



Informe Mensual de Energía y Minería

Agosto 2025

Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE



 **Osinergmin**



Contenido

Contenido.....	2
Presentación.....	3
Resumen ejecutivo	4
SECTOR ELECTRICIDAD	5
Elasticidad de la demanda eléctrica residencial en Lima Metropolitana: ¿Qué tan sensibles son los consumidores a cambios tarifarios?.....	6
1. Importancia de la elasticidad de demanda.....	6
2. Implicancias teóricas de las tarifas en bloques crecientes	7
3. Evidencia nacional e internacional.....	9
4. Metodología y resultados.....	12
5. Conclusiones y recomendaciones	17
6. Referencias	18
7. Anexo	19
SECTOR MINERO	21
Perú y Chile frente al Cash Cost Energético del Cobre (2018–2023)	22
1. Introducción	22
2. Conceptualización del Cash Cost Cuprífero – Energético y su relación con la competitividad minera	23
3. Contribución de la energía en el sector minero.....	26
4. Construcción del CCCE (Perú y Chile)	27
5. Factores de Impacto en la Evolución del CCCE peruano y chileno	28
6. Ventajas Comparativa que explica la Brecha entre Perú y Chile	29
7. Factores a Monitorear	33
8. Simulación del Cash Cost Energético Chileno y Peruano	34
9. Conclusiones y Recomendaciones	36
10. Referencias	37
11. Anexo	38
SECTOR HIDROCARBUROS	40
¿La disponibilidad del gas natural residencial afecta, y en que magnitud, la dinámica del precio del GLP envasado?	41
1. Introducción	41
2. Algunos aspectos del mercado de energéticos en Piura	42
3. La teoría y la práctica.....	45
4. Metodología y resultados.....	47
5. Revisión de experiencias	51
6. Conclusiones.....	54
7. Recomendaciones	54
8. Referencias	55
9. Anexo	56

Presentación

Como parte de sus actividades asociadas a la gestión del conocimiento dentro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú – Osinergmin, la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) hace seguimiento a los principales eventos y discusiones de política en los sectores energético y minero. Este esfuerzo se traduce en el Informe Mensual de Energía y Minería (IMEM) sobre las industrias reguladas y supervisadas por Osinergmin (hidrocarburos, electricidad y minería).

El IMEM sintetiza los principales puntos de discusión de los temas económicos vinculados a las industrias bajo el ámbito de Osinergmin, dando a conocer el posible desarrollo o la evolución futura de estos sectores. El presente Informe aborda los temas relacionados a: i) “Elasticidad de la demanda eléctrica residencial en Lima Metropolitana: ¿Qué tan sensibles son los consumidores a cambios tarifarios?”, ii) “Perú y Chile frente al Cash Cost Energético del Cobre (2018-2023)”, y iii) “¿La disponibilidad del gas natural residencial afecta, y en que magnitud, la dinámica del precio del GLP envasado?”

Los comentarios y sugerencias se pueden enviar a la siguiente dirección de correo electrónico: gpae@osinergmin.gob.pe

Jorge Carlos Trelles Cassinelli
Gerente de Políticas y Análisis Económico

Resumen ejecutivo

Este informe presenta un análisis integral de los sectores de electricidad, minería e hidrocarburos en el Perú, destacando sus desafíos y oportunidades.

En el sector eléctrico, el estudio estima que la demanda residencial limeña es inelástica: elasticidad-precio equivalente a -0.9 y elasticidad-ingreso equivalente a 0.06 . Esto implica que alzas tarifarias reducen moderadamente el consumo, mientras que mayores ingresos casi no lo expanden, confirmando su carácter de bien necesario. Cabe mencionar que su alcance es exploratorio por el periodo corto (octubre–diciembre de 2024) y la restricción a Lima Metropolitana, recomendándose ampliar series y heterogeneidad.

En el sector minero, entre 2018 y 2023, Perú mantuvo un *Cash Cost* Cuprífero Energético inferior al de Chile debido a precios eléctricos más bajos y estables, apoyados en el gas natural de Camisea, una mayor participación hidroeléctrica y menor volatilidad cambiaria. En contraste, la dependencia chilena de GNL y diésel, junto con un crecimiento de la demanda eléctrica mayor que el de la producción de cobre, elevó su CCCE y amplió la brecha hasta 0.27 US\$/lb en 2023. Aunque la transición a energías renovables y la electromovilidad podrían reducir parcialmente estos costos en Chile, persisten presiones estructurales, consolidando al CCCE como un indicador clave de competitividad minera.

En el sector hidrocarburos, se muestra que la expansión del gas natural residencial en Piura entre 2021 y 2025 redujo en promedio un 2% el precio del balón de GLP de 10 kg, generando un ahorro anual estimado de S/ 1.6 millones para los hogares de la región. Aunque el GLP mantiene predominio con 60% de uso frente al 5% del GN, la coexistencia de ambos combustibles evidencia efectos competitivos que favorecen a los consumidores, especialmente a los más vulnerables. Estos hallazgos aportan insumos clave para el diseño de políticas que promuevan la competencia energética y aceleren la transición hacia fuentes más limpias.

Finalmente, el informe destaca la importancia de adoptar políticas sostenibles e inclusivas que impulsen el desarrollo económico y ambiental en estos sectores estratégicos, garantizando su competitividad y sostenibilidad a largo plazo.

SECTOR ELECTRICIDAD

Resumen de coyuntura mensual

Internacional	
1	[Mercados y secretario del Tesoro americano difieren respecto a recorte de tasas de la FED] Pese a los intentos del secretario del Tesoro, <i>Scott Bessent</i> , por justificar un recorte agresivo de tasas de interés basado en una estimación propia de la tasa neutral, ubicada en 2.76%, los mercados financieros no le conceden credibilidad. Con la inflación núcleo (PCE) a un ritmo anual de 2.9% y costos financieros al alza, se mantienen una tendencia <i>"higher-for-longer"</i> . [Fuente: Bloomberg]
2	[Aranceles de EE. UU. golpean crecimiento de India y amenazan el comercio global] Bloomberg alerta que los nuevos aranceles impuestos por la administración Trump a importaciones indias por más de US\$ 5,500 millones podrían recortar hasta 0.3% del PBI indio. Además, Bloomberg advierte que el impacto no se limitaría a India, estas medidas pueden desencadenar represalias multilaterales, erosionando la arquitectura global del comercio. [Fuente: Bloomberg]
3	[El impacto acumulado de la nueva política arancelaria de Donald Trump ha elevado el arancel promedio de EE. UU. a 15%, el más alto casi en un siglo] Esta estrategia unilateral introduce mayor incertidumbre y redibuja el orden comercial global hacia una lógica más coercitiva que cooperativa, abriendo la puerta a nuevas represalias y a una reorganización del comercio mundial bajo el signo del nacionalismo económico [Fuente: Bloomberg]

Nacional	
1	[PBI creció 4.5% en junio, pero por debajo de expectativas] La economía peruana mostró un avance de 4.5% en el PBI en junio, superior al 2.7% de mayo, aunque insuficiente frente a lo proyectado por el mercado y el BCR. En términos mensuales, el índice de actividad cayó -0.2%, reflejando debilidad en sectores clave como alojamiento (-10.3%), manufactura (-2.7%) y agricultura (-13.9%), afectados por aranceles de EE.UU. y menor demanda externa. El repunte de la minería (4.2%) y el dinamismo en construcción atenuaron la caída. [Fuente: Mincetur]
2	[Relación económica Perú y Japón se fortalece bajo el Acuerdo de Asociación Económica (AAE)] Japón es actualmente el sexto destino de las exportaciones peruanas y el décimo proveedor de importaciones, con un comercio bilateral altamente concentrado en minerales (cobre, hierro, zinc) y en bienes industriales (vehículos, maquinaria). Asimismo, Japón es una fuente clave de inversión extranjera directa en minería y manufactura, con la presencia de conglomerados como Marubeni, Mitsubishi y Mitsui. [Fuente: Mincetur]
3	[Inflación en Perú se mantiene en 1.7% en julio, por debajo del rango meta] En julio, la inflación anual se ubicó en 1.7%, por debajo del centro del rango meta del BCR, mientras la inflación mensual fue de 0.2%. Factores como condiciones monetarias aún restrictivas, un tipo de cambio bajo y una demanda externa débil explican la estabilidad, reforzada por caídas en combustibles y electricidad. Sin embargo, la sostenibilidad de este equilibrio está sujeta a riesgos, como shocks de oferta alimentaria y tensiones externas. [Fuente: BCR]

Elasticidad de la demanda eléctrica residencial en Lima Metropolitana: ¿Qué tan sensibles son los consumidores a cambios tarifarios?

En la historia cercana, la electricidad ha sido considerada un bien necesario en el Perú, con una demanda inelástica al precio, pero sensible al ingreso. El presente estudio, elaborado con datos recientes y una metodología avanzada, confirma la naturaleza inelástica del consumo eléctrico limeño (elasticidad precio de -0.9) y que cada vez se convierte en un bien necesario (elasticidad ingreso de 0.06). Este análisis constituye la primera actualización, en más de diez años, de las estimaciones de la elasticidad de la demanda eléctrica residencial. Asimismo, se emplea una metodología que permite abordar adecuadamente el desafío técnico que representan las tarifas en bloques crecientes, corrigiendo problemas que podrían generar resultados sesgados. No obstante, para robustecer estos hallazgos, futuras investigaciones deberían ampliar el horizonte temporal del análisis, permitiendo capturar mayor variabilidad en las tarifas eléctricas, y expandir el alcance geográfico hacia un análisis nacional. Especialmente, para diseñar políticas públicas que respondan mejor a las realidades de los hogares peruanos en el contexto de la transición energética.

1. Importancia de la elasticidad de demanda

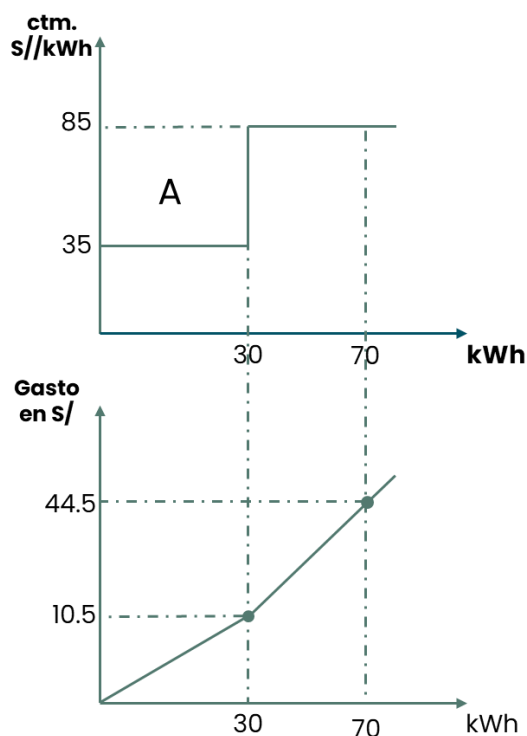
Calcular las elasticidades de la demanda eléctrica residencial es fundamental para el diseño de políticas públicas eficientes y sostenidas en el mercado eléctrico peruano. Desde una perspectiva del regulador (Osinerghmin), ese parámetro permite conocer y entender con mayor precisión cómo reaccionan los hogares ante variaciones tarifarias en un contexto donde el consumo eléctrico se ha vuelto, estructuralmente, más necesario y relevante para el bienestar de las familias del Perú. El crecimiento urbano, el aumento del consumo de electrodomésticos y una mayor digitalización dentro de los hogares locales han impulsado la relevancia de la electricidad dentro de las familias del Perú. Entonces, conocer la elasticidad precio o elasticidad ingreso de la demanda eléctrica en el país permite evaluar si los esquemas tarifarios actuales están alcanzando, efectivamente, su objetivo redistributivo.

Además, contar con elasticidades actualizadas es esencial para anticipar los efectos de escenarios disruptivos, aumentos de costos de generación o transiciones hacia esquemas más sostenibles. Medir con precisión las elasticidades de la demanda eléctrica residencial no es solo un ejercicio técnico, sino un insumo estratégico para la toma de decisiones regulatoria, tarifaria y fiscal, en un sector que está en el centro de la transición energética y la competitividad nacional. La disponibilidad creciente de datos desagregados de consumo y la evolución en las herramientas econométricas hacen que esta tarea no solo sea urgente, sino también factible y necesaria.

2. Implicancias teóricas de las tarifas en bloques crecientes

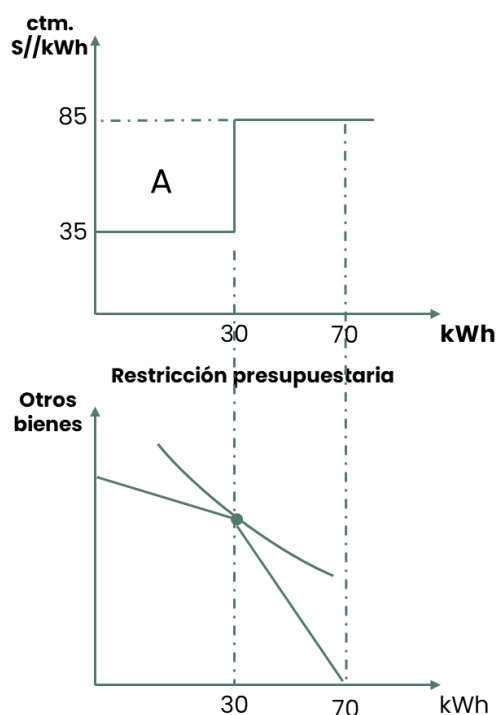
Para estimar la elasticidad de la demanda, se aprovechará la característica tarifaria de bloques crecientes que presenta la tarifa eléctrica. Este esquema consiste en establecer precios marginales más altos para aquellos usuarios que presenten un mayor nivel de consumo con el fin de focalizar subsidios para los hogares de bajos ingresos. Mediante el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) se aplican descuentos en los cargos de energía de los usuarios residenciales del servicio público de electricidad con consumo menores o iguales a 140 kWh-mes. Por ejemplo, si un usuario consume una cantidad inferior a 30 kWh pagaría un precio de ctm. S/ 35 por kWh, si consume una cantidad mayor, pagará el precio anterior por los primeros 30 kWh y ctm. S/ 85 por kWh la siguiente cantidad consumida.

Una característica de la estructura tarifaria de bloques crecientes consiste en que aquellos usuarios con un consumo mayor a 30 kWh están dispuestos a pagar por el servicio un precio de ctm. S/ 85 por kWh, pero en la práctica están pagando un precio marginal más bajo. Un usuario que consume 70 kWh gasta S/ 44.5 con la tarifa en bloques crecientes, sin embargo, de aplicarse el precio gastaría S/ 59.5. A la diferencia de estos montos (S/15) se le denomina “ingreso virtual” el cual corresponde al ahorro inducido por la tarificación en bloques crecientes (área A del gráfico 1). Este efecto debe incorporarse al momento de estimar una función de demanda de electricidad (ver **Gráfico 1**).

Gráfico 1: Tarifas en bloques crecientes y gasto eléctrico

Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

La recta presupuestaria presenta un cambio en la pendiente en el nivel de consumo de 30kWh (ver **Gráfico 2**). Estos quiebres también se denominan punto de acumulación, debido a que la mayoría de usuarios elegirán consumir en este nivel y, así, evitar el aumento en la tarifa. En una estructura tarifaria en bloques crecientes, la elección óptima del consumidor depende del nivel de precios e ingreso, sin embargo, el nivel de precios e “ingreso virtual” dependen del nivel de consumo del usuario. De este modo, el precio y el consumo se determinan simultáneamente, creando endogeneidad que sesga las estimaciones por MCO. En general, una estructura tarifaria por bloques crecientes presenta implicancias importantes en la estrategia de identificación para estimar la demanda de electricidad.

Gráfico 2: Tarifas en bloques crecientes y restricción presupuestaria

Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

3. Evidencia nacional e internacional

Osinerghmin (2004) estimó la demanda agregada de electricidad en el Perú mediante un modelo de corrección de errores vectorial (VECM), tras verificar cointegración entre consumo eléctrico, precios e ingreso. Los resultados indican que la elasticidad-precio de la demanda es inelástica, con valores entre -0.13 y -0.26 , mientras que la elasticidad-ingreso se ubica alrededor de 0.95 . Ello confirma que la electricidad es un bien necesario pero sensible al crecimiento económico: las variaciones tarifarias no generan reducciones significativas en el consumo, mientras que el incremento del ingreso impulsa casi proporcionalmente la demanda, elevando la presión sobre el sistema en periodos de expansión. La variable dependiente fue la demanda agregada de electricidad, y las explicativas incluyeron el precio medio, el PIB real (proxy del ingreso) y, en algunos casos, choques externos y factores regulatorios.

Posteriormente, Osinerghmin (2006) analizó la demanda de los hogares peruanos a partir de la Encuesta Nacional de Hogares (ENAHOG). Mediante un modelo logit multinomial no lineal,

encontró que la elasticidad-precio es negativa e inelástica (-0.317 en promedio) y la elasticidad-ingreso, positiva e inelástica, alcanza un promedio de 0.235 . Estos resultados confirman que la electricidad es un bien necesario: el consumo no se reduce significativamente frente a aumentos tarifarios, pero crece moderadamente cuando mejora el ingreso.

En la misma línea, Bendejú (2010), utilizando la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE), estimó la demanda residencial con un logit multinomial no lineal. En el corto plazo, reportó una elasticidad-precio de -0.182 (con un rango entre 0 y -1.972) y una elasticidad-ingreso de 0.114 (rango entre 0 y 1.998), evidenciando gran heterogeneidad entre los hogares. En el largo plazo, las elasticidades fueron -0.792 (precio) y 0.572 (ingreso), lo que confirma una mayor sensibilidad, aunque aún en el rango inelástico.

Más recientemente, Osinerghmin (2021) volvió a analizar la demanda de electricidad de los hogares peruanos con la ENAHO, aplicando sistemas de demanda AIDS (*Almost Ideal Demand System*) y su extensión QUAIDS. Los resultados muestran una elasticidad-precio de -0.35 y una elasticidad-ingreso de 0.989 , corroborando que la electricidad es un bien necesario e inelástico. El estudio concluye que los hogares pobres son los más expuestos a variaciones tarifarias, lo que justifica la implementación de subsidios focalizados y programas de acceso equitativo.

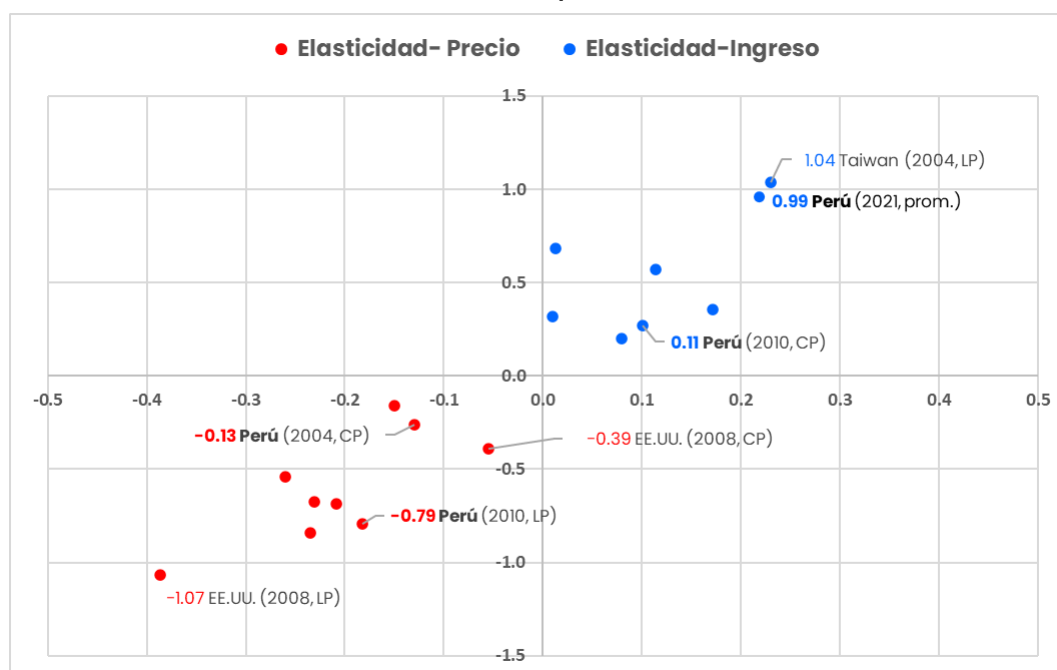
En el plano internacional, el BID (2020) registró elasticidades en distintos países, confirmando que la electricidad es inelástica al precio y necesaria respecto al ingreso. Se reportan valores de -0.39 en Estados Unidos, -0.23 en Brasil y -0.26 en Australia, con elasticidades-ingreso generalmente bajas. Para América Latina y el Caribe, la elasticidad-ingreso promedio fue 0.39 , lo que refleja que el consumo crece de manera moderada ante incrementos de ingreso. El análisis se basó en bases de datos de corte transversal con más de 189 000 hogares en 13 países.¹

De manera complementaria, el meta-análisis de Labandeira, Labeaga y López-Otero (2015), que sistematizó 416 estudios realizados entre 1990 y 2014, estimó una elasticidad-precio promedio mundial de -0.23 (mínimos cuadrados generalizados) y -0.21 (efectos aleatorios) en el corto plazo, y de -0.68 en el largo plazo. El estudio concluye que, aunque los consumidores ajustan su consumo más en horizontes largos, la magnitud sigue siendo reducida, por lo que las políticas basadas exclusivamente en precios resultan insuficientes y deben complementarse con medidas de eficiencia energética e información.

¹ Los países incluidos en este conjunto de datos son Bolivia, Brasil, Costa Rica, República Dominicana, Ecuador, Guatemala, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Perú, Paraguay y Uruguay.

En conjunto (ver **Gráfico 3** y **Cuadro 1**), el análisis comparado de las estimaciones nacionales e internacionales confirma un patrón consistente: la electricidad es un bien inelástico al precio y necesario respecto al ingreso. En Perú, las elasticidades-precio oscilaron entre -0.13 (corto plazo, CP) y -0.79 (largo plazo, LP), mientras que la elasticidad-ingreso se situó en un rango promedio entre 0.11 y 0.99 (Osinerghmin, 2004, 2006, 2021; BendeZú, 2010). A nivel global, los valores se mantuvieron en rangos similares. Estos hallazgos evidencian que el consumo eléctrico responde débilmente a los cambios tarifarios y acompaña de forma moderada el crecimiento económico.

Gráfico 3. Elasticidad precio e ingreso de electricidad a nivel nacional e internacional, 2004–2021



Notas. CP: Corto plazo. LP: largo plazo. Fuentes: BID (2020), Labandeira, Labeaga y López-Otero (2015), BendeZú (2010) Y Osinerghmin (2004, 2006, 2010 y 2021). Elaboración: GPAE–Osinerghmin.

Cuadro 1. Elasticidad precio e ingreso de la demanda de electricidad nacional e internacional, 2004–2021

Autor (res)		País	Elasticidad- Precio			Elasticidad-Ingreso		
			Promedio	Corto plazo	Largo plazo	Promedio	Corto plazo	Largo plazo
Osinergrmin (2004)		Perú	nd	-0.130	-0.260	0.950	nd	nd
Osinergrmin (2006)		Perú	-0.317	nd	nd	0.235	0.171	0.356
Bendezú (2010)		Perú	-0.182	0 y -1.972	-0.792	0.114	0 y 1.998	0.572
Osinergrmin (2021)		Perú	-0.350	nd	nd	0.989	nd	nd
BID (2020)	Holtedahl y Joutz (2004)	Taiwán	nd	-0.150	-0.160	nd	0.230	1.040
	Narayan y Smyth (2005)	Australia	nd	-0.260	-0.540	nd	0.010	0.320
	Benavente, et al. (2005)	Chile	nd	-0.055	-0.390	nd	0.079	0.200
	Irffi et al. (2006)	Brasil	nd	-0.235	-0.839	nd	0.013	0.684
	Dergiades y Tsoulfidis (2008)	EE.UU.	nd	-0.386	-1.065	nd	0.101	0.273
	BID (2020)	ALC	nd	nd	nd	0.390	nd	nd
Labandeira, Labeaga y López-Otero (2015)		Mundial	nd	-0.231	-0.677	0.200	0.600	nd
			nd	-0.209	-0.686	nd	nd	nd

Nota. Nd: no disponible.

Fuentes: BID (2020), Labandeira, Labeaga y López-Otero (2015), Bendezú (2010) Y Osinergrmin (2004, 2006, 2010 y 2021). Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

4. Metodología y resultados

La demanda de electricidad se considera una demanda derivada, ya que no se consume electricidad como un fin en sí mismo, sino como insumo para generar servicios que sí proporcionan utilidad (iluminación, calefacción, refrigeración, cómputo, entre otros). En este sentido, la decisión de consumo eléctrico puede entenderse como un proceso en dos etapas: a) En una primera etapa, el consumidor decide la cantidad de electrodomésticos que tendrá en el hogar (lo que equivale a elegir el bloque de consumo, considerando la estructura vigente de tres bloques) y; b) En una segunda etapa, define el nivel de utilización de dichos equipos, lo que determina la cantidad específica de electricidad consumida.

Este enfoque se denomina modelos discretos continuos (MDC) y no es exclusivo del sector eléctrico. Existen múltiples ejemplos de decisiones que los agentes económicos toman y que pueden modelarse de esta forma. Por ejemplo, un consumidor primero decide si comprar o no

un bien y, de hacerlo, debe determinar cuánto consumir. De manera análoga, un motociclista elige la ruta de su viaje y, posteriormente, la velocidad a la que desea desplazarse.

En el caso del sector eléctrico, donde existen tarifas diferenciadas por niveles de consumo, un hogar debe decidir inicialmente la cantidad de electrodomésticos (lo que lo ubica en determinado bloque tarifario) y, luego, definir el nivel de consumo continuo según su ingreso, preferencias y necesidades.

No obstante, para modelar de manera adecuada la demanda de electricidad es necesario reconocer que ambas decisiones están interrelacionadas. Retomando el ejemplo del motociclista: la elección de la ruta depende de factores como el tiempo de viaje o el estado de la carretera, los cuales a su vez se ven afectados por la velocidad; mientras que la elección de la velocidad también depende de la ruta seleccionada (restricciones de velocidad, condiciones de tráfico, etc.).

Desde un punto de vista econométrico, esto introduce el problema de sesgo de selección. Como señalan Mannering y Hensher (1987), un modelo que busque predecir la velocidad de circulación en una ruta en particular, por ejemplo, una autopista de alta velocidad es probable que sufra de sesgo de selección debido a que la muestra obtenida de conductores que eligieron esa ruta no representa una muestra aleatoria. En términos técnicos, el sesgo surge porque los términos de error (que capturan factores no observables) en la elección discreta y en la continua están correlacionados. Lo mismo ocurre con la estimación de la demanda residencial de electricidad bajo un esquema de bloques crecientes:

- La elección del bloque depende del ingreso, del precio y de factores relacionados como el número de equipos eléctricos en el hogar (refrigerador, televisor, computadora, ducha eléctrica, lavadora, etc.).
- Una vez definido el bloque, el consumo continuo depende del ingreso y del precio; sin embargo, este último está determinado precisamente por la elección del bloque.

En este contexto, los Modelos Discretos Continuos (MDC) permiten abordar el problema de endogeneidad que surge de esta interacción.

4.1. Especificación del modelo

Los modelos discretos continuos fueron introducidos por Burtless y Hausman (1978) en el estudio de los efectos de la tributación sobre la oferta laboral. La idea central es incorporar dos términos de error en la ecuación a estimar. Por ello, en el presente informe se plantea el siguiente modelo en forma doble logarítmica:

$$\ln w = \mathbf{Z}\gamma + \alpha \ln p + \beta \ln y + \eta + \varepsilon \quad [1]$$

Donde **w** representa el consumo de electricidad y **Z** es un vector de variables de control relacionada a las características del hogar y tenencias de electrodomésticos, **p** es la tarifa marginal que paga cada hogar, "**y**" representa el ingreso del hogar. Por último, **η** y **ε** representan los términos de error y se asumen que son independientes con media cero y varianza constante (en la **Cuadro 2** se presenta más detalle sobre los dos términos de error).

El proceso de estimación de los MDC se realiza mediante máxima verosimilitud en dos pasos. Primero, se calculan las probabilidades de que cada observación de consumo pertenezca a un bloque tarifario específico o se ubique en los puntos de quiebre entre bloques, considerando la distribución conjunta de los términos de error. Segundo, se construye y maximiza la función de verosimilitud, que representa la probabilidad de observar la muestra completa de datos, para obtener los parámetros estimados del modelo. Este enfoque permite obtener estimadores consistentes e insesgados que superan los problemas de endogeneidad inherentes a las estructuras tarifarias por bloques crecientes. Para mayor detalle sobre las características metodológicas de los MDC, ver **Cuadro 3**.

Cuadro 2: Caracterización de los términos de error en los Modelos Discretos Continuos

Característica	Heterogeneidad no observable (η)	Error de optimización (ε)
Interpretación	Factores específicos del hogar que afectan las preferencias y capacidades de consumo	Diferencia entre el consumo eléctrico planeado y el consumo real observado
Alcance de influencia	Afecta tanto la elección discreta (bloque tarifario) como la continua (cantidad específica)	Afecta únicamente la elección continua (cantidad específica de consumo)
Observabilidad para el hogar	Observable y conocido por el hogar	No observable ni conocido por el hogar
Observabilidad para el econometrista	No observable	No observable
Ejemplos prácticos	Preferencias por electrodomésticos específicos Hábitos de consumo familiares Eficiencia energética de equipos	Pérdidas no técnicas en la red eléctrica Fallas imprevistas en equipos Errores de medición en el consumo
Distribución estadística	Normal: $\eta \sim N(0, \sigma_\eta^2)$	Normal: $\varepsilon \sim N(0, \sigma_\varepsilon^2)$

Fuente y elaboración: GPAE–Osinerghmin.

Cuadro 3: Resumen metodológico de los Modelos Discretos Continuos (MDC)

Aspecto	Descripción
Estructura de decisión	- Etapas 1 (Discreta): Elección del bloque tarifario basada en características del hogar. - Etapas 2 (Continua): Determinación de la cantidad específica a consumir dentro del bloque elegido.
Pasos de estimación	- Paso 1: Calcular las probabilidades de que cada observación pertenezca a cada bloque tarifario - Paso 2: Derivar la función de verosimilitud basada en la distribución normal bivariada $f(v, \eta)$ y las distribuciones condicionales y marginales, donde $v = \varepsilon + \eta$ (ver Anexo para mayor detalle). - Paso 3: Maximizar la función de verosimilitud para obtener los parámetros estimados
Función de verosimilitud	La probabilidad de observar cada nivel de consumo es la suma ponderada de: - Probabilidad de estar en cada bloque: $Pr[v = a, \eta < b]$ - Probabilidad de estar en los puntos de quiebre - Utiliza propiedades de distribuciones condicionales para el cálculo
Supuestos clave	- Dos términos de error independientes con distribución normal - Distribución normal bivariada para $f(v, \eta)$ - Maximización de utilidad por parte de los consumidores - Estructura tarifaria conocida y fija

Fuente y elaboración: GPAE–Osinerghmin.

4.2. Resultados de la estimación

Para este análisis se utilizaron tres fuentes principales de información: la base de datos de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos (ERCUE) del año 2024, los datos de consumos facturados de electricidad del ámbito urbano de las empresas distribuidoras Luz del Sur y Pluz Energía Perú (octubre-diciembre 2024), y los pliegos tarifarios correspondientes (opciones BT5B y BT5E según los suministros registrados en la ERCUE).

Los resultados obtenidos se presentan en la **Cuadro 4**. Como se observa, el coeficiente de elasticidad precio estimado asciende aproximadamente a -0.9 , lo que lo sitúa en un rango inelástico, pero con mayor magnitud (en términos absolutos) respecto a los parámetros obtenidos por Bendezú (2010). Por su parte, el parámetro de elasticidad ingreso alcanza 0.06 .

Es importante contextualizar estos resultados considerando las diferencias metodológicas con el estudio de referencia. Bendezú (2010) realizó su estimación a nivel nacional y reportó valores de elasticidad que fluctúan entre 0 y -1.972 . En contraste, el presente análisis se enfoca exclusivamente en Lima Metropolitana. Otra diferencia fundamental radica en el período y tipo de datos utilizados. Bendezú empleó información mensual de consumos facturados y tarifas durante cinco años (1998-2003), período durante el cual inició operaciones el subsidio del FOSE, lo que le permitió capturar mayor variabilidad exógena en las tarifas. En este contexto, la presente estimación debe considerarse como una aproximación inicial al parámetro de elasticidad, que requerirá complementarse con mayor disponibilidad de información temporal como parte de la agenda pendiente de investigación.

Cuadro 4: Resultados del modelo para Lima Metropolitana

Variable	Coefficiente
Constante	3.838*** (0.285)
Habitaciones	0.045*** (0.010)
Computadora	0.165*** (0.031)
Refrigeradora	0.003 (0.038)
Precio	-0.962* (0.573)
Ingreso	0.064*** (0.017)
σ_n	0.428*** (0.095)
σ_ε	0.806*** (0.049)
Observaciones	5263

Nota: Errores estándar en paréntesis. Los niveles de significancia son * $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$.

5. Conclusiones y recomendaciones

La estimación de la demanda residencial de electricidad mediante modelos discretos continuos ha permitido obtener parámetros de elasticidad que confirman el comportamiento inelástico del consumo eléctrico en Lima Metropolitana. Los resultados muestran una elasticidad precio de -0.9, indicando que los hogares limeños presentan una respuesta moderada ante variaciones tarifarias, aunque superior en magnitud a los valores promedio nacionales reportados por BendeZú (2010).

No obstante, es importante reconocer las limitaciones metodológicas del presente análisis. A diferencia del estudio de BendeZú (2010), que aprovechó la variabilidad exógena generada por la implementación del subsidio FOSE durante un período de cinco años, esta estimación se basa en información de tres meses con menor variabilidad tarifaria. Esta restricción temporal, junto con el enfoque geográfico específico, sugiere que los resultados deben interpretarse como una aproximación inicial que requerirá validación con series de tiempo más extensas. En este sentido, la agenda futura de investigación deberá incorporar mayor información temporal y explorar la heterogeneidad de respuestas entre diferentes segmentos de

consumidores, lo que permitirá fortalecer la evidencia empírica para el diseño de políticas tarifarias y programas de subsidios más efectivos.

6. Referencias

Ayertey, W., Sharifi, A., & Yoshida, Y. (2024). *The impact of increase in block pricing on electricity demand responsiveness: Evidence from Ghana*. Energy, Volume 288, id.129858. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129858>

Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2020). *Cómo consumen energía los hogares: Evidencia en América Latina y el Caribe*. Washington, D.C.: BID.

Bendezú, L. (2010). *Estimación de la demanda residencial de electricidad en el Perú* (Tesis de Maestría). Universidad de Chile.

Disponible en <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/102270>

Boogen, N., Datta, S., & Filippini, M. (2021). *Estimating residential electricity demand: New empirical evidence*. Energy Policy, 158, 112561.

Borenstein, S. (2012). *The redistributive impact of nonlinear electricity pricing*. American Economic Journal: Economic Policy, 4(3), 56–90. American Economic Association. <https://www.nber.org/papers/w15822>

Hanemann, M., Labandeira, X., Labeaga, J. M., & Vázquez-Lavín, F. (2024). *Discrete-continuous models of residential energy demand: A comprehensive review*. Resource and Energy Economics, 77, 101426. Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2024.101426>

Hewitt, J. A., & Hanemann, W. M. (1995). *A discrete/continuous choice approach to residential water demand under block rate pricing*. Land Economics, 71(2), 173–192. University of Wisconsin Press. <https://www.jstor.org/stable/3146499>

Hondroyannis, G. (2004). *Estimating residential demand for electricity in Greece*. Energy Economics, 26(3), 319–334. Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2004.04.001>

Labandeira, X., Labeaga, J. M., & López-Otero, X. (2015). *A meta-analysis on the price elasticity of energy demand* (Working Paper 04/2015). Economics for Energy.

Osinerghmin (2024). *Informe de resultados: Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía* (ERCUE) 2024.

Osinerghmin. (2004). *Documento de Trabajo N.º 04. Estimación de la demanda agregada de electricidad*. Oficina de Estudios Económicos.

Osinerghmin. (2006). *Documento de Trabajo N.º 16. Análisis econométrico de la demanda de electricidad en hogares peruanos*. Oficina de Estudios Económicos.

Osinerghmin. (2021). *Documento de Trabajo N.º 52. Análisis de la demanda de bienes energéticos en el hogar y sus efectos en el bienestar*. Gerencia de Políticas y Análisis Económico.

Zhai, Z., Zhang, L., Hou, X., Yang, Q., & Huang, Z. (2023). *Price elasticity of electricity demand in China—A new instrument variable based on marketization policy*. *Energy for Sustainable Development*, 76, 101275. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.101275>

7. Anexo

La derivación de la función de verosimilitud reconoce que, bajo tarifas en bloques crecientes, el consumo observado de cada hogar puede ubicarse en una de cinco situaciones mutuamente excluyentes: consumir dentro del primer bloque, situarse en el punto de quiebre del primer bloque, consumir dentro del segundo bloque, situarse en el segundo punto de quiebre, o consumir en el último bloque. Para modelar estas situaciones, se parte de la función de demanda de la Ecuación [1], que incorpora dos términos de error: η que captura la heterogeneidad no observada que determina en qué bloque se ubicará el hogar (decisión discreta), mientras que ε captura las desviaciones entre la demanda óptima y el consumo efectivamente observado (variación continua).

Estructura formal de la función de verosimilitud. La contribución de cada hogar a la verosimilitud debe capturar dos eventos simultáneos: la elección del bloque tarifario en el que se ubica y la cantidad específica de consumo observada dentro de ese bloque. Siguiendo a Moffitt (1986) y Hewitt y Hanemann (1995), esta probabilidad conjunta se expresa mediante la distribución normal bivariada, combinando la densidad del residuo con la probabilidad de que el hogar haya caído en el intervalo de η correspondiente a cada intervalo de consumo. Como los estados son mutuamente excluyentes, la log-verosimilitud total suma las contribuciones de cada observación en todos los casos posibles.

Formalmente, la función de log-verosimilitud se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\ln L = \sum_i \ln \left\{ \frac{\exp(-s_1^2/2)}{\sigma_v} \Phi(r_1) + \frac{\exp(-u_1^2/2)}{\sigma_\varepsilon} [\Phi(m_1) - \Phi(t_1)] + \frac{\exp(-s_2^2/2)}{\sigma_v} [\Phi(r_2) - \Phi(n_2)] \right. \\ \left. + \frac{\exp(-u_2^2/2)}{\sigma_\varepsilon} [\Phi(m_2) - \Phi(t_2)] + \frac{\exp(-s_3^2/2)}{\sigma_v} [1 - \Phi(n_3)] \right\}$$

Donde,

$$\ln w^*(p_i, y_i) = \mathbf{Z}\delta + \alpha \ln(p_i) + \mu \ln(y_i)$$

$$s_1 = [\ln w_i - \ln w^*(p_1, y_1)]/\sigma_v$$

$$s_2 = [\ln w_i - \ln w^*(p_2, y_2)]/\sigma_v$$

$$s_3 = [\ln w_i - \ln w^*(p_3, y_3)]/\sigma_v$$

$$u_1 = [\ln w_i - \ln(\bar{w}_1)]/\sigma_\varepsilon$$

$$u_2 = [\ln w_i - \ln(\bar{w}_2)]/\sigma_\varepsilon$$

$$n_2 = [m_1 - ps_2]/\sqrt{1 - \rho^2}$$

$$\sigma_v^2 = \sigma_\varepsilon^2 + \sigma_\eta^2$$

$$m_1 = [\ln(\bar{w}_1) - \ln w^*(p_2, y_2)]/\sigma_\eta$$

$$m_2 = [\ln(\bar{w}_2) - \ln w^*(p_3, y_3)]/\sigma_\eta$$

$$r_1 = [t_1 - ps_1]/\sqrt{1 - \rho^2}$$

$$r_2 = [t_2 - ps_2]/\sqrt{1 - \rho^2}$$

$$t_1 = [\ln(\bar{w}_1) - \ln w^*(p_1, y_1)]/\sigma_\eta$$

$$t_2 = [\ln(\bar{w}_2) - \ln w^*(p_2, y_2)]/\sigma_\eta$$

$$n_3 = [m_2 - ps_3]/\sqrt{1 - \rho^2}$$

donde la primera, tercera y quinta expresiones dentro de las llaves corresponden al consumo dentro de los bloques interiores (bloques 1, 2 y 3 respectivamente), mientras que la segunda y cuarta expresiones capturan el consumo exactamente en los puntos de quiebre. La función $\Phi(\cdot)$ representa la función de distribución acumulada de una variable normal estándar, utilizada para evaluar las probabilidades de que η se encuentre en los intervalos que definen cada rango de consumo. Los parámetros s_k y u_k representan los residuos estandarizados del consumo observado respecto a la demanda y a los puntos de quiebre, respectivamente, mientras que r_k, n_k, t_k y m_k ajustan estas probabilidades según la correlación entre ambos términos de error.

SECTOR MINERO

Resumen de coyuntura mensual

Internacional	
1	[DÉFICIT. Bloomberg revela que el mercado global de cobre enfrenta una inminente transición hacia un déficit, estimado en 0.1 MMTM para el 2025] El mercado mundial del cobre enfrenta una oferta frágil debido a interrupciones mineras (colapso en El Teniente, problemas en Codelco, eventos sísmicos en Kamo-a-Kakula), pese a incrementos temporales en Escondida y Mongolia. Perú y Chile tendrían leves alzas productivas (1% y 2%), pero con riesgos sociales y operativos. Aunque podría darse un superávit marginal en 2026, sería vulnerable, reforzando una visión alcista de mediano plazo para el precio del cobre. [Fuente: Bloomberg]
2	[DISPARES. El mercado global de metales evidencia una disociación reveladora entre el oro, que se fortalece como refugio ante la distorsión financiera global, y el cobre, que se tambalea sobre un piso técnico de USD 4/lb en medio de crecientes señales de desaceleración económica] El oro mantiene una apreciación sostenida hacia USD 3500/oz por su rol de cobertura, mientras que el cobre enfrenta presión por la debilidad en China, el retiro de aranceles en EE.UU. y la complacencia de los mercados. Esta divergencia refleja dudas sobre el “soft landing” y riesgo de una reversión sincronizada en los precios de activos altamente apalancados al crecimiento global. Para el Perú, dependiente fiscalmente del cobre, el contexto exige reevaluar el balance entre optimismo de largo plazo y vulnerabilidad cíclica. [Fuente: Bloomberg]
3	[SEÑAL. En un contexto de creciente divergencia entre los indicadores financieros y la economía real, el cobre emerge como un termómetro más confiable para anticipar tensiones macroeconómicas globales] El cobre muestra fortaleza apoyada en estímulos esperados en China, resiliencia industrial, bajos inventarios y disrupciones de oferta, pero su papel como barómetro de riesgo revela tensiones: la recuperación global es desigual y Europa sigue en desaceleración. Si su desempeño continúa desacoplándose de otros activos, podría anticipar una corrección inminente o un cambio estructural en los flujos de capital y producción. [Fuente: Bloomberg]
Nacional	
1	[MEJORA RELATIVA. Si bien el Perú mejoró su índice de atractividad para la inversión minera en el 2024, aún es temprano para cantar victoria] El Perú, pese a su gran potencial geológico y megaproyectos, enfrenta debilidades cualitativas según el Annual Survey of Mining Companies 2024: retrocesos en estabilidad política, sistema judicial y seguridad afectan la percepción de inversión, mientras países con menor potencial, como México, muestran avances. Así, persiste la paradoja de un alto potencial minero sin lograr plena predictibilidad para los inversionistas, a diferencia de la mayor estabilidad de Chile. [Fuente: Fraser Institute]
2	[SEÑALES. Los casos de Las Bambas y Nexa Resources retratan con nitidez el talón de Aquiles del sector minero peruano: la gobernanza social como variable crítica para la estabilidad operativa] En el Perú, casos como Las Bambas y San Juan de Milpo muestran cómo riesgos políticos, conflictos locales y fragmentación institucional afectan la continuidad operativa de MMG y Nexa. Más allá de la producción, la minería enfrenta una exposición estructural a la conflictividad y a la falta de mecanismos preventivos. En el contexto de transición energética, donde cobre y zinc son estratégicos, la verdadera prueba para el país es su resiliencia social para garantizar la sostenibilidad de la oferta minera. [Fuente: Nexa Resources, Minem y BNAmericas]
3	[MENOR. El MEF contempla una desaceleración de la actividad minera peruana para el 2025] La caída reciente en la producción minera se explica por la paralización de Poderosa por conflictos sociales, la suspensión temporal de Shougang y mantenimientos en Cerro Verde, Antamina y Mina Justa. Esto se compensa parcialmente con mayores aportes de Toromocho, Chalcobamba y zinc de Antamina. Para 2026, se proyecta un repunte de 4.8% por mayor producción de cobre, el inicio pleno de San Gabriel en oro y la recuperación del hierro. [Fuente: MEF]

Perú y Chile frente al *Cash Cost* Energético del Cobre (2018–2023)

Las industrias extractivas de cobre en Perú y Chile no solo representan una fuente clave de ingresos fiscales y de divisas, sino también un espacio donde la eficiencia energética se convierte en un factor estratégico de competitividad. La gestión adecuada de los costos de electricidad y combustibles no únicamente determina la rentabilidad de las operaciones mineras, sino que también refleja la capacidad de cada país para aprovechar sus recursos energéticos, diseñar políticas regulatorias estables y enfrentar los desafíos de un entorno internacional cada vez más volátil.

1. Introducción

El sector minero del cobre en América Latina es un pilar estratégico para el crecimiento económico y la estabilidad fiscal. En este marco, el *Cash Cost*, que mide el costo directo de producir una libra de cobre, se convierte en un indicador clave de competitividad, especialmente por el peso que tienen la electricidad y los combustibles en las operaciones mineras.

Entre 2018 y 2023, Perú y Chile enfrentaron un entorno internacional complejo, marcado por la volatilidad de los precios de la energía y factores geopolíticos. No obstante, Perú presenta ventajas comparativas energéticas frente a Chile que inciden en la competitividad minera, destacando la disponibilidad de gas natural de Camisea bajo contratos regulados con precios tope, lo que mitiga la transmisión de choques internacionales (WTI, Henry Hub) a las tarifas eléctricas usadas por la minería; a diferencia de Chile, dependiente de GNL importado; a ello se suma la estabilidad cambiaria (S/ 3.60 por USD en promedio 2018–2023), factores que reducen el traslado de shocks externos a los costos energéticos. Finalmente, la mayor participación hidroeléctrica en la matriz peruana (51% en Perú vs. 36% en Chile) refuerza esta posición, traduciéndose en menores presiones sobre el *Cash Cost* de la gran minería peruana.

El mayor costo de electricidad en Chile explica en parte que su *Cash Cost* Cuprífero Energético (CCCE) supere al del Perú. En 2023, la energía eléctrica para la gran minería chilena fue 64% más cara que en Perú y 19% superior al promedio de otros productores. Esta brecha se

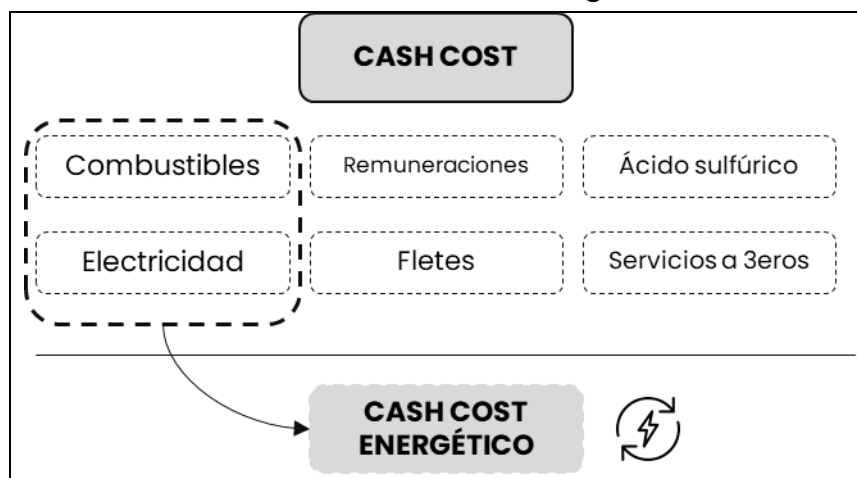
amplifica por la evolución de la demanda: mientras entre 2024 y 2034 el consumo eléctrico minero crecerá 20.8%, la producción de cobre solo avanzará 5.6%. Factores estructurales como la menor ley de mineral, el mayor uso de agua de mar y el énfasis en concentrados explican este desbalance, elevando la intensidad energética del sector.

En el largo plazo habrá factores a monitorear, como los costos eléctricos de la minería chilena los cuales estarán condicionados por la transición hacia renovables, donde la alta irradiación solar del norte abre espacio para menores tarifas mediante generación fotovoltaica. Asimismo, la electromovilidad minera avanza como buena práctica: la sustitución progresiva de camiones a diésel por eléctricos reduce el *cash cost* energético, mejora la competitividad del cobre verde en mercados premium y genera beneficios ambientales y económicos. Frente a ello, Perú mantiene una ventaja estructural por su base energética diversificada y regulada, que brinda estabilidad a la gran minería, aunque requiere políticas que aseguren su sostenibilidad futura.

Por último, las proyecciones del *cash cost* energético en Chile confirman una presión estructural al alza: mientras la producción de cobre crecerá solo 5.6% al 2034, según Cochilco el consumo eléctrico lo hará en torno a 20%. Aun bajo escenarios favorables —con menores precios eléctricos por generación solar o con mayor penetración de electromovilidad— la reducción sería transitoria, pues hacia 2027 la tendencia retoma un alza que llevaría el costo a 0.51 US\$/lb en 2030. En consecuencia, la convergencia de mayores requerimientos energéticos y el peso del diésel mantienen la competitividad chilena por debajo de los niveles observados en 2018–2021.

2. Conceptualización del *Cash Cost* Cuprífero – Energético y su relación con la competitividad minera

El *Cash Cost* corresponde a los costos operacionales que implican una salida efectiva de caja durante el proceso productivo de una empresa, excluyendo aquellos gastos de naturaleza contable que no requieren desembolsos inmediatos. En este marco, se define el *Cash Cost* Cuprífero Energético (en adelante, CCCE) como una desagregación específica del *Cash Cost* total, orientada a capturar los costos directamente asociados al consumo de energía, principalmente electricidad y combustibles, en las operaciones cupríferas. En este sentido, el Gráfico 1 presenta la estructura del *Cash Cost* según la clasificación utilizada por Cochilco, identificando, dentro de los costos agregados, aquellos componentes que conforman el *Cash Cost* Energético.

Gráfico 1: Cash Cost Energético

Fuente: Cochilco. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

La relevancia de medir el CCE radica en que constituye un indicador de competitividad de corto plazo, en la medida en que operaciones mineras con menores niveles de CCE pueden sostener márgenes operacionales positivos incluso bajo escenarios de precios internacionales deprimidos del mineral. Asimismo, el CCE cumple un rol como herramienta de benchmarking de gestión, al proporcionar un referente cuantitativo para evaluar el desempeño energético de una operación, ya sea mediante comparaciones intertemporales o a través de contrastes con operaciones pares del sector.

En términos de competitividad, Sanchez-Albera y Lardé (2006) investigadores de la CEPAL, desarrollaron un estudio referido a la competitividad internacional de la minería en América Latina, en este estudio abordan, entre otras cosas, los mecanismos por el cual los costos energéticos impactarían en la competitividad de los países. En primer término, la competitividad es definida como la participación total dentro del mercado mundial, además un aspecto relevante es que en esta industria existen factores no controlados como los precios internacionales de los *commodities*, en otras palabras, la minería es una actividad “tomadora de precios internacionales”, en ese sentido, la captación de capitales para la inversión, lo cual impacta en mayor producción.

Por tanto, una mayor participación en el mercado estará influenciada, entre otros factores, por las expectativas que los inversionistas mantengan respecto a los márgenes de operación².

² $\text{Margen operativo} = \frac{\text{Utilidad operativa}}{\text{Ventas}} * 100$

Estos márgenes, a su vez, dependerán de la proyección de las ventas y de la evolución de los costos directos de operación, tales como insumos, mano de obra y energía (electricidad y combustibles), así como de los gastos administrativos que se generen. En ese contexto, el margen operativo refleja la ganancia obtenida por cada unidad monetaria vendida después de cubrir todos los costos y gastos propios de la operación.

En ese sentido, los costos esperados serán influenciados tanto por la productividad como por la capacidad de incorporar el progreso técnico, tanto en la exploración (éxito en los objetivos geológicos de búsqueda) como en la explotación, costos más bajos de operación, aquí es donde entraría la importancia relativa del CCE como parte de insumo relevante para la operación de esta industria. Además, es de destacar que existen otros factores que son importantes como los efectos de la política económica, el grado de desarrollo de la infraestructura y en general, la estabilidad política y social.

Otra relación relevante del CCE es el que tiene con la ley de corte o también denominada como *cut-off*, la cual representa uno de los parámetros técnicos y económicos más determinantes en la planificación y operación de un yacimiento. Esta ley se define como el valor mínimo de concentración de un mineral que justifica su extracción y procesamiento de manera rentable. Cualquier material con una ley inferior a ese umbral se considera estéril o marginal, y, por tanto, se descarta o se almacena para una futura explotación si cambian las condiciones económicas.

En términos de rentabilidad, la ley de corte actúa como un filtro económico. En períodos de altos precios del mineral, puede disminuirse para aprovechar más volumen de mineral marginal que ahora resulta rentable. Por el contrario, en contextos de precios bajos, una ley de corte más elevada garantiza que solo el material de alto valor llegue a planta, manteniendo la economía del proyecto. En tanto, el CCE juega un rol dentro de este parámetro, en el sentido que menores CCE implican disminuciones en la de corte y por ende implicaría mayores reservas económicas.

3. Contribución de la energía en el sector minero

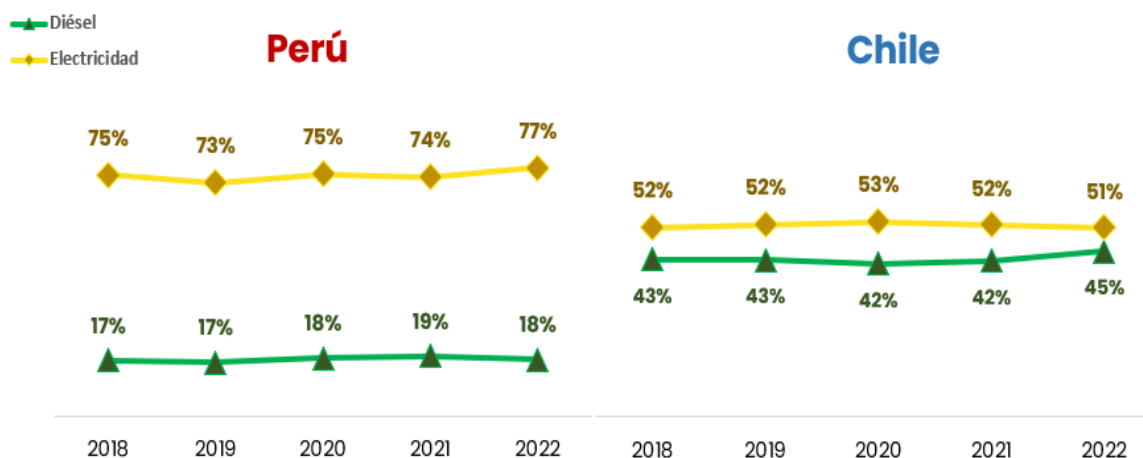
Vista la importancia que juega el CCE dentro de la competitividad del sector, es importante también revisar cuales han sido los principales productos demandados en este rubro por parte de la industria minera, para ello se revisó información oficial del Balance Nacional de Energía de ambos países, para los años 2018-2022, a fin de conocer en términos energéticos la participación de estos en el sector minero.

Este análisis permitió identificar similitudes con la realidad peruana en cuanto al tipo de energía utilizada: en ambos casos, la minería es intensiva en el consumo de electricidad y diésel, en ese orden (ver **Gráfico 2**). Sin embargo, al observar la participación relativa de cada fuente energética, se evidencian diferencias relevantes.

En Perú, la electricidad representa aproximadamente el 70% del consumo energético del sector minero, mientras que en Chile su participación se sitúa en torno al 50%. Por otro lado, el diésel alcanza una participación superior al 40% durante todo el período analizado en el caso chileno, mientras que en Perú oscila entre 17% a 18%, ubicándose como una de las principales fuentes de energía, mucho más atrás se encuentran fuentes de energía como el GLP, gasohol y gas seco.

Esta mayor proporción de diésel se explica, entre otros factores, por la persistente dependencia de combustibles fósiles en zonas donde la infraestructura eléctrica aún no está disponible. Además, el uso intensivo de camiones de extracción (CAEX) en operaciones de minas a tajo abierto, que funcionan principalmente con diésel, contribuye significativamente a esta diferencia, reduciendo así el peso relativo de la electricidad en el balance energético chileno.

**Gráfico 2: Evolución de la Participación en el Consumo Energético Minero
Perú –Chile (2018-2022)**



Fuente: Balances energéticos nacionales de los ministerios de energía de Perú y Chile

Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

4. Construcción del CCCE (Perú y Chile)

Con el objetivo de cuantificar el costo energético unitario de producción, expresado como el costo de producir una libra de cobre en términos energéticos, se construye el indicador de *Cash Cost Cuprífero Energético* (CCCE)³, el cual será analizado de manera temporal. Adicionalmente, con el propósito de evaluar la competitividad internacional de la industria cuprífera local, se selecciona a Chile como país de referencia, considerando que tanto Perú como Chile se encuentran entre los principales productores mundiales de cobre, ocupando el tercer y primer lugar, respectivamente.

A continuación, se detallan las variables empleadas en la construcción del indicador para ambos países: consumo de diésel (galones), precio mayorista del diésel (USD/galón), consumo de energía eléctrica (kWh), precio de la energía eléctrica (USD/kWh)⁴ y producción de cobre (libras).

³ El indicador se deriva de la metodología Brook Hunt, una de las más utilizadas en la minería de cobre, que desagrega tres tipos de cash cost: C1 (costos directos que incluye mano de obra, insumos, energía, tratamiento), C2 (C1 + depreciación y amortización) y C3 (C2 + costos indirectos como exploración e intereses). El presente estudio considera los costos asociados al consumo de energía —diésel y electricidad—, los cuales forman parte de la categoría de costos C1.

⁴ Nota: El dato de Wood Mackenzie (WM), fue comparado con el precio medio de energía de GRT, el cual fue determinado en base a: (facturación del costo implícito de energía de las mineras cupríferas (Clientes Libres) / Energía de Consumo en kWh) obteniendo a valores muy cercanos: ejemplo (2022) WM: 0.073 USD/kWh vs GRT: 0.074 USD/kWh. Asimismo, se revisó los sentidos de cambios año/año. Ahora para generar comparabilidad con Chile se utilizará WM, dado que se tiene solo esa fuente para el país en mención.

En el caso de Perú, para la estimación de cuatro de las variables involucradas — Q^{Diesel} , p^{Diesel} , Q^{Electr} , y $Y^{Min.Cobre}$ — se seleccionó un conjunto de diez empresas mineras cupríferas, definidas en función de su mayor participación en la producción nacional de cobre, que en conjunto representan aproximadamente el 95 % del total producido. Entre las principales operaciones consideradas se encuentran Southern Perú, Cerro Verde y Antamina.

Las variables de ambos países en mención fueron distribuidas en el siguiente Ratio *Cash Cost*:

Gráfico 3: Ratio de Cash Cost – Perú

$$\frac{(Q^{Diesel} * p^{Diesel}) + (Q^{Elect.} * p^{Elect.})}{Y^{Min.Cobre}}$$

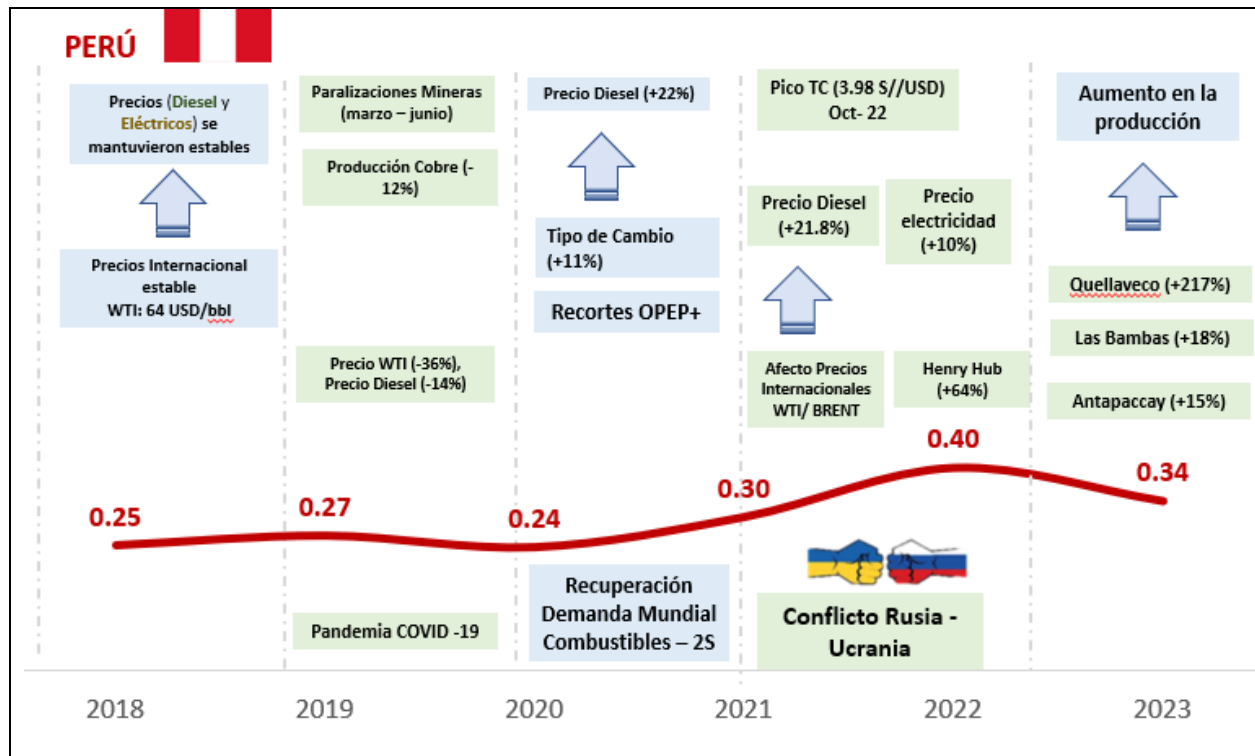
	Perú	Chile
Q^{Diesel} : Galones	Fuente (OSINERGMIN)	Fuente (CNE - Chile)
p^{Diesel} : USD/Galones	Fuente (OSINERGMIN)	Fuente (Ministerio de Hacienda)
$Q^{Elect.}$: Kwh	Fuente (COES)	Fuente (CNE - Chile)
$p^{Elect.}$: USD/Kwh	Fuente (Wood Mackenzie)	Fuente (Wood Mackenzie)
$Y^{Min.Cobre}$: libras	Fuente (MINEM)	Fuente (Comisión Chilena de Cobre)

Elaboración: GPAE–Osinerghmin.

5. Factores de Impacto en la Evolución del CCCE peruano y chileno

Analizando el comportamiento del CCCE a nivel local, la mayor contribución es capturada por el gasto en diésel, la cual viene explicada en mayor medida por variaciones del precio de diésel, dada la dependencia al mercado internacional, estas fluctuaciones se reflejan y traspasan atreves de sus marcadores internacionales (WTI, Brent); el otro lado de la moneda, lo captura la producción, que luego de la pandemia se ha recuperado a una tasa de crecimiento promedio de 3.7% en el periodo de análisis.

Ahora en base a lo indicado se mostrará los principales factores relevantes que han impactado en el comportamiento del indicador, los cuales se pueden ver acompañando la senda del indicador:

Gráfico 4: Evolución del CCCE peruano (USD/lb)

Elaboración: GPAE-Osinermin.

6. Ventajas Comparativa que explica la Brecha entre Perú y Chile

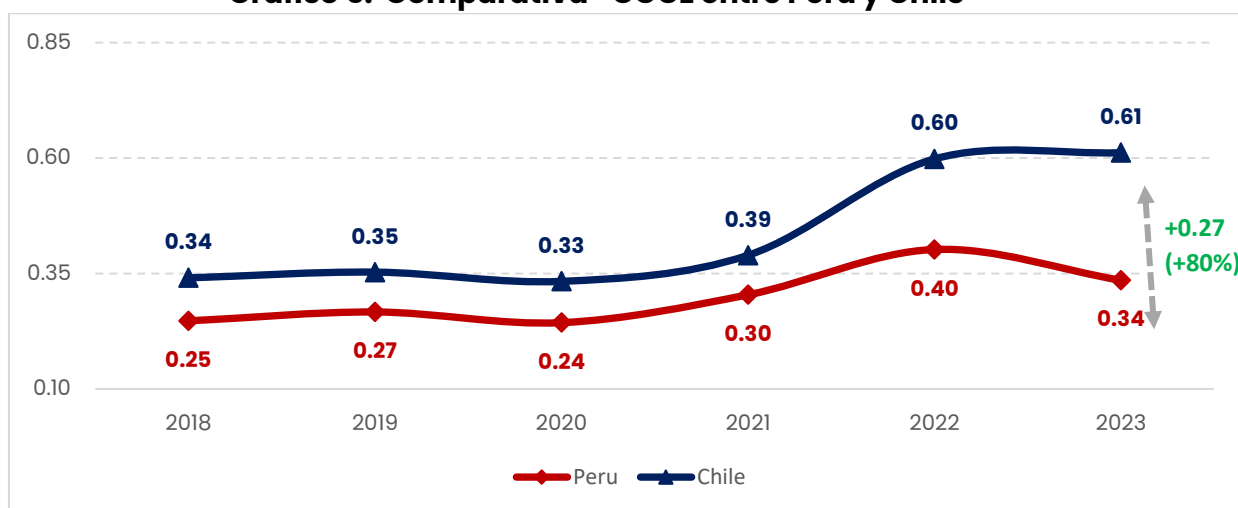
Existe una suma de ventajas comparativas estructurales de Perú respecto a Chile:

- Yacimiento de Gas Natural a gran escala** (1812 MMPCD⁵) por parte de Camisea (en especial el lote 88), que se destina para el consumo interno, este recurso estratégico cuenta con contratos regulados con precio tope en boca de pozo, el cual mitiga la tarifa de gas natural cobrada a los Generadoras Eléctricas frente a choques de precios internacionales (WTI, Henry Hub), traducándose en estabilidad de tarifas eléctricas para las Compañías mineras. A diferencia de Chile que no tiene gas natural propio en gran escala, dependiendo de importación de GNL.
- En el mismo contexto internacional, el comportamiento del tipo de cambio (TC) en el Perú se ha caracterizado por una relativa estabilidad, manteniéndose en torno a 3.60 S/ por USD durante el período 2018–2023, resultado del adecuado manejo de la política cambiaria por parte del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) bajo un régimen de flotación administrada. La principal excepción a este comportamiento se registró en 2021, año marcado por el proceso electoral, en

⁵ Fuente DSGN - Osinermin

el que la volatilidad cambiaria alcanzó 3.2 %, superando el promedio observado en los tres años previos (1.3 %). En contraste, el tipo de cambio en Chile mostró una dinámica significativamente más volátil, alcanzando en 2023 un máximo de 943.7 pesos chilenos por USD, con una volatilidad anual de 4.6 %, lo que contribuyó a un encarecimiento de los costos de importación de combustibles y energía.

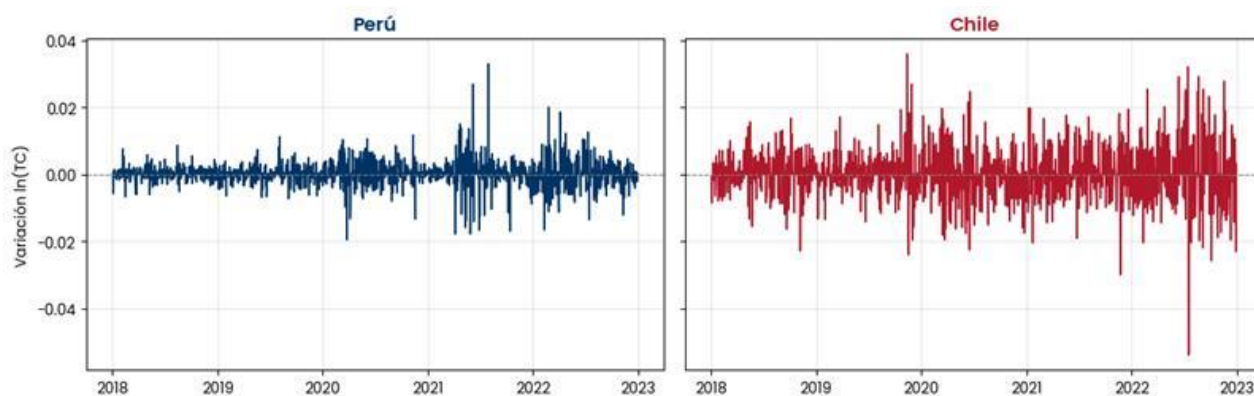
Gráfico 5: Comparativa- CCCE entre Perú y Chile



Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

A continuación, se presentan los retornos diarios del tipo de cambio, los cuales permiten capturar de manera más precisa la dinámica de la volatilidad a lo largo del tiempo, evidenciando una mayor volatilidad del TC chileno en comparación con el peruano.

Gráfico 6. Retornos diarios del tipo de cambio (variación logarítmica diaria)



Fuente: BCRP, BCC.

Este efecto se transmite directamente al precio mayorista del diésel —al cotizarse internacionalmente en dólares— y, de manera indirecta, a las tarifas de electricidad de usuarios libres, ya que las generadoras que dependen de combustibles fósiles trasladan parte del mayor costo de abastecimiento a sus contratos. En contextos de alta volatilidad cambiaria, como el chileno, las compañías mineras enfrentan una mayor exposición al riesgo cambiario y, por ende, a tarifas energéticas más elevadas y variables, mientras que en Perú la estabilidad cambiaria ha permitido contener dichos impactos.

iii) Asimismo, el Perú cuenta con mayor energía hidroeléctrica abundante (a fecha del 2024), con alrededor de 51% de participación en la generación eléctrica, respecto al país vecino, con un valor ascendente a 36% de participación respecto a otras fuentes, lo cual refuerza aún más la ventaja comparativa entre pares.

Estas diferencias son las que finalmente se traduce en menores presiones sobre el Cash Cost de la gran minería en Perú, consolidando la ventaja comparativa energética frente a Chile.

En 2022, la brecha se amplió a 0.20 USD/lb. Entre los factores explicativos destaca el choque internacional de precios energéticos asociado a la guerra en Ucrania, que impulsó de manera significativa las cotizaciones del petróleo y del GNL en los mercados spot. La estructura de dependencia energética de Chile —altamente expuesta a combustibles importados— generó una transmisión directa del shock hacia sus costos eléctricos y térmicos.

En contraste, Perú atenuó parcialmente el impacto mediante contratos regulados de suministro de gas natural procedentes de Camisea; sin embargo, el incremento del WTI en aproximadamente 34% derivó en un aumento de 41% del precio del diésel, afectando de forma relevante el componente energético del CCCE peruano. A esto se suma la depreciación del peso chileno (–15%), que encareció las importaciones energéticas y amplificó el shock externo sobre Chile.

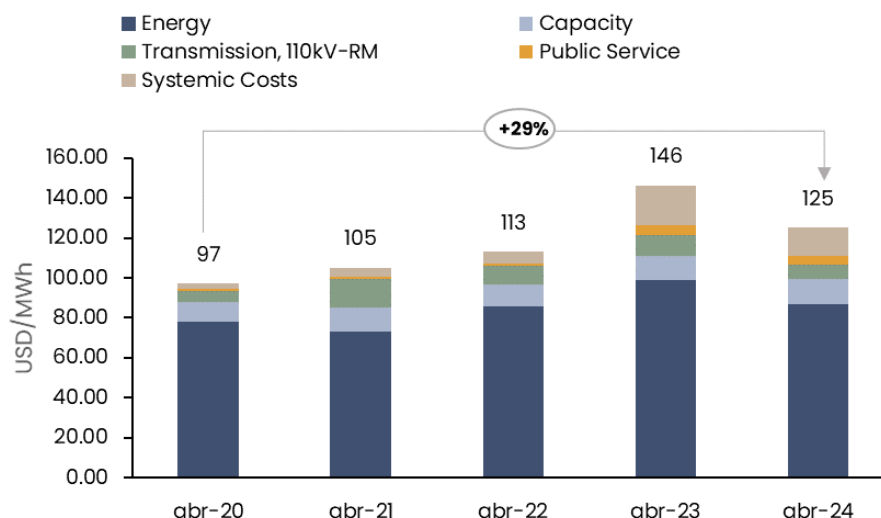
En 2023 la brecha alcanzó su máximo del período, situándose en 0.27 USD/lb. La continuidad de la volatilidad cambiaria en Chile —con un tipo de cambio que llegó a 926 CLP/USD en octubre— mantuvo elevados los costos de abastecimiento energético importado, aun cuando se observó cierta corrección en los precios internacionales. Por su parte, Perú registró un incremento de 18% en su producción cuprífera, reflejando la normalización operativa en Las Bambas (+18%) tras las interrupciones sociales de 2022, la recuperación productiva en Antapaccay (+15%) y el aporte significativo de Quellaveco (+217%) durante su primer año completo de operación.

El mayor costo de electricidad que enfrentan las compañías mineras chilenas es uno de los factores que explica por qué el CCCE en Chile supera al del Perú. De acuerdo con el Consejo Minero a partir de información de Wood Mackenzie (2024), en 2023 el costo promedio de energía eléctrica para la gran minería del cobre en Chile fue 64% más alto que en Perú y 19% superior al promedio de los principales países productores de cobre. (Consejo Minero, 2025)

Este diferencial se vincula, en parte, con la evolución de la demanda eléctrica del sector. Según la Comisión Chilena del Cobre – Cochilco (2025), entre 2024 y 2034 el consumo de electricidad de la minería del cobre en Chile aumentará cerca de 20,8%, mientras que la producción de cobre solo crecerá en torno a 5,6%. (Comisión Chilena del Cobre, 2025).

Cochilco atribuye esta brecha a tres tendencias estructurales: la caída progresiva de las leyes de cobre, que exige procesar un mayor volumen de roca para obtener la misma cantidad de metal; el creciente uso de agua de mar para procesos mineros, que demanda más energía para su captación y desalación; y el mayor enfoque en la producción de concentrados de cobre, que implica etapas de procesamiento más intensivas en energía (Comisión Chilena del Cobre, 2025).

Gráfico 7: Tarifa Media de Cliente Libre por componentes en Chile



Fuente: Análisis de la tarifa para clientes libres en Chile: contexto y perspectivas (Asociación de Clientes Libres No Regulados, 2024)

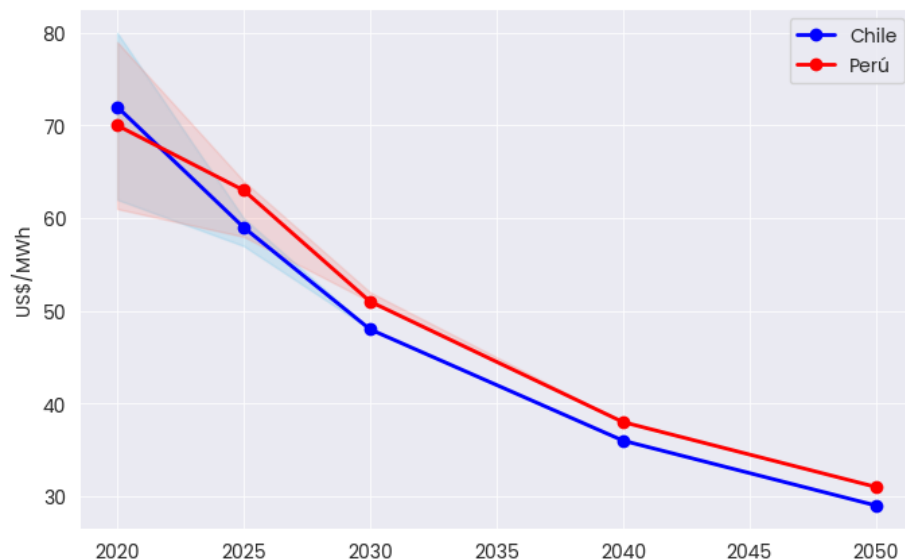
7. Factores a Monitorear

7.1. Proyecciones de Precio de la Electricidad

Aun así, la situación de Chile debe analizarse con una mirada de largo plazo. La pregunta central es qué puede esperar la minería respecto de los costos de electricidad en los próximos años. Los altos costos de inversión –y por consiguiente mayor tarifa– asociados a la intermitencia provocada por la creciente incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC) no son un fenómeno exclusivo de Chile; otros países con alta penetración de fuentes solar y eólica han enfrentado desafíos similares en las etapas iniciales de su transición energética.

En este contexto, el estudio de Haas et al. (2020), analiza escenarios para Chile y Perú en los que la minería del cobre adopta la generación solar como principal, y en el largo plazo, única fuente de abasto. Dada la alta irradiación solar en el norte chileno, el trabajo concluye que las empresas cupríferas podrían alcanzar costos de electricidad relativamente menores si implementan esta alternativa.

Gráfico 8: Precio Proyectado de la electricidad
(Solar, almacenamiento y precio en red)



Fuente: Haas, et al (2020) [Copper mining: 100% solar electricity by 2030?]

7.2. Electromovilidad Minera

Los avances de Chile en electromovilidad minera constituyen una buena práctica que merece destacarse. El país ha comenzado a sustituir, en forma gradual, los motores diésel de los vehículos mineros pesados —principalmente los camiones de acarreo, que concentran gran parte del consumo de diésel en faenas a rajo abierto— por sistemas eléctricos a batería o con asistencia trolley. (Ministerio de Energía, 2020).

Esta transición ofrece ventajas directas para el sector cuprífero:

- Cobre verde y acceso a mercados premium: una menor huella de carbono mejora la competitividad internacional del cobre chileno y abre la puerta a “primas verdes” en los mercados que pagan más por metales producidos con bajas emisiones.
- Reducción del cash cost energético: al disminuir la dependencia del diésel, se recorta uno de los componentes más volátiles y costosos del costo energético total de la minería.

También genera beneficios para la población y la economía nacional:

- Impulso a la transición energética: la mayor demanda de electricidad de origen renovable fomenta el desarrollo de infraestructura eléctrica, lo que a su vez abarata la implementación de infraestructura para la electromovilidad civil (transporte público y privado).
- Mejora de la calidad del aire: la sustitución de flotas diésel por eléctricas reduce de manera significativa las emisiones locales de material particulado y otros contaminantes.
- Efecto multiplicador en la economía: la expansión de proveedores y servicios asociados a la electromovilidad crea empleo y dinamiza industrias complementarias.

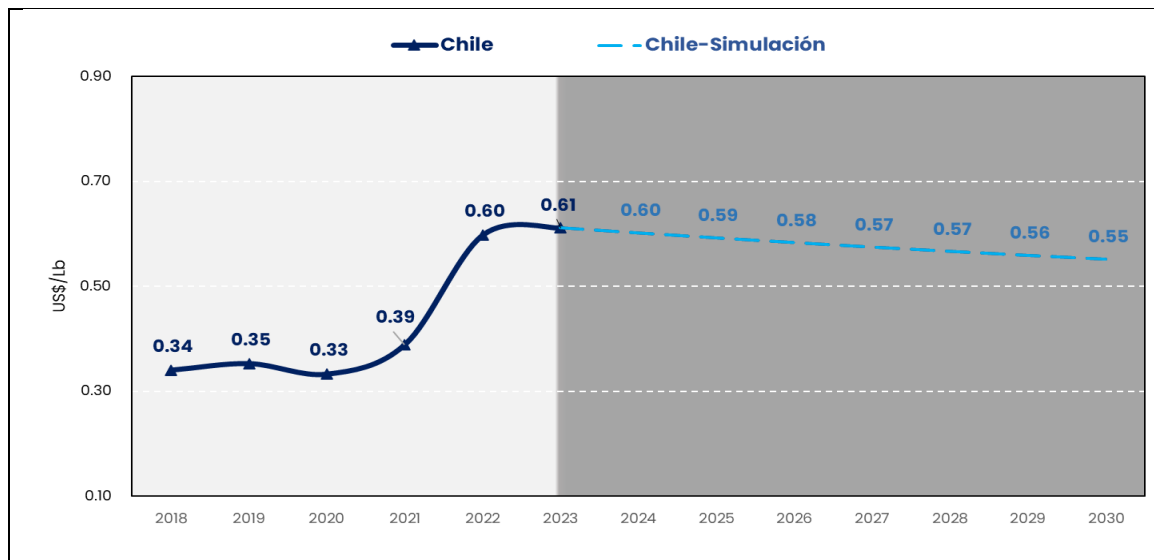
En resumen, Perú se encuentra muy bien posicionado ahora ya que presenta los recursos energéticos como para afrontar choques externos que podrían vulnerar nuestros sistemas energéticos, así brinda estabilidad de precios energéticos a las mineras cupríferas que operan en el país. No obstante, el sector debe mantenerse a la vanguardia estableciendo políticas que lo mantengan vigente, mientras que, a la vez, tengan un impacto positivo sobre la ciudadanía.

8. Simulación del Cash Cost Energético Chileno y Peruano

Ahora en base al estudio mostrado anteriormente de Haas *et al.* (2020), se considerarán los precios proyectados de electricidad para ambos países, los cuales capturan un aumento de la participación de la energía solar en el precio en proporción al recorrido del tiempo, con el

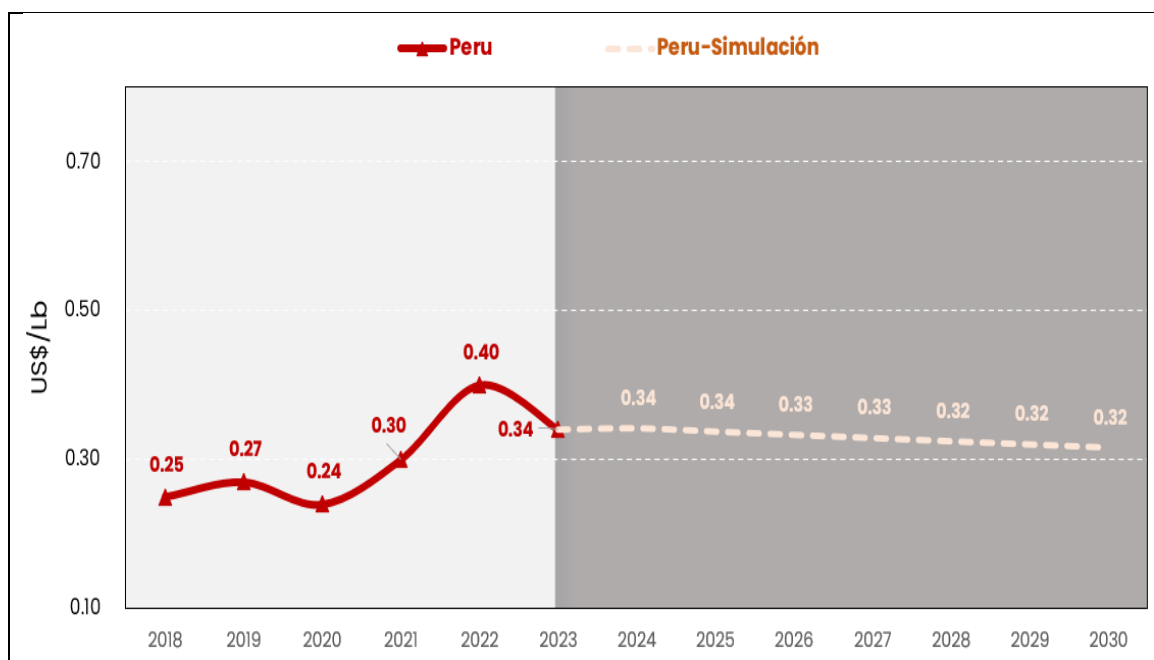
objetivo de simular (2024 – 2030) como estos precios impactarán en sus respectivos Cash Cost Energéticos de Perú y Chile, bajo el supuesto de que los valores del último año real (2023) de las otras variables del indicador Cash Cost se mantienen constantes en el tiempo durante la simulación.

Gráfico 9: CCCE chileno (USD/lb)



Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

En síntesis, la sustitución del precio eléctrico derivado de la generación solar para Chile, nos muestra una trayectoria descendente del Cash Cost Energético de Chile respecto a un menor precio de la electricidad (mayor aporte de energía solar). En particular, se observa una reducción del Cash Cost del 10% al 2030 .

Gráfico 10: CCCE peruano (USD/lb)

Elaboración: GPAE-Osineergmin

A nivel local, el menor costo de la electricidad derivado de la generación solar se reflejaría en una disminución del *Cash Cost* del 6% al 2030.

9. Conclusiones y Recomendaciones

Durante el periodo evaluado, el sector minero cuprífero en Perú ha mantenido costos energéticos operativos consistentemente más bajos que los registrados en Chile. Esta ventaja podría representar un elemento clave para atraer inversiones, fortaleciendo así su competitividad y consolidando su posición en el mercado.

Se identifica que uno de los factores que influye significativamente en los menores costos energéticos en Perú es el precio de la electricidad. Este aspecto está vinculado, entre otros elementos, a la estructura de la matriz energética nacional, la cual está compuesta principalmente por generación hidroeléctrica y centrales térmicas que utilizan gas natural proveniente de Camisea.

Se recomienda realizar un monitoreo continuo de este indicador, ya que puede funcionar como referencia comparativa de desempeño. Esto permitiría, por un lado, identificar razones

y adaptar buenas prácticas internacionales aplicables al contexto peruano, y por otro, evaluar estrategias internas orientadas a mejorar la eficiencia energética.

10. Referencias

El Comercio. (2025, 20 de marzo). *SURA Investments: Precio del cobre aumentó más de 5% en febrero del 2025*. Recuperado de <https://elcomercio.pe/economia/peru/sura-investments-precio-del-cobre-aumento-mas-de-5-en-febrero-del-2025-i-ultimas-noticia/>

Gestión. (2025, 17 de marzo). *El Brocal con luz verde de Senace a ampliación de planta por US\$ 416 millones*. Recuperado de <https://gestion.pe/economia/empresas/el-brocal-con-luz-verde-de-senace-a-ampliacion-de-planta-por-us-416-millones-buenaventura-cerro-de-pasco-zinc-plomo-plata-noticia/>

Gobierno de México (2016). ¿Sabes que es la regulación?. Disponible en: <https://www.gob.mx/se/articulos/sabes-que-es-la-regulacion-153584#:~:text=Son%20las%20reglas%20que%20emite,que%20son%20de%20inter%C3%A9s%20p%C3%ABlico>.

Haas, J.; Moreno-Leiva, S.; Junne, T.; Chen, P.-J.; Pamparana, G.; Nowak, W.; Kracht, W., y Ortiz, J. M. (2018). *Copper mining: 100% solar electricity by 2030?* Universidad de Chile. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/175784/Copper-mining.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Infobae. (2025, 20 de marzo). *Trump anunció que pronto firmará un acuerdo sobre los minerales de tierras raras con Ucrania*. Recuperado de <https://www.infobae.com/america/mundo/2025/03/20/trump-anuncio-que-pronto-firmara-un-acuerdo-sobre-los-minerales-de-tierras-raras-con-ucrania/>

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (s.f.). ESTAMIN – Estadísticas mineras. https://mineria.minem.gob.pe/obligaciones_mineras/estamin/

Osinergrmin (2023). *Perú minero: historia, presente y perspectivas*. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5187601/libro%20de%20mineria.pdf?v=1695826121>

Osinergrmin (2017). *La industria de la minería en el Perú: 20 años de contribución al crecimiento y desarrollo económico del país*. Disponible en:

[https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Libros/Osinerghmin-Industria-Mineria-Peru-20anios.pdf](https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinerghmin-Industria-Mineria-Peru-20anios.pdf)

Rumbo Minero. (2025, 16 de marzo). *Incendian campamento minero de Southern Perú en medio de protestas en Apurímac*. Recuperado de <https://www.rumbominero.com/peru/noticias/mineria/incendio-campamento-minero-southern-peru-apurimac/>

Vásquez, A.; Salazar, C.; Zurita, V. y M. Romero (2017). *Evaluación Ex Post del Impacto de la Supervisión de las Actividades Mineras en el Perú*. Documento de Evaluación de Políticas No 005-2017. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinerghmin. Recuperado de [Osinerghmin-GPAE-Documento-Evaluacion-Politicas-005-2017.pdf.pdf](#)

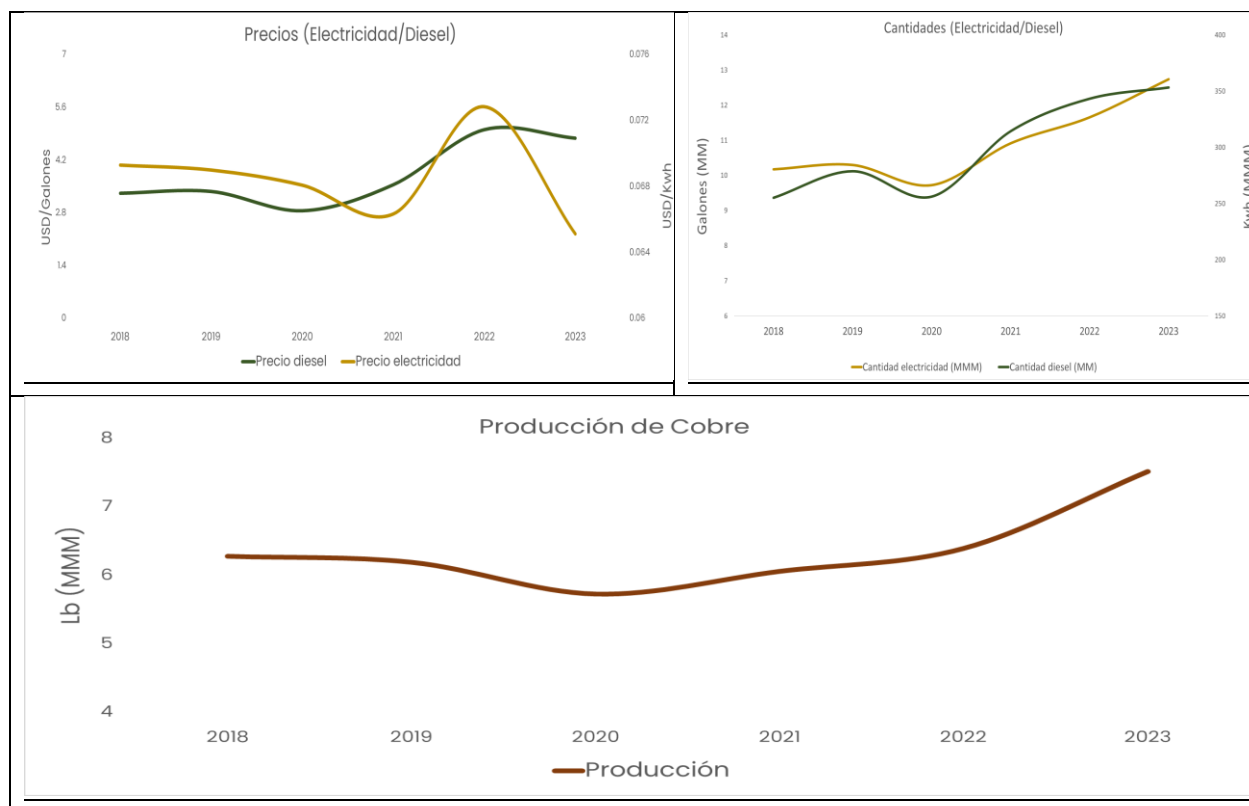
11. Anexo

Anexo 1: Lista de Mineras Cupríferas Relevantes

Nº	Mineras de Cobre
1	Southern Perú Copper Corporation Sucursal del Perú
2	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.
3	Compañía Minera Antamina S.A.
4	Anglo American Quellaveco S.A.
5	Minera las Bambas S.A.
6	Minera Chinalco Perú S.A.
7	Compañía Minera Antapaccay S.A.
8	Marcobre S.A.C.
9	Hudbay Perú S.A.C.
10	Sociedad Minera el Brocal S.A.A.

Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

Anexo 2: Gráficos – Componentes del Cash Cost



Elaboración: GPAE-Osinermin.

Anexo 3:

Para hallar los rendimientos diarios del tipo de cambio se hizo lo siguiente:

$$\text{Rendimiento } (r) = \ln(Tc_t) - \ln(Tc_{t-1})$$

Procedemos a hallar la desviación estándar del rendimiento:

$$\sigma_{diaria} = \sqrt{\frac{\sum (r_t - \bar{r})^2}{n - 1}}$$

Y ahora anualizamos:

$$\sigma_{anual} = \sigma_{diaria} * \sqrt{252}$$

(252 ≈ días hábiles en un año)

SECTOR HIDROCARBUROS

Resumen de coyuntura mensual

Internacional	
1	[NO ESPERADO. El sorpresivo aumento de producción de OPEP+ en mayo, el triple a lo previsto con 0.41 MBPD adicionales, representa un giro estratégico de alto riesgo] La OPEP intentaría mantener su cohesión interna y responder a presiones geopolíticas, lo que podría debilitar los precios del petróleo. En un mercado saturado y con una demanda afectada por conflictos comerciales y recesiones, esto podría llevar a un exceso de oferta. Algunos miembros buscan alinearse con EE.UU. o aprovechar las sanciones a Irán y Venezuela que revela divisiones dentro del cartel. Su poder de mercado ha disminuido frente al <i>shale</i> estadounidense. Con la demanda global en desaceleración, podría iniciarse una lucha por cuotas de mercado, evocando la crisis de 2020. [Fuente: Bloomberg]
2	[ABAJO. El petróleo parece encaminarse hacia una nueva era de precios bajos, no por exceso de oferta, sino como reflejo de un ajuste estructural más profundo] El crudo WTI podría volver a cotizarse en torno a los USD40 por barril. Esta reconfiguración es impulsada por factores como la desaceleración del S&P 500, la caída de rendimientos de exportadores netos y un retorno global hacia el riesgo deflacionario tras estímulos fiscales. Estos elementos sugieren que el super ciclo de las materias primas podría estar agotándose, con el petróleo liderando la reversión. La política de austeridad fiscal y arancelaria en EE.UU. podría acelerar una caída más profunda, transformando al crudo en barómetro de fragilidad macroeconómica global. [Fuente: Bloomberg]
3	[BAJISTA. El petróleo enfrenta un sesgo bajista persistente, atrapado entre los temores de una nueva expansión de oferta por parte de OPEP+ en junio y las tensiones comerciales que, aunque suavizadas, continúan ensombreciendo la demanda.] El incumplimiento de cuotas por Kazajistán y la presión de Trump para reducir los precios de la gasolina aumentan las probabilidades de un incremento en la producción, llevando al Brent a un rango de USD 65–70 para 2025. Aunque la demanda de crudo sigue sólida en EE.UU. y China, el mercado es vulnerable, y una mayor oferta o desaceleración en China podría generar correcciones. La política energética de Trump, que prioriza precios bajos a costa de la estabilidad geopolítica, debilita los precios. El petróleo está influenciado más por expectativas políticas y comerciales que por fundamentos sólidos. [Fuente: Bloomberg]

Nacional	
1	[Avances en el sector hidrocarburos con miras al 2025 y 2026] Petroperú buscará un nuevo socio para operar el Lote 192 en Loreto tras la salida de Altamesa. CNPC producirá gas natural en el Lote 58 (Cusco) en 2026 e incrementará las reservas de gas en un 30%. Se evalúa construir un gasoducto entre Camisea y Cusco, y una planta de fraccionamiento de GLP en Kepashiato mediante el mecanismo de Obras por Impuestos. [Fuente: BNamericas]
2	[PetroTal evalúa participar en la adjudicación de lotes 64 y 192] PetroTal considera ingresar a los lotes 64 y 192 en la selva peruana, tras la convocatoria lanzada por Petroperú. La empresa también evalúa nuevas rutas logísticas, priorizando la exportación de crudo hacia Brasil por barcazas, en lugar del oleoducto de Ecuador. [Fuente: BNamericas]
3	[Perupetro lanza proceso para nuevo operador del Lote Z-69] Perupetro lanzó la convocatoria para un nuevo operador del Lote Z-69, frente a la costa de Piura, ante el próximo vencimiento del contrato con Petroperú. Se busca garantizar continuidad operativa, atraer inversiones y abordar los pasivos ambientales heredados. El lote incluye cinco yacimientos clave para la producción de hidrocarburos líquidos. [Fuente: forbes.pe]

¿La disponibilidad del gas natural residencial afecta, y en que magnitud, la dinámica del precio del GLP envasado?

La masificación del gas natural en Piura ha transformado el mercado energético doméstico, introduciendo competencia directa con el GLP y generando impactos cuantificables en sus precios. Este proceso ofrece evidencia empírica sobre cómo la diversificación de fuentes energéticas puede beneficiar a los consumidores y fortalecer la transición hacia un sistema más eficiente y sostenible.

1. Introducción

Los hogares peruanos demandan alrededor del 20%⁶ del consumo final anual de energía del país, y desempeñan un papel crucial en la configuración del consumo nacional de energía. Por lo tanto, es de suma importancia que los diseñadores de política energética los consideren, especialmente, en el marco de satisfacer una creciente demanda de energía de manera sostenible y asequible.

Un hogar promedio, según cifras de la ERCUE 2023, utiliza un total de 20 Giga Joules al año para satisfacer sus diferentes necesidades energéticas, que en mayor proporción se orientan a cubrir, básicamente, la necesidad de cocción de alimentos (77%), seguido por la de refrigeración (9%).

Según cifras de la ENAHO 2023 a nivel nacional, los principales energéticos utilizados por los hogares para cubrir su necesidad de cocción son el Gas Licuado de Petróleo (GLP), la leña y el Gas Natural (GN), cuyas participaciones corresponden a 59%, 17% y 14%, respectivamente⁷.

En este contexto, el monitoreo de indicadores de desempeño del mercado —en particular los vinculados a la capacidad de los hogares para elegir el combustible más adecuado para sus

⁶ Según el Balance Nacional de Energía 2022, publicado por el Minem, el consumo final del sector residencial es cercano a 183 mil Terajoules.

⁷ La disponibilidad del gas natural para su uso efectivo por parte de los hogares requiere el despliegue de redes (por parte de la concesionaria) y de instalaciones internas a la vivienda.

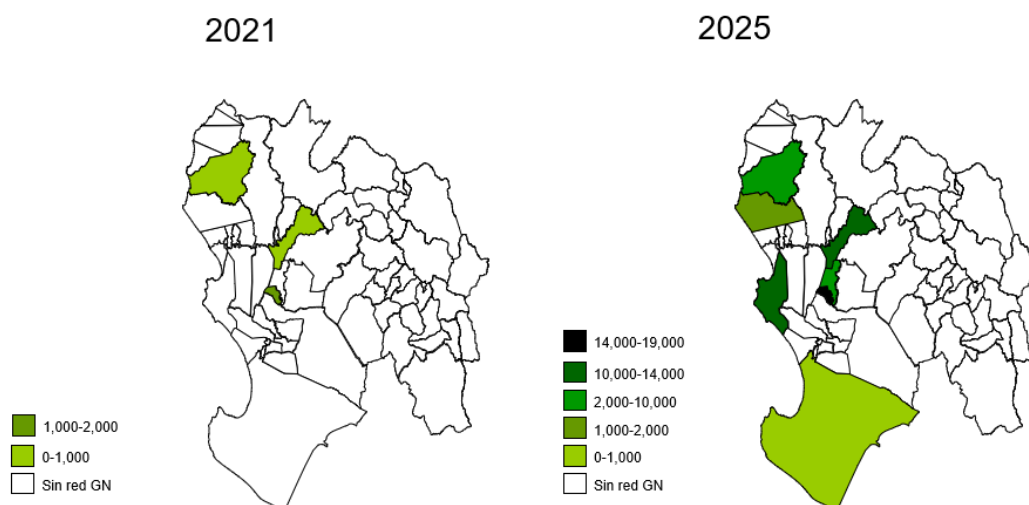
necesidades (como la cocción)— es clave no solo para identificar ineficiencias, orientar intervenciones de política y priorizar acciones regulatorias, sino también para ofrecer a los hogares información clara y oportuna que les ayude a tomar mejores decisiones de consumo energético. Este enfoque incide directamente en el bienestar de los usuarios de los servicios energéticos.

El objetivo de este informe es estimar el impacto de la masificación del GN sobre los precios de venta del balón de GLP de 10 kg en el departamento de Piura, en el periodo 2021–2025. El análisis se adhiere a los principios de eficiencia económica que sustentan el marco regulatorio energético del Perú. Más allá de la estimación de precios, este estudio examina la competencia en el mercado energético local y proporciona evidencia regulatoria basada en desempeño para fortalecer políticas públicas que faciliten una transición energética eficiente y generar beneficios económicos cuantificables para los consumidores.

2. Algunos aspectos del mercado de energéticos en Piura

Una característica de las áreas donde existen redes de distribución de gas natural, y Piura no es la excepción, es la convivencia de dos energéticos, gas natural y GLP, para la cocción de alimentos. En Piura, el 60% de los hogares utilizan GLP para esa actividad, seguido de leña (25%) y gas natural (5%), según datos de la Encuesta Nacional de Hogares (2024).

Actualmente, a nivel nacional, hay cinco concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos en operación. Uno de ellos es Gasnorp, que desde el año 2021 ha desplegado redes en Piura, Sullana, Paita, Sechura y Talara. Este proceso ha sido acompañado por mecanismos como el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y el programa BonoGas, que han subsidiado las conexiones en hogares de bajos ingresos para facilitar una adopción progresiva de este recurso. A abril del 2025, las redes de Gasnorp han crecido a un ritmo de 200 km por año y han acumulado un total superior a los 950 km. En consecuencia, el crecimiento del número de usuarios residenciales habilitados en Piura ha sido notorio (ver **Mapa 1**).

Mapa 1. Evolución de usuarios residencial con GN por distritos

Fuente: Osinergmin. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

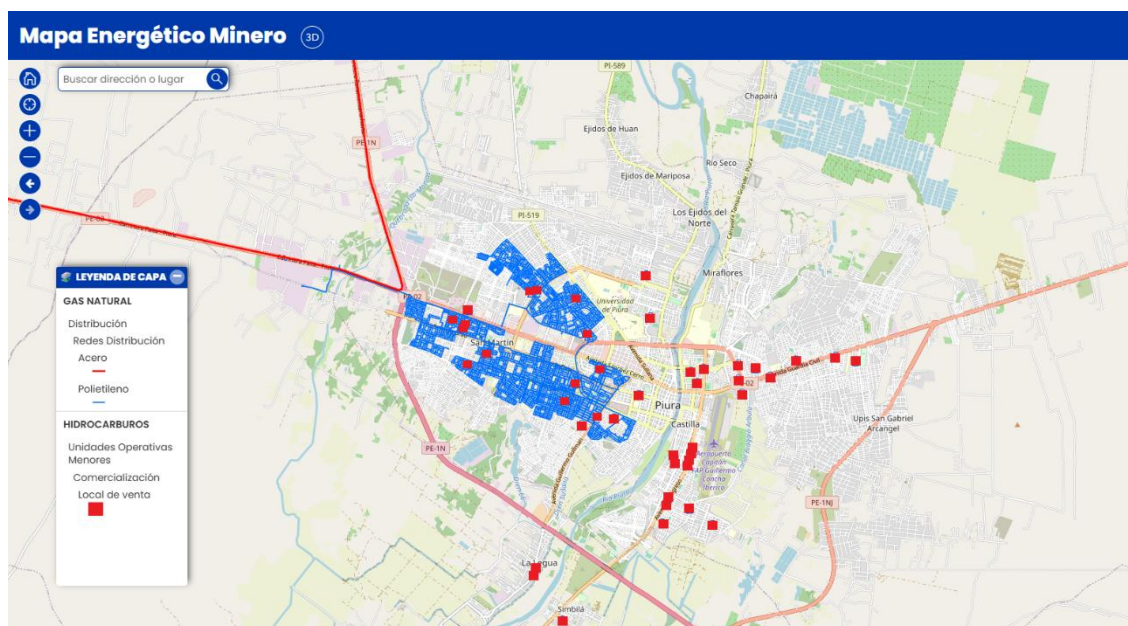
El número de conexiones residenciales en Piura se incrementó de 3316 en 2021 a más de 52 000 hasta febrero de 2025 y evidencia una acelerada expansión del servicio. Esta dinámica refleja la transición energética hacia energías más limpias y eficientes (Vásquez et. al, 2017), además introduce cambios significativos en el comportamiento de los mercados locales sustitutos, como el GLP, que continúa siendo la principal fuente energética en la región.

Según la ENAHO (2025), seis de cada 10 hogares en Piura utilizan GLP como principal fuente energética para la cocción, mientras que solo cinco de cada 100 han adoptado el GN residencial, lo que evidencia la convivencia de ambas fuentes de energía para cocinar y un espacio para la competencia entre ellos.

Por su parte, la oferta de GLP envasado, a nivel minorista, asciende a más de 120 Locales de Venta. Los datos georreferenciados del Registro de Hidrocarburos demuestran que las provincias de Piura y Sullana concentran el 67% de los locales de venta de GLP. Estas provincias coinciden con las zonas donde se ha desplegado la infraestructura de GN y ha generado un entorno de competencia directa entre ambos combustibles. Esta convivencia ha dado lugar a una diferenciación territorial en el comportamiento de precios, lo cual se analizará en las siguientes secciones.

En el **Mapa 2** se observan 16 Locales de Venta de GLP dentro del área donde existen redes de distribución de GN y más de 20 en la zona adyacente al área donde existen redes de distribución.

Mapa 2. Redes de GN y ubicación de los Locales de Venta de GLP en Piura



Fuente: GISEM.

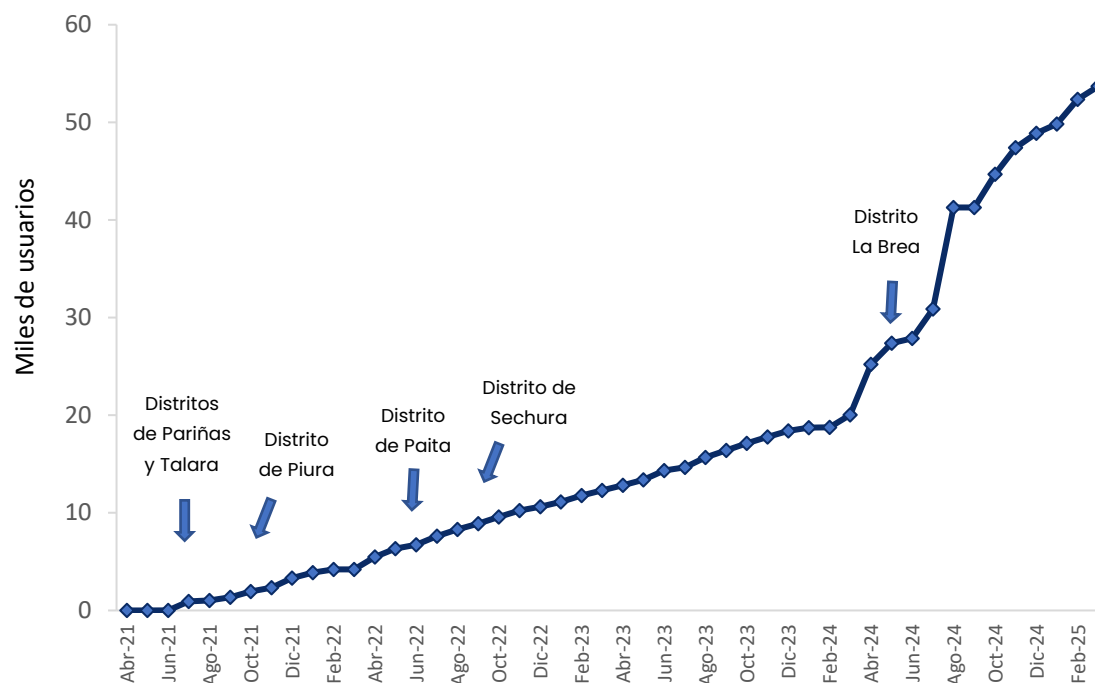
Sin embargo, el método cuantitativo para el análisis del efecto de la convivencia de dos energéticos requiere alta variabilidad en los datos y un tratamiento escalonado, características que se presentan en la región de Piura⁸ que inició con el acceso efectivo al gas natural en el 2021.

Como se aprecia en el **Gráfico 1**, la evolución del número de usuarios de gas natural en la región Piura evidencia un patrón de expansión gradual y escalonada que resulta fundamental para la aplicación de la metodología de diferencias en diferencias. La implementación no ocurrió simultáneamente en todos los distritos, sino que inicialmente se desplegaron las redes en los distritos de Paita y Talara, posteriormente se incorporó el distrito de Piura, seguido por

⁸ En el caso de Lima, no se presentan estas características. A diciembre de 2024, la empresa Cálidda ya cuenta con clientes en 41 de los 43 distritos que conforman Lima Metropolitana y el Callao, abarcando prácticamente la totalidad del territorio urbano. Esta cobertura casi universal imposibilita la aplicación de la metodología de diferencias en diferencias, ya que no existe un grupo de control lo suficientemente representativo.

Sechura y finalmente La Brea. Esta variabilidad temporal es precisamente lo que permite aislar el efecto causal de la introducción del gas natural sobre los precios del GLP.

Gráfico 1. Evolución del número de usuario de GN en la región de Piura



Fuente: GRT-Osinerghmin. Elaboración GPAE-Osinerghmin.

3. La teoría y la práctica

La expansión de las redes de GN representa un cambio estructural en el mercado energético doméstico, particularmente en regiones donde el GLP ha sido el principal combustible utilizado en los hogares. Desde el punto de vista de la teoría económica, la introducción de un sustituto cercano como el GN genera una serie de efectos tanto por el lado de la demanda como de la oferta, que podrían presionar a la baja al precio del balón de GLP.

Por el lado de la demanda, la disponibilidad permanente del GN amplía el conjunto de alternativas energéticas para los hogares y genera que la demanda del GLP sea más sensible al precio. Este comportamiento es consistente con el marco microeconómico neoclásico, donde la existencia de sustitutos más económicos induce una mayor elasticidad precio de la demanda.

A partir de datos de la ENAHO (2024), el gasto en GLP representa cerca del 2% del total familiar. Ante una opción más económica como el GN, los hogares racionalmente podrían sustituir parcial o totalmente su consumo de GLP, según la accesibilidad y condiciones contractuales del nuevo servicio. Esta sensibilidad está reforzada por expectativas positivas sobre la disponibilidad futura y el costo estable del GN, lo que incentiva aún más la transición en la escalera energética.

Por otra parte, en la oferta, la presencia del GN como competidor presiona al mercado del GLP a adoptar una estructura de costos más eficiente y una estrategia de precios más competitiva. Las empresas distribuidoras de GLP, enfrentadas a una reducción potencial en demanda, son retadas a reducir márgenes para mantener participación de mercado. Este efecto es más pronunciado en zonas donde la infraestructura de GN está plenamente operativa y donde los consumidores ya han experimentado los beneficios del nuevo energético. Así, se genera una dinámica de competencia que contribuye a una moderación de precios en el mercado local del GLP.

Estos canales de transmisión han sido validados empíricamente en estudios internacionales. En particular, el trabajo de González A. & Lagos V. (2021), mediante una regresión OLS e IV con datos de precios minoristas de GLP en Chile durante 2013 y 2014, halló que la entrada de redes de GN se asocia con una reducción de los precios minoristas del GLP entre -2% y -4%. Así, el gas natural emerge como un disruptor competitivo cuantificable, ejerce una presión a la baja sobre los precios del energético alternativo dominante (GLP) y valida, empíricamente, la sensibilidad del mercado ante mayores opciones para satisfacer sus necesidades de cocción en el hogar.

Complementariamente, el estudio de la Fiscalía Nacional Económica (2021) de Chile analiza un período más extenso (2012–2020) mediante un método econométrico de diferencias en diferencias (*Diff-in-Diff*) con datos históricos de distribuidores de GN y GLP en Chile. El hallazgo principal indica que la presión competitiva del GN ha incentivado a los distribuidores de GLP a reducir sus precios en al menos 1%, incluso en contextos de fallas de mercado. Este resultado refuerza la idea de que la competencia energética actúa como mecanismo corrector de precios en mercados energéticos parcialmente regulados o con escasa transparencia informativa.

Ambos estudios respaldan la hipótesis central del presente informe: la masificación del gas natural tiene el potencial de moderar los precios del balón de GLP en los mercados locales; sin embargo, este efecto debe relativizarse según la dotación inicial y la viabilidad económica de cada zona (cobertura y densidad de redes, costos de conexión y conversión, escala de demanda y precios relativos). En particular, es más plausible donde coexisten ambas fuentes energéticas y existe infraestructura operativa que habilita la elección racional del consumidor.

4. Metodología y resultados

Para este análisis se emplearon dos fuentes principales de información. La primera corresponde al sistema "Precios del Mercado Interno de Combustibles Derivados de Hidrocarburos⁹ (PRICE)", que proporciona datos mensuales sobre los precios que cobran los locales de venta por balones de GLP de 10 kg en Piura. La segunda fuente proviene de información administrativa de la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT), que registra la evolución mensual del número de conexiones de gas natural por distrito en la región Piura desde 2021 hasta 2025.

La integración de ambas bases de datos permitió construir un panel mensual que abarca 54 locales de venta durante el período enero 2021 – mayo 2025. Esta ventana temporal fue seleccionada estratégicamente para capturar el período de rápida expansión de las conexiones de gas natural en la región, lo que resulta fundamental para identificar con precisión los efectos competitivos sobre el mercado del GLP. El panel resultante ofrece la variabilidad espacial y temporal necesaria para aplicar la metodología de diferencias en diferencias y obtener estimaciones robustas del impacto competitivo entre ambos energéticos.

4.1. Estrategia de identificación

Dado que la empresa concesionaria de gas natural no expande sus redes de manera aleatoria, sino que prioriza estratégicamente zonas con mayor demanda potencial – típicamente áreas de alta densidad poblacional y mayor capacidad de pago—, un análisis

⁹ Aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 394-2005-OS-CD.

transversal simple entre locales de venta ubicados en distritos con y sin acceso al gas natural produciría estimaciones sesgadas e inconsistentes, debido a la presencia de variables no observables.

Para abordar esta problemática, se propone como estrategia de identificación el modelo de diferencias en diferencias (DD), que aprovecha la variabilidad debido a la expansión acelerada de las conexiones de gas natural en distintos distritos de la región Piura (ver Tabla N° 1 para mayor detalle sobre la aplicación de la metodología DD en la evaluación de servicios públicos). En particular, se propone la siguiente ecuación estocástica:

$$Y_{irt} = \gamma_i + \lambda_t + \beta T_{rt} + \eta X_{irt} + u_{irt}$$

[1]

Donde el subíndice “i”denota el local de venta “r”el distrito y “t”el tiempo en meses. Y_{irt} es el precio del balón de GLP de 10 kg, γ_i es un intercepto específico a cada local de venta (efecto fijo por local), este término controla por cualquier variable observable o no observable que sea invariante en el tiempo. De manera similar λ_t , es un efecto fijo por tiempo, este término controla por cualquier shock agregado que afecta a la economía, como una variación del precio de paridad de importación del GLP o del precio de referencia del Mont Belvieu. La variable T_{rt} es una *dummy* que indica si en el distrito “r” existe redes de gas natural¹⁰ en el tiempo “t”.

Tabla 1. Resumen de evaluaciones de impacto de acceso a servicios públicos que utilizan la metodología de Diferencias en Diferencias (DD)

Data	Descripción	
Dasso, Fernández, y Ñopo, H. (2015).	Electricidad	Existe un impacto positivo en la tasa de matrícula y en el gasto en educación de las niñas
Beuermann, D., McKelvey, C. y Vakis, R. (2012).	Telefonía móvil	La expansión de telefonía móvil ha incrementado el consumo real por hogar en alrededor de 11 %.
Anjali Adukia (2017)	Alcantarillado	Los resultados muestran que existe un efecto positivo sobre el nivel de matrícula escolar, de 8 % para alumnos de secundaria y 12 % en primaria.
Marino, D. (2020)	Agua potable y alcantarillado	Existe un impacto positivo sobre las notas de comprensión lectora y lógico matemática de la ECE.

Fuente y elaboración: GPAE–Osinergmin.

¹⁰ Nótese que el supuesto de identificación consiste en que, luego de condicionar por efectos fijos por tiempo y distrito, la variable de tratamiento es ortogonal al error.

4.2. Resultados de evaluación

La siguiente tabla presenta los resultados del impacto estimado del tratamiento. La introducción del gas natural reduce el precio del balón de GLP de 10 kg en S/ 1.1, lo que equivale aproximadamente¹¹ al 2% del precio promedio del balón.

Para dimensionar la magnitud económica de este efecto, es importante considerar que en los distritos con acceso a gas natural residen aproximadamente 138,000 hogares que continúan utilizando GLP para cocinar. Según datos de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (2020), cada hogar consume en promedio un balón de GLP mensualmente. Por consiguiente, el acceso al gas natural genera un efecto *spillover* positivo sobre aquellos hogares que aún no han migrado a esta tecnología, lo que se traduce en un ahorro agregado de aproximadamente S/ 1.6 millones anuales en Piura. Este resultado evidencia que los beneficios de la competencia energética se extienden más allá de los usuarios directos del gas natural y benefician, también, a quienes permanecen como consumidores de GLP a través de la presión competitiva ejercida sobre los precios de este combustible.

Adicionalmente, cabe destacar que el gasto promedio per cápita mensual de los hogares en situación de pobreza extrema en las zonas urbanas de Piura asciende a S/ 204. En este contexto, la reducción de S/ 1.10 en el precio del balón de GLP equivale a aproximadamente el 0.6 % de dicho gasto. Aunque pueda parecer un porcentaje pequeño, este ahorro adquiere especial relevancia para las familias más vulnerables, ya que libera recursos que pueden destinarse a otras necesidades básicas –como alimentación, salud o educación– y contribuye a atenuar la presión económica de los hogares de menores ingresos.

¹¹ Es importante reconocer dos limitaciones del estudio. En primer lugar, no contamos con datos sobre el ingreso promedio por distrito ni por local de venta para incluirlo como variable de control en la regresión; sin embargo, bajo la hipótesis de que dicho ingreso se ha mantenido relativamente estable en el tiempo, su efecto podría estar absorbiéndose mediante los efectos fijos. Además, la muestra de locales de venta está restringida a los 54 establecimientos que reportaron de forma continua en el PRICE, ya que no todos reportan en todos los periodos; esta restricción podría limitar la generalización de los hallazgos a la totalidad del universo de locales de venta en Piura.

Tabla 2. Efecto de la introducción del gas natural sobre el precio del GLP envasado

	Ecuación (1)	Intervalo de confianza
Tratamiento	-1.067*** (0.257)	[-1.57, 0.562]
Población	0.420*** (0.069)	[0.28, 0.56]
Intercepto	-7.746 (9.850)	
Nº de observaciones	2862	
Nº de locales	54	
R2	0.618	
Efectos fijos por periodo	Sí	
Efectos fijos por local de venta	Sí	

Nota: Errores estándar en paréntesis. Los niveles de significancia son * $p < 0.05$, ** $p < 0.01$, *** $p < 0.001$.

4.3. Chequeo de robustez

Aun cuando se controlan las características no observables invariables en el tiempo, existe la posibilidad de que las estimaciones capturen diferencias preexistentes al tratamiento en la variable de resultado. Específicamente, el acceso futuro al gas natural podría estar correlacionado con tendencias diferenciales previas en los precios del GLP que varían temporalmente, y estas diferencias se reflejarían automáticamente en los resultados posteriores a la intervención, comprometiendo la validez causal de las estimaciones.

Para evaluar esta posibilidad, se utiliza información correspondiente al período enero-junio 2021, cuando aún no se habían desplegado las redes de gas natural en Piura. La estrategia consiste en realizar un test placebo que examina formalmente si el acceso futuro a las redes de gas natural se correlaciona con diferencias en los precios del GLP durante los meses previos a la instalación de la infraestructura.

Para ello se estimaron regresiones de la variable de resultado sobre un indicador de tratamiento futuro para cada periodo previo a la intervención¹². Si se detectaran diferencias

¹² Se realizaron 3 regresión con data agrupada (*pooled regression*) para los meses de enero y febrero, marzo y abril y para mayo y junio del 2021.

estadísticamente significativas entre distritos que posteriormente recibirían el tratamiento versus aquellos que no, esto plantearía serias dudas sobre la validez de la estrategia empírica empleada.

La tabla siguiente presenta las estimaciones puntuales de cada regresión. En todos los casos, no se encuentran diferencias estadísticamente significativas, lo que sugiere que las tendencias diferenciales previas al tratamiento no influyen en los resultados obtenidos. Como robustez adicional, se implementó un test formal de tendencias paralelas siguiendo la metodología propuesta por Pischke (2005), cuyos resultados se presentan en el **Anexo 1**.

Tabla 3. Efectos del gas natural en periodos previos a la intervención

	Ene/Feb – 2021	Mar/Abr – 2021	May/Jun – 2021
	(1)	(2)	(3)
Tratamiento	-1.424 (1.756)	-1.523 (1.723)	-1.294 (1.624)
Población	0.019 (0.018)	0.020 (0.018)	0.009 (0.017)
Intercepto	51.353*** (4.352)	51.337*** (4.272)	52.696*** (4.027)
Nº de observaciones	108	108	108
Nº de locales	54	54	54
R2	0.105	0.102	0.098

Nota: Errores estándar en paréntesis. Se consideraron efectos fijos por provincia.

Los niveles de significancia son * $p < 0.05$, ** $p < 0.01$, *** $p < 0.001$

5. Revisión de experiencias

Los hallazgos empíricos en Piura, que van en línea con las experiencias internacionales revisadas, abren la puerta a las políticas públicas sobre el empoderamiento del consumidor en este mercado.

Al respecto, el empoderamiento del consumidor en el sector energético ha adquirido relevancia creciente tanto en la literatura académica como en el diseño de políticas públicas, especialmente en regiones que experimentan procesos de transición energética como Piura. En ese departamento, el GLP se constituye como la fuente energética predominante para uso

doméstico –empleado por aproximadamente el 80% de los hogares– y el GN se posiciona como una alternativa emergente a través de iniciativas de masificación de las concesiones.

Este análisis explora cómo los usuarios piuranos de GLP y GN –aunque no sean aún "prosumidores" en sentido estricto (Lavrijssen & Carrillo Parra, 2017)– pueden ejercer influencia significativa mediante decisiones informadas, facilitadas por herramientas como la app Facilito de Osinergmin y marcos conceptuales de la literatura sobre empoderamiento energético.

5.1. El consumidor como agente activo en el mercado energético

Aunque los consumidores piuranos no participan directamente en la producción de GLP o GN, su capacidad para acceder y procesar información relevante les otorga un poder de mercado considerable (He & Reiner, 2018). Estos autores sostienen que el acceso transparente a información sobre estructuras de costos y esquemas tarifarios permite a los usuarios optimizar sus patrones de consumo y ejercer su derecho de elección entre proveedores cuando las condiciones del mercado lo justifican.

En este marco, la plataforma "Facilito" adquiere un valor estratégico al proporcionar análisis comparativos de precios entre GLP y GN, junto con proyecciones de ahorro potencial. Esta funcionalidad contribuye sustancialmente a la reducción de asimetrías informativas entre consumidores y proveedores, problema identificado frecuentemente en mercados energéticos en desarrollo.

El comportamiento resultante trasciende al beneficio individual para generar efectos sistémicos. Cuando los consumidores orientan sus decisiones hacia opciones más económicas o energéticamente eficientes, ejercen presión competitiva sobre los proveedores, incentivan mejoras en las ofertas comerciales y contribuyen al desarrollo de un mercado más dinámico y equitativo.

5.2. Instrumentos Tecnológicos de Empoderamiento y su Impacto Sistémico

La tecnología constituye un factor habilitante fundamental para el empoderamiento del consumidor energético. La aplicación "Facilito" permite a los usuarios piuranos evaluar sistemáticamente sus alternativas energéticas, desde el análisis de costos por unidad de GLP hasta la comparación de estructuras tarifarias de GN. No obstante, es necesario considerar que el empoderamiento individual debe integrarse dentro de un marco sistémico más amplio

que articule coherentemente los intereses de consumidores, proveedores y organismos reguladores (Bryant et al., 2023).

En el contexto piurano, esta integración podría materializarse mediante el desarrollo de un ecosistema de valor compartido (ESV), donde las políticas públicas promuevan tanto la adopción gradual de GN como la transparencia en los mecanismos de formación de precios del mercado de GLP (Bryant et al., 2023).

Aunque el análisis de Lavrijssen y Carrillo Parra (2017) se centra específicamente en prosumidores, sus consideraciones sobre tecnologías inteligentes mantienen aplicabilidad en contextos de consumo tradicional. La eventual implementación de sistemas de medición avanzada para GN en Piura podría generar datos de consumo en tiempo real, facilitando que los usuarios ajusten sus patrones de uso y optimicen sus costos energéticos, independientemente de su participación en actividades de generación.

5.3. Marco de Políticas para el Fortalecimiento del Empoderamiento

Para consolidar el rol activo de los consumidores en el mercado energético piurano, se proponen las siguientes intervenciones de política:

Educación y Democratización del Acceso a la Información: Expandir el alcance y funcionalidades de "Facilito" mediante el desarrollo de campañas educativas específicas y el establecimiento de puntos de consulta en zonas rurales y periurbanas. Esta estrategia debe priorizar la inclusión de segmentos poblacionales con limitado acceso a plataformas digitales, garantizando equidad en el acceso a información energética relevante.

Fortalecimiento del Marco Regulatorio de Transparencia: Establecer normativas que exijan a los proveedores energéticos la divulgación clara y estandarizada de estructuras de precios, condiciones contractuales y parámetros de calidad del servicio. Esta medida contribuiría a minimizar la opacidad informativa que tradicionalmente restringe la capacidad de decisión informada de los consumidores.

Diseño de Incentivos para la Eficiencia Energética: Implementar programas de tarifas diferenciadas o esquemas de subsidios focalizados que recompensen el uso eficiente de GN, generando beneficios tanto para los usuarios finales como para la sostenibilidad global del sistema energético regional.

Estas estrategias no solo fortalecen la posición de los consumidores en el mercado, sino que también contribuyen al desarrollo de un entorno competitivo más robusto, alineado con los objetivos de desarrollo sostenible establecidos en la agenda nacional peruana.

El desarrollo de esta investigación, también, plantea interrogantes y sugiere algunas líneas de investigación para futuros informes ¿Cómo afectarían interrupciones en el suministro de GN a la elasticidad-precio del GLP en el corto plazo? ¿Qué barreras impiden la expansión de redes de GN en asentamientos informales? ¿Qué factores socioeconómicos determinan la elección de combustibles domésticos? Abordar estas cuestiones afinará la estrategia de transición piurana – y ofrecerá lecciones para mercados emergentes globales. En las transiciones energéticas, los consumidores empoderados no son meros beneficiarios – son catalizadores. Pero sin salvaguardas estructurales, sus avances podrían ser efímeros.

6. Conclusiones

Este informe analiza la dinámica competitiva del mercado energético en Piura, donde los hogares han experimentado una transformación significativa desde 2021 con la masificación del gas natural implementada por la empresa GASNORP. La expansión acelerada de las redes de distribución alcanzó más de 52 000 conexiones residenciales a inicios de 2025, generando un escenario de competencia directa entre el gas natural y el GLP. Aunque el GLP mantiene su predominancia con 60% de participación en la cocción de alimentos, esta convivencia de energéticos en un territorio específico ha creado las condiciones ideales para evaluar cuantitativamente el impacto competitivo entre ambos combustibles.

Utilizando la metodología de diferencias en diferencias, se estimó que el acceso a las redes de gas natural generó una reducción del precio del balón de GLP de 10 kg de aproximadamente 2%. Estos hallazgos proporcionan evidencia regulatoria sólida para fortalecer políticas energéticas que faciliten una transición eficiente hacia fuentes más limpias, al tiempo que generan beneficios económicos cuantificables para los consumidores peruanos.

7. Recomendaciones

La evidencia empírica reciente sugiere que la introducción del gas natural en determinados mercados locales ha generado efectos significativos sobre los precios relativos de los

combustibles alternativos. En el caso específico de Paita, se observa una reducción promedio del 2% en el precio del balón de Gas Licuado de Petróleo (GLP), atribuible a la mayor disponibilidad de gas natural como sustituto. Este hallazgo es consistente con modelos de competencia imperfecta en mercados energéticos donde el ingreso de un nuevo insumo modifica la estructura de precios de equilibrio.

La reducción de asimetrías de información constituye un mecanismo fundamental para el empoderamiento del consumidor en mercados energéticos. La provisión sistemática de herramientas informativas relacionadas con dimensiones clave como el ahorro económico, la seguridad doméstica y la evolución de precios permite una toma de decisiones más eficiente por parte del usuario final. Esta estrategia promueve una mayor competencia entre fuentes energéticas e incrementa el bienestar agregado mediante una reasignación óptima del consumo.

En aquellas zonas geográficas donde la extensión del servicio de gas natural presenta restricciones de viabilidad técnica, resulta imprescindible replantear la eficiencia de los mecanismos de subsidio existentes. En este sentido, una política energética integral debería priorizar la mejora en la focalización de instrumentos compensatorios como el FISE, al tiempo que fomenta la adopción de soluciones híbridas de acceso universal, tales como cocinas eléctricas de bajo consumo. Estas estrategias pueden contribuir a cerrar brechas estructurales en el acceso a energía limpia y segura en contextos rurales y periurbanos.

8. Referencias

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2023). Encuesta Nacional de Hogares. <https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/sociales/>

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2024). Encuesta Nacional de Hogares. <https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/sociales/>

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2025). Encuesta Nacional de Hogares. <https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/sociales/>

Fiscalía Nacional Económica de Chile. (2021). Estudio de mercado del gas de uso residencial.

González, A., & Lagos, V. (2021). Efectos de la introducción del gas natural en los precios del GLP en Chile. *Revista de Economía Aplicada y Energía*, 33(2), 45–67.

OSINERGMIN. (s.f.). Boletín estadístico del gas natural. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/colecciones/1480-boletin-estadistico-de-gas-natural-dsgn>

OSINERGMIN. (s.f.). GISEM – Georreferenciador del mercado energético. <https://gisem.osinergmin.gob.pe/menergetico/>

OSINERGMIN. (2024). Informe mensual de energía y minería: Septiembre 2024 – Efectos del crecimiento del GN en la oferta de GLP: caso de Lima Metropolitana. p. 6 – 15.

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2023). Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía – ERCUE 2023. <https://www.gob.pe/minem>

Vásquez, L., Carrasco, R., & Merino, M. (2017). Transición energética en el Perú: Avances y desafíos. Documento de trabajo, Ministerio de Energía y Minas.

9. Anexo

Verificar el supuesto de tendencia común mediante el análisis gráfico es complicado en un modelo con múltiples periodos, cuando los individuos reciben el tratamiento en momentos distintos del tiempo. No obstante, como señala Pischke (2005), una forma de testear este supuesto consiste en incluir rezagos y adelantos de la variable de tratamiento, como se muestra en la ecuación [2].

$$Y_{irt} = \gamma_i + \lambda_t + \sum_{p=-1}^1 \beta_p T_{rk(k=t+p)} + \eta X_{irt} + u_{irt} \quad [2]$$

Donde “k” denota el año en el cual el distrito “j” recibe el tratamiento. Por lo que β_1 es el coeficiente del primer adelanto de la variable tratamiento y β_{-1} , el coeficiente del primer rezago. De esta forma, si la tendencia de la variable resultado entre los grupos de tratados y control es la misma en periodos previos a la implementación de las redes de gas natural, entonces el parámetro del primer adelanto debería resultar no significativo.

Los resultados de este test se presentan en la tabla siguiente. Como se observa, el coeficiente del primer adelanto no resulta estadísticamente significativo, confirmando que se cumple el supuesto de tendencias paralelas y respaldando la validez de la estrategia de identificación empleada.

Tabla A1: Test de tendencias comunes utilizando adelantos y rezagos del tratamiento

	Ecuación (1)
Lag Trat (-1)	-1.761** (0.663)
Trat	-0.453 (0.916)
Lead Trat (1)	1.16 (0.670)
Población	0.461*** (0.072)
Intercepto	-13.61 (10.240)
Nº de observaciones	2862
Nº de locales	54
R2	0.618
Efectos fijos por periodo	Sí
Efectos fijos por local de venta	Sí

Nota: Errores estándar en paréntesis. Los niveles de significancia son * $p<0.05$, ** $p<0.01$, *** $p<0.001$.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin

Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE

Informe Mensual de Energía y Minería – agosto 2025

Alta Dirección

Omar Franco Chambergo Rodríguez
Víctor Fernández Guzmán

Presidente del Consejo Directivo
Gerente General

Equipo de Trabajo de la GPAE que preparó el Informe

Jorge Carlos Trelles Cassinelli

Gerente de Políticas y Análisis Económico

• Electricidad

Ricardo De La Cruz Sandoval
Diego Alonso Marino Negrón
Carlos Alberto Miranda Velásquez
Jesus Alberto Puyen Purisaca

Especialista Senior en Análisis Económico
Especialista Económico
Analista Económico Regulatorio
Practicante Calificado

• Minería

Carlos Renato Salazar Ríos
Marco Jesús Terrones Rodríguez
Gonzalo Pasiche Manrique
David Gregory Sonco Jaramillo

Especialista en Métodos Cuantitativos y Econometría
Analista Económico Sectorial
Asistente Económico Regulatorio
Practicante calificado

• Hidrocarburos

Ricardo De La Cruz Sandoval
Diego Alonso Marino Negrón
Jesus Alberto Puyen Purisaca

Especialista Senior en Análisis Económico
Especialista Económico
Practicante Calificado

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) del Osinergmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad de Osinergmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar el Informe como: Trelles, J.; De La Cruz, R.; Salazar, C.; Marino, D.; Miranda, C.; Terrones, M.; Pasiche, G.; Puyen, J., y Sonco, D. *Informe Mensual de Energía y Minería – agosto de 2025*. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú.

Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en el Informe pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente Informe se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente un indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.