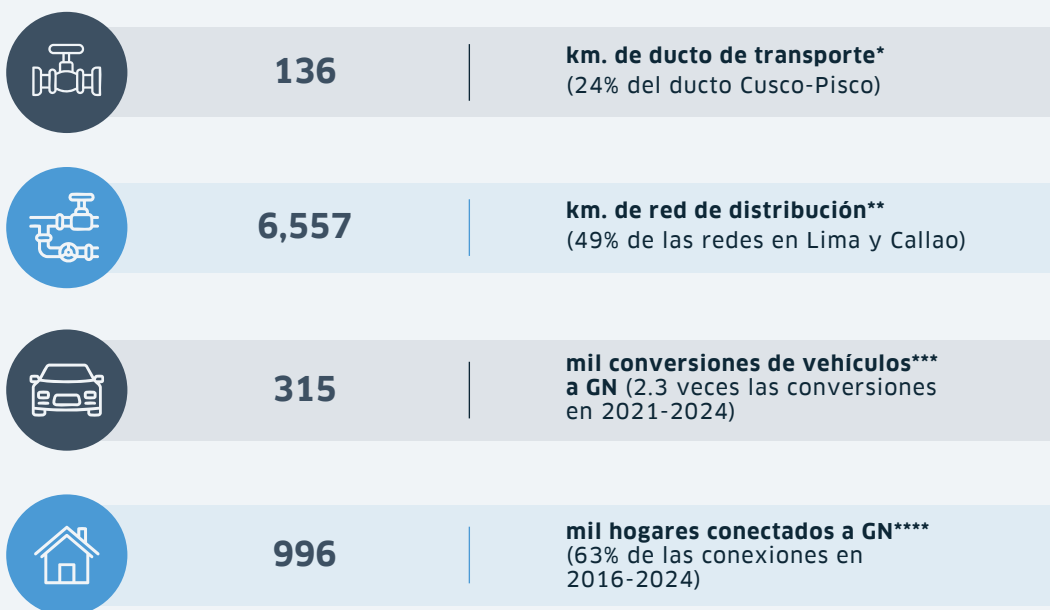
**Gráfico 41:**  
**Recursos que podrían usarse más eficientemente en un contexto de mayor masificación del gas natural\***  
(millones S/ anuales)



\*/ Se considera: (1) el costo promedio anual de FEPC en el periodo 2019-2023; (2) el gasto tributario promedio de las exoneraciones de ISC e IGV del periodo 2020-2024, estimado por el MEF; (3) la conexión del 50% de beneficiarios del programa Vale GLP en Lima, Callao e Ica; y la conexión del 30% de beneficiarios en los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad, Cajamarca, Huánuco, Cerro de Pasco, Junín, Ica, Ayacucho, Apurímac, Cusco y Puno; y, (3) el gasto promedio anual en devoluciones de ISC del diésel a transportistas en el periodo 2020-2023.

**Fuente: Minem, MEF, FISE. Estimaciones IPE y LQG Energy & Mining Consulting.**

**Gráfico 42:**  
**Alternativas para la masificación del gas natural que podrían financiarse con los ahorros anuales**



\*/ Costo promedio del ducto TGP de Cusco a Pisco.

\*\*/ Costo promedio de redes de distribución en Lima, Callao e Ica.

\*\*\*/ Se consideró el costo promedio de conversión vehicular del programa Ahorrro GNV desde su creación hasta agosto 2024.

\*\*\*\*/ Se considera el costo promedio de conexión domiciliar del programa Bonogas.

**Fuente: FISE, Cálida, TGP. Estimaciones IPE.**

# V. DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES

El análisis de los impactos del uso de combustibles importados en el Perú revela la necesidad de fortalecer la política energética nacional a fin de optimizar el uso de los recursos fiscales y energéticos del país. Para enfrentar los desafíos identificados en este documento, se presentan recomendaciones en tres ámbitos clave: normativa y regulación, políticas fiscales y sostenibilidad energética.

**Gráfico 43:**  
**Recomendaciones de política**



# NORMATIVA Y REGULACIÓN

## **1. ESTABLECER METAS CLARAS Y SEGUIMIENTO PERIÓDICO EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL**

La política energética de un país es fundamental para definir la visión, los pilares y los objetivos del sector a mediano y largo plazo. Por ello, debe sustentarse en principios como la seguridad del suministro, la competitividad, la sostenibilidad ambiental y la eficiencia e innovación tecnológica. En el caso peruano, la falta de incorporación de estos pilares, así como la ausencia de acciones concretas, una actualización y un monitoreo adecuado de la Política Energética Nacional, ha limitado su efectividad para guiar el desarrollo del sector.

Para abordar estas limitaciones, es indispensable establecer metas concretas y cuantificables para los próximos años, acompañadas de indicadores de desempeño que permitan evaluar periódicamente los avances. Estas metas deben incluir la diversificación de la matriz energética, la reducción de la dependencia de combustibles importados y la expansión de las energías renovables y del gas natural. Un monitoreo adecuado facilitaría no solo el seguimiento del progreso, sino también la identificación de barreras en la implementación, permitiendo ajustes oportunos que garanticen un cumplimiento más efectivo.

Este enfoque aseguraría que los actores del sector puedan satisfacer sus necesidades energéticas de manera más predecible y eficiente, tanto en términos de suministro como de gasto público. Además, un enfoque más dinámico contribuiría a fomentar la inversión y garantizar la seguridad energética, mediante un marco regulatorio más estable y predecible.

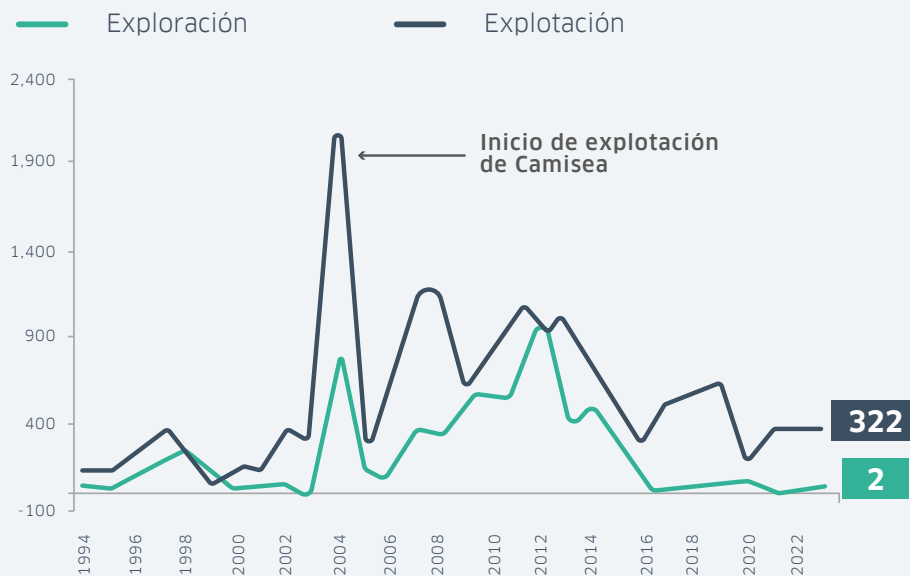
## **2. ELIMINAR BARRERAS REGULATORIAS PARA LA INVERSIÓN EN PROYECTOS ENERGÉTICOS**

El desarrollo de infraestructura energética en Perú enfrenta limitaciones significativas debido a un entorno regulatorio complejo y poco eficiente, lo que ha afectado de manera adversa la inversión en proyectos estratégicos, como la petroquímica y la exploración de hidrocarburos. Estas barreras incluyen demoras en la obtención de autorizaciones, sobrecarga burocrática y una falta de coordinación entre las entidades responsables. La complejidad del marco regulatorio no solo retrasa la ejecución de proyectos, sino que desincentiva nuevas inversiones en sectores críticos para el desarrollo económico del país.

Por ejemplo, la industria petroquímica se ve obstaculizada por normativas técnicas que no se han adaptado a las nuevas tecnologías necesarias para su desarrollo. Esto limita la posibilidad de atraer inversión para proyectos de gran envergadura que aprovechen los recursos de gas natural disponibles en el país. Asimismo, la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos ha caído a mínimos históricos,

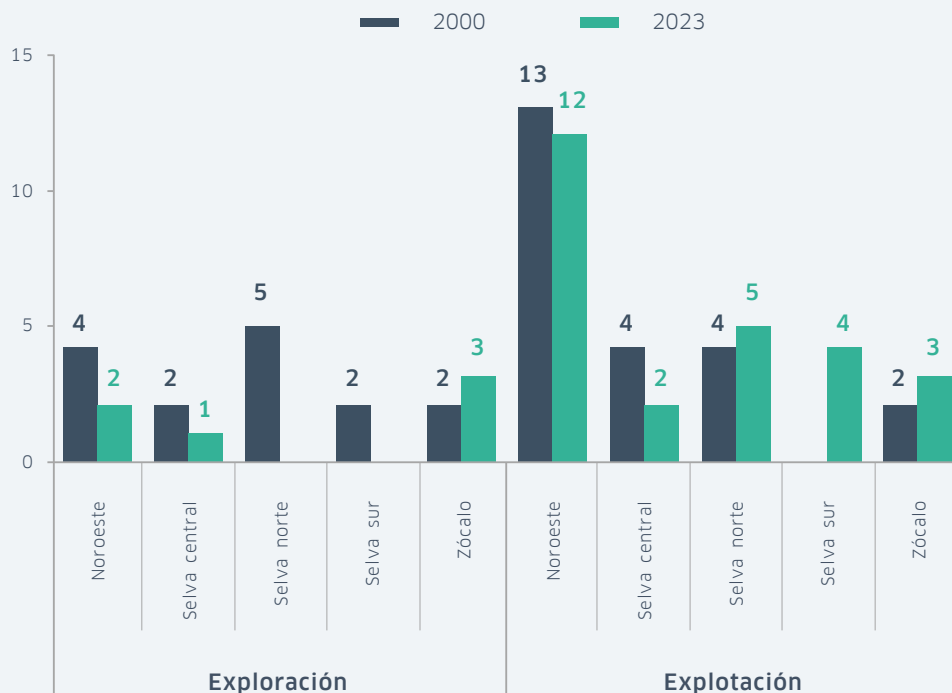
alcanzando solo US\$325 millones en 2023. A finales de 2023, solo seis de los 32 contratos de hidrocarburos en el país eran para exploración, y ninguno se ubicaba en la selva sur, una región de alto potencial con importantes reservas de gas natural.

**Gráfico 44:**  
**Inversión en el sector hidrocarburos por tipo,**  
**1994-2023**  
 (US\$ millones)



Fuente: Minem, Perúpetro. Elaboración IPE.

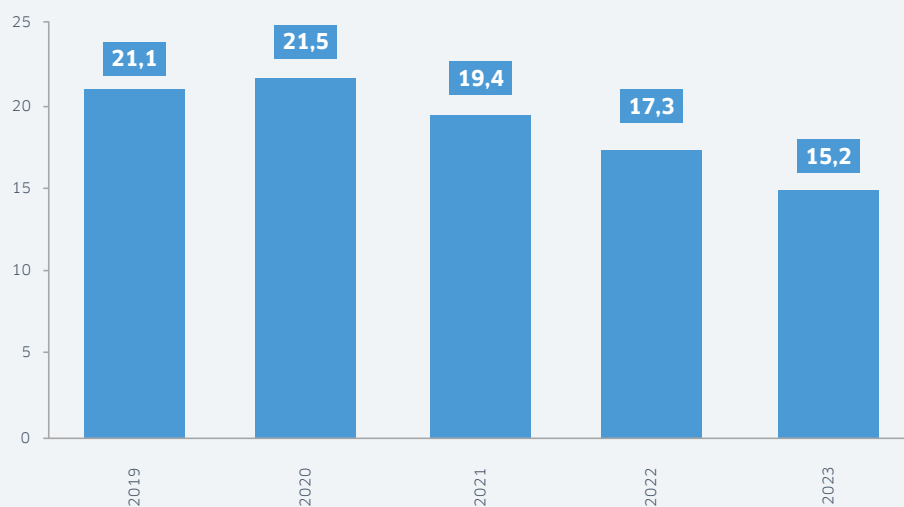
**Gráfico 45:**  
**Contratos vigentes por tipo y ubicación, 2000 vs. 2023**  
 (número de contratos)



Fuente: Minem, Perúpetro. Elaboración IPE.

La falta de inversión en exploración ha resultado en una disminución significativa de las reservas de gas natural entre 2018 y 2023, lo cual pone en riesgo la capacidad del país para satisfacer la demanda interna más allá de los próximos 15 años, si la producción se mantiene en niveles actuales. Esta situación no solo compromete los recursos energéticos del país, sino que también limita la posibilidad de expansión del gas natural hacia nuevos sectores económicos y regiones del país.

**Gráfico 46:**  
**Índice de autonomía de reservas**  
(número de años)



Fuente: Infogas.

Para abordar estas limitaciones, es necesario implementar reformas que promuevan un entorno regulatorio más favorable para la inversión en el sector energético:

- a. **Revisión y simplificación normativa:** Según expertos consultados del sector, es necesaria una revisión de la normativa vigente con el objetivo de simplificar los procedimientos administrativos. Esto implica la eliminación de trámites innecesarios y la modernización de los criterios técnicos aplicables a la adopción de nuevas tecnologías. Esta simplificación debe priorizar proyectos considerados estratégicos, como la petroquímica, la exploración de hidrocarburos y la masificación del gas natural.
- b. **Reducción de tiempos para la obtención de permisos:** Actualmente, los tiempos de aprobación para permisos y autorizaciones pueden extenderse más allá de los plazos legales establecidos, lo que retrasa la ejecución de proyectos y genera sobrecostos para los inversionistas. En esa línea, es necesario garantizar el cumplimiento de los plazos establecidos para la obtención de permisos, junto con la implementación de un sistema de seguimiento transparente.

- c. **Creación de una ventanilla única para inversionistas:** En opinión de los expertos del sector consultados, que la creación de una ventanilla única para la inversión energética permitiría centralizar todos los trámites necesarios para el desarrollo de proyectos. Este sistema debería integrar a las entidades reguladoras, ministerios y otras instituciones relevantes, facilitando una mayor coordinación y eficiencia en la gestión de permisos y autorizaciones.
  
- d. **Implementación de una tarifa única para el gas natural:** En opinión de los expertos del sector consultados, la implementación de una tarifa única para el gas natural fomentaría la masificación y el uso de este recurso. Al respecto, cabe destacar que el Poder Ejecutivo presentó hace tres años al Congreso de la República el Proyecto de Ley N° 679, destinado a promover la expansión del gas natural mediante la instauración de una tarifa única nacional para los segmentos domiciliario, industrial y vehicular.

Actualmente, las tarifas de gas natural varían significativamente entre las regiones donde se encuentra disponible debido, principalmente, a diferencias en los costos de distribución. Esta variabilidad crea disparidades en el acceso al recurso, lo que no solo desincentiva la inversión y el desarrollo de infraestructura en regiones más alejadas o con menor densidad poblacional, sino que también genera restricciones para el acceso a gas natural domiciliario en las regiones donde el costo del suministro es mayor.

En opinión de los expertos consultados, la implementación de una tarifa única permitiría: (i) aumentar la cobertura de gas natural en áreas con alta demanda potencial, pero baja infraestructura, como las centrales térmicas del nodo energético del sur<sup>20</sup>; y (ii) reducir la brecha de acceso al gas natural al permitir a los usuarios acceder al recurso con precios más competitivos.

## POLÍTICAS FISCALES

### **1. Eliminar gradualmente la devolución de impuestos a combustibles contaminantes**

La devolución del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) al diésel ha creado distorsiones tanto fiscales como ambientales, ya que incentiva el uso de un combustible con un alto impacto negativo en términos de contaminación y

<sup>20</sup> El nodo energético del sur está compuesto por las centrales térmicas Puerto Bravo y el Nodo Energético Puerto Ilo, centrales que emplean diésel para la generación eléctrica.

emisiones de gases. Aunque la política inicial de devolución del ISC buscaba apoyar la competitividad del transporte público interprovincial de carga y pasajeros, sus efectos colaterales han sido negativos para la sostenibilidad ambiental y fiscal. De hecho, al reducir el costo del diésel, se ha elevado la dependencia del país en combustibles fósiles altamente contaminantes.

Para abordar estas distorsiones, se propone la eliminación progresiva de la devolución del ISC al diésel, acompañada de un paquete de medidas de transición hacia opciones energéticas más limpias. Esta transición debe incluir:

- a. *Redistribución de recursos hacia áreas prioritarias:*** La eliminación gradual de la devolución del ISC liberaría recursos fiscales que podrían redirigirse hacia otros sectores prioritarios. Por ejemplo, estos recursos podrían usarse para mejorar la infraestructura de distribución de gas natural.
  
- b. *Mecanismos focalizados de compensación para sectores vulnerables:*** A fin de mitigar el impacto económico en los sectores de transporte más vulnerables, se podrían implementar mecanismos de compensación temporal, como vales de descuento en combustibles más limpios o facilidades para la adopción de tecnologías de transporte más sostenibles (FMI, 2013).

## ***2. Sustituir progresivamente el FEPC por programas focalizados***

El FEPC fue creado como un mecanismo temporal para mitigar la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y sus derivados. Sin embargo, su implementación a lo largo de dos décadas ha demostrado ser costosa e ineficiente, al no lograr traspasar completamente sus beneficios al consumidor final. Además, el FEPC ha beneficiado de manera desproporcionada a los sectores de mayor consumo y ha generado distorsiones en el mercado, como la creación de mercados paralelos o “mercados negros” en el caso del mercado de GLP.

Por estas razones, diversas organizaciones internacionales como el Foro de Cooperación Asia Pacífico (APEC) y el FMI han recomendado sustituir progresivamente el FEPC por programas más focalizados y eficientes, que permitan atender de manera más directa a la población vulnerable, mejorando la sostenibilidad fiscal y fomentando la transición hacia una matriz energética más limpia (Apec, 2015; FMI, 2013).

Sin embargo, la eliminación del FEPC debe ser gradual a fin de evitar un impacto repentino en los precios al consumidor. En esa línea, el FMI señala que la eliminación de mecanismos de estabilización como el FEPC debe realizarse de forma escalonada, comenzando por los combustibles más contaminantes y menos críticos para la economía doméstica, como el diésel para el transporte no público y el GLP para la industria (FMI, 2013).

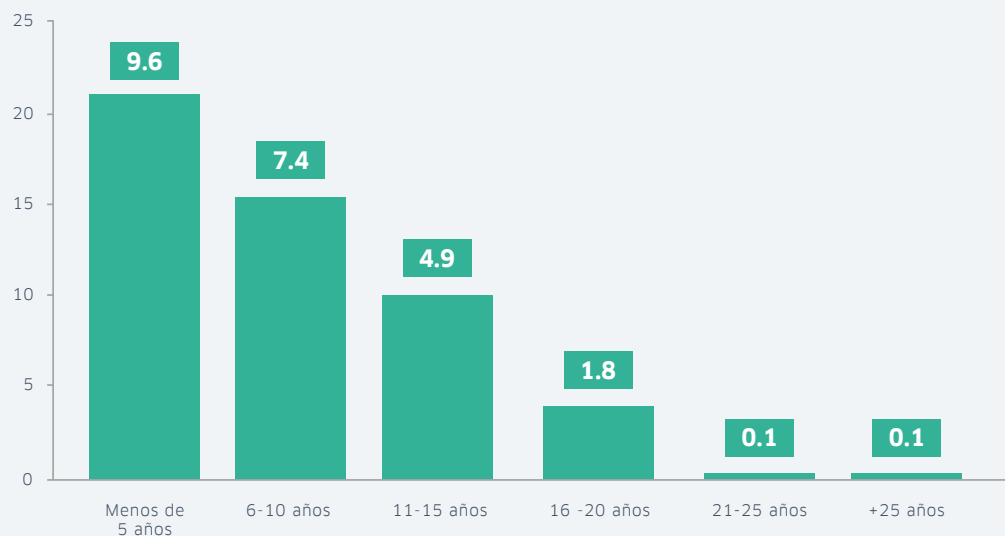
# SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

## 1. Fomentar la conversión del transporte urbano y de carga a combustibles más limpios

El sector transporte en Perú representa uno de los mayores consumidores de combustibles fósiles, contribuyendo significativamente a la dependencia de hidrocarburos importados y a las emisiones de gases contaminantes. De acuerdo con el Minem, el sector transporte representa el 42% del consumo final de energía en el país, dentro del cual el diésel es uno de los principales combustibles que consume, lo que genera un impacto significativo tanto en el gasto público en subsidios, como el FEPC, o a través de la devolución del ISC.

Además, la antigüedad del parque automotor peruano intensifica estos problemas al provocar un uso más intensivo de los combustibles. Según datos del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), en 2023 había casi 7 mil vehículos de transporte de pasajeros con una antigüedad superior a 10 años. La situación es aún más crítica en el transporte de carga, donde se registran más de 170 mil vehículos con más de 10 años de antigüedad y, de estos, más de un tercio (63 mil vehículos) tenían una antigüedad superior a los 25 años.

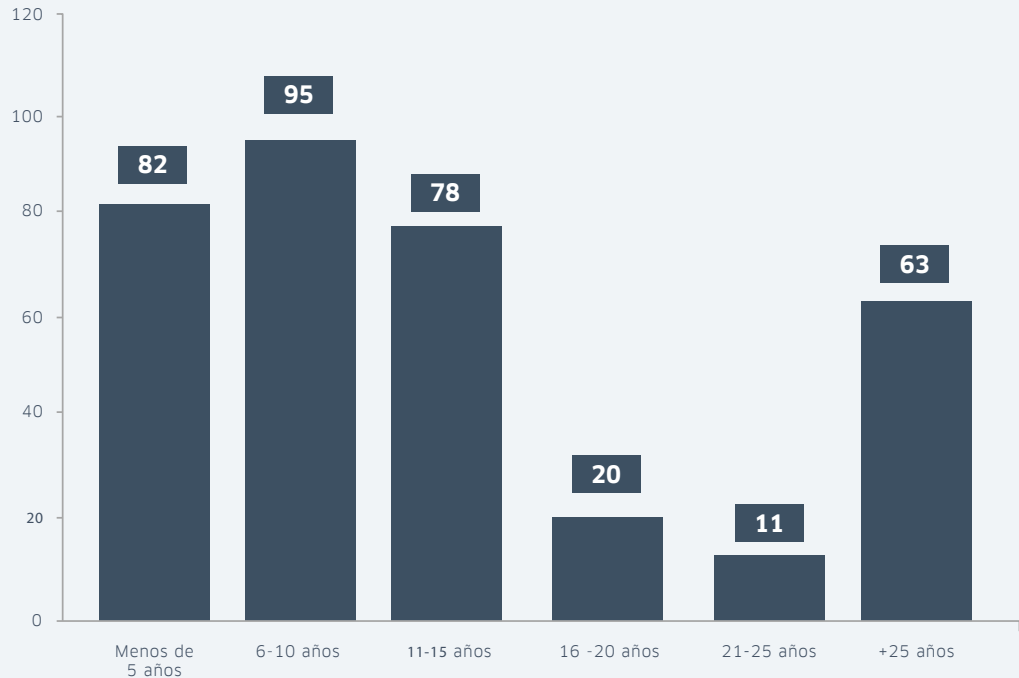
**Gráfico 47:**  
**Parque vehicular para transporte de pasajeros**  
**según rangos de antigüedad, 2023**  
(miles de vehículos)



Fuente: MTC. Elaboración IPE.



**Gráfico 48:**  
**Parque vehicular para transporte  
carretero de carga, 2023**  
(miles de vehículos)



Fuente: MTC. Elaboración IPE.

Para abordar esta problemática, expertos del sector recomiendan implementar una serie de políticas que fomenten la conversión de flotas de transporte urbano y de carga a combustibles más limpios, como el gas natural vehicular (GNV). En esa línea, la promoción de esta transición debe incluir los siguientes componentes:

- a. **Ampliación y fortalecimiento de programas de financiamiento accesible:** Para facilitar la transición a combustibles más limpios, es fundamental fortalecer los mecanismos de financiamiento accesible como el programa Ahorro GNV. En esa línea, la ampliación de los programas de financiamiento podría contar, además del respaldo del Estado, con el respaldo de la banca multilateral, garantizando condiciones más favorables para los usuarios, especialmente para pequeños transportistas y empresas de transporte público que enfrentan barreras económicas para renovar sus flotas.
- b. **Expansión de la infraestructura de GNV:** Un desafío clave para la conversión de vehículos es la falta de infraestructura adecuada para el abastecimiento de GNV. En esa línea, en opinión de los expertos, es necesaria la creación de un plan nacional de expansión de estaciones de GNV, priorizando las rutas de transporte público y de carga de mayor demanda. Este plan debe estar alineado con el desarrollo de la infraestructura de gas natural en el país.

**c. *Políticas de renovación de flotas para transporte público y de carga:***

La antigüedad del parque automotor peruano requiere de políticas concretas para la renovación de flotas, enfocadas en el transporte público y de carga pesada. En esa línea, es necesario retomar y fortalecer el Programa Nacional de Chatarreo y Renovación Vehicular creado por el gobierno peruano en 2020 a fin de retirar de circulación los vehículos más antiguos y contaminantes, ofreciendo a cambio incentivos para la adquisición de vehículos nuevos que operen en base a tecnologías limpias. El chatarreo no solo reduciría las emisiones de gases contaminantes, sino que también contribuiría a mejorar la seguridad vial, reducir los costos operativos de transporte y disminuir la presión sobre la demanda de combustibles importados.

## ***2. Promoción de una transición energética más limpia***

El actual sistema de subsidios ha desincentivado la adopción de alternativas de energía más limpias, como el gas natural, la energía solar, la eólica y la electrificación del transporte. Esta situación no solo ha retrasado el desarrollo de energías renovables, sino que ha perpetuado la emisión de gases contaminantes, contribuyendo al deterioro ambiental y a la vulnerabilidad económica del país frente a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo.

Para una transición energética efectiva, es fundamental acompañar la reestructuración del gasto en subsidios con políticas públicas que impulsen la inversión en energías renovables y la expansión de la infraestructura de gas natural. Por ejemplo, la ampliación de la red de gas natural en regiones con baja cobertura y alto potencial de demanda no solo reduciría la dependencia de combustibles más contaminantes como el diésel y el GLP, sino que también proporcionaría energía más económica y sostenible a los hogares y sectores productivos.



# VI. BIBLIOGRAFÍA

Adaniya, B. J. (2019). Abastecimiento de gas licuado de petróleo (GLP). Análisis causal de los factores que lo impactan mediante análisis multivariable. Lima, Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Banco Mundial. (2009). The Impact of Phasing Out Subsidies of Petroleum Energy Products in Developing Countries. Banco Mundial.

Dirección General de Hidrocarburos. (2022). Libro Anual de Hidrocarburos. Lima, Perú: Ministerio de Energía y Minas.

Fondo Monetario Internacional. (2013). Energy Subsidy Reform - Lessons and Implications. Fondo Monetario Internacional.

Fondo Monetario Internacional. (2021). Still Not Getting Energy Prices Right: A Global and Country Update of Fossil Fuel Subsidies. Fondo Monetario Internacional.

Fondo Monetario Internacional. (2023). IMF Fossil Fuel Subsidies Data: 2023 Update. Fondo Monetario Internacional.

Foro de cooperación económica Asia-Pacífico. (2015). Peer Review on Fossil Fuel Subsidy Reforms in Peru. [http://mddb.apec.org/Documents/2014/EWG/EWG48/14\\_ewg48\\_017.pdf](http://mddb.apec.org/Documents/2014/EWG/EWG48/14_ewg48_017.pdf)

Gallardo, J., Vásquez, A. y Bendezú, L. (2005). La problemática de los precios de los combustibles. Lima, Perú: Osinergmin.

Huarca, R., Carrasco, I. y Javier, R. (2023). El Fondo para la Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC) en el Perú. Lima, Perú: Revista Moneda, Banco Central de Reserva del Perú.

Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual. (2014). Identificación de disposiciones de la Administración Pública que afectarían a la inversión privada en el sector de gas natural. Lima, Perú: Observatorio de disposiciones de la Administración Pública que afectarían a la inversión privada - Indecopi.

Infogas. (2024). Informe del sector gas natural: cifras 2023. Lima, Perú.

Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico. (2023). Potencial geotérmico del Perú [Informe técnico]. Lima, Perú: Repositorio INGEMMET.

Instituto Peruano de Economía. (2020). Desafíos para la recaudación fiscal en el Perú y un caso de estudio ante el cambio en el ISC. Lima, Perú: Instituto Peruano de Economía (IPE).

Ministerio de Energía. (2023). Energía 2050: Política Energética de Chile. Santiago de Chile, Chile: Ministerio de Energía.

Ministerio de Energía y Minas. (2023). El Reporte de Cumplimiento 2023 de la Política Energética Nacional. Lima, Perú: Oficina General de Planeamiento y Presupuesto, Ministerio de Energía y Minas.

Ministerio de Energía y Minas de Colombia. (2020). Plan Energético Nacional 2020 – 2050: La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible. Bogotá, Colombia: Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Centro Nacional de Planeamiento Estratégico. (2023). Guía de Políticas Nacionales 2023. Lima, Perú: CEPLAN.

Osinermin. (2012). Informe Anual de la Supervisión de la Comercialización del GLP en el Perú. Lima, Perú: Osinermin.

Osinermin. (2012). Precios de referencia y banda de precios de los combustibles. Lima, Perú: Osinermin.

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & De la Cruz, R. (2015). La historia de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país. Lima, Perú: Osinermin.



Enero 2025

