



Informe Mensual de Energía y Minería

Julio 2025

Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE



Contenido

Contenido.....	2
Presentación.....	3
Resumen ejecutivo	4
SECTOR ELECTRICIDAD.....	5
¿La infraestructura eléctrica puede soportar el incremento de la demanda?.....	6
1. Contexto del Sector Eléctrico.....	6
2. Diagnóstico de la Generación Eléctrica.....	9
3. Diagnóstico del Sistema de Transmisión	13
4. Discusión	19
5. Conclusiones	22
6. Recomendaciones.....	22
7. Referencias.....	23
SECTOR MINERO.....	25
Capacidad del Perú para absorber su cartera minera: diagnóstico de brechas de infraestructura, permisos, trámites y sostenibilidad social	26
1. Descripción de la cartera de proyectos del MINEM.....	26
2. Caracterización de la cartera seleccionada para el análisis	28
3. Análisis de las brechas identificadas.....	32
4. Prospectiva de inversiones	45
5. Conclusiones y recomendaciones.....	48
6. Referencias.....	49
7. Anexo: Proyectos por fecha de puesta en marcha.....	50
SECTOR HIDROCARBUROS	51
Reflexiones sobre la comercialización de diésel en el Perú.....	52
1. Abastecimiento de diésel en el Perú.....	52
2. ¿Existen <i>hubs</i> en el abastecimiento de diésel B5 y B5-S50?	55
3. Problemas identificados en la comercialización ante eventos que afecten el tránsito de combustibles	68
4. Conclusiones y recomendaciones.....	71
5. Referencias.....	73
6. Anexos	74

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) “¿La infraestructura eléctrica puede soportar el incremento de la demanda?”, ii) “Capacidad del Perú para absorber su cartera minera: diagnóstico de brechas de infraestructura, permisos, trámites y sostenibilidad social”, y iii) “Reflexiones sobre la comercialización de diésel en el Perú”.

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, Perú mantiene hoy holgura en generación y un mix diversificado, pero enfrenta riesgos por congestiones en transmisión y baja ejecución de inversiones. La demanda crece más lento (2% anual) y con picos dispersos, mientras que el margen de reserva supera el objetivo, aunque persisten tramos críticos sobrecargados. Para evitar sobrecostos y pérdida de confiabilidad, la planificación debe incorporar eficiencia energética, electromovilidad, generación distribuida y almacenamiento, avanzando hacia un modelo más flexible y resiliente.

En el sector minero, la cartera minera priorizada muestra un alto potencial de inversión (dominada por proyectos de cobre), pero enfrenta importantes riesgos por conflictos socioambientales, alta demanda de agua y energía, y brechas en infraestructura portuaria y vial. Aunque el mercado internacional del cobre ofrece una oportunidad estratégica para el Perú, su aprovechamiento dependerá de agilizar permisos, fortalecer la coordinación institucional y cerrar brechas críticas de infraestructura para asegurar un desarrollo minero competitivo y sostenible.

En el sector Hidrocarburos, se reflexiona sobre la logística del abastecimiento del diésel B5 y B5-S50, en conjunto, en el Perú. Se analiza la existencia de *hubs* de comercialización y potenciales puntos críticos de acceso ante eventos como los bloqueos de vías terrestres y oleajes anómalos que afectan su normal abastecimiento y, a partir de ello, se plantean posibles medidas a considerar.

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	[Olas de calor elevan la demanda eléctrica y tensionan sistemas] En julio, olas de calor afectaron Europa y Asia, impulsando la demanda eléctrica. En Europa, el consumo subió hasta 14 %, con precios spot por encima de €400/MWh en Alemania y Polonia. Grecia rompió récords de demanda (10 800 MW), y Asia no fue ajena: Corea del Sur registró máximos históricos con 85 GW diarios. La menor producción hidro y nuclear, junto al alza en aire acondicionado, expuso la fragilidad de los sistemas. La solar mitigó parcialmente el impacto. El evento reafirma la necesidad de fortalecer redes e inversión renovable frente al cambio climático. [Fuente: Financial Times]
2	[Renovables alcanzan punto de inflexión global en costos] Según la ONU, la transición global hacia fuentes renovables ha alcanzado un punto de inflexión favorable: la energía solar y eólica no solo continúan abaratándose, sino que ya superan en competitividad a los combustibles fósiles más económicos (con una ventaja del 41 % y 53 %, respectivamente). No obstante, Adelle Thomas, científica climática, destacó que el Sur Global debe poder generar su propia electricidad sin agravar su carga de deuda, y subrayó que una transición energética limpia no solo es viable, sino probablemente inevitable. [Fuente: APNews]

Nacional	
1	[Zelestra invierte mil millones de dólares en energía renovable para minas en Perú] La empresa española Zelestra inaugura la planta solar más grande del Perú, la central fotovoltaica San Martín en Arequipa, y planea invertir entre US\$ 1 mil millones y 1,5 mil millones en energía renovable para alimentar la minería en el sur de Perú, con una capacidad estimada de 1 GW. Por lo cual señalan que incluso ya hay acuerdos con compañías de distribución como Kallpa Energy. [Fuente: Reuters]
2	[Central Solar Sunny en Arequipa se amplía a 309 MW con inversión superior a US\$ 250 millones] El Ministerio de Energía y Minas (Minem) aprobó la ampliación de la Central Solar Fotovoltaica Sunny, en La Joya (Arequipa), elevando su capacidad de 204 a 309 MW gracias a tecnología de alta eficiencia. El proyecto —en dos fases— está estimado en más de US\$ 250 millones, consolidándolo como uno de los más ambiciosos en materia de energía renovable en el país. [Fuente: Reporte Minero]

¿La infraestructura eléctrica puede soportar el incremento de la demanda?

El crecimiento económico, el avance tecnológico y la transición hacia un modelo energético más sostenible plantean un reto crucial para los países: garantizar que la infraestructura eléctrica pueda sostener la creciente demanda de energía en el futuro. La electrificación de sectores como el transporte, la industria y los hogares, junto con el impulso de fuentes renovables intermitentes, exige un sistema eléctrico más robusto, flexible y resiliente. En este contexto, resulta fundamental analizar si la capacidad instalada, las redes de transmisión y generación, serán suficientes para evitar cuellos de botella que limiten el desarrollo y comprometan la seguridad energética nacional.

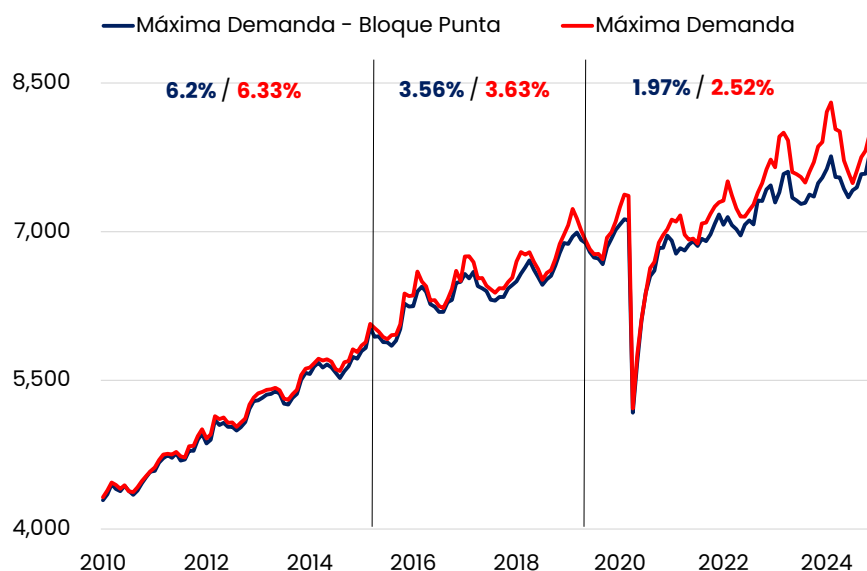
1. Contexto del Sector Eléctrico

Conocer la dinámica de la demanda eléctrica es fundamental para una adecuada planificación del sistema, ya que permite anticipar las necesidades de capacidad y operación. La máxima demanda es uno de los indicadores claves, pues determina la potencia que el sistema debe contar para estar en condiciones de suministrar en los momentos de mayor exigencia, y su evolución temporal refleja cambios en los patrones de consumo, crecimiento económico y eficiencia energética.

El comportamiento de la máxima demanda eléctrica muestra una tendencia creciente a lo largo del periodo 2010–2024, aunque con una clara desaceleración en sus tasas de crecimiento. Entre 2010 y 2015, tanto la demanda máxima horaria como la registrada en el bloque punta (7 p.m. a 10 p.m.) avanzaron a ritmos superiores al 6% anual, reflejando un contexto de fuerte expansión económica, incremento de la actividad industrial y mayor electrificación de los hogares. Sin embargo, a partir de 2016 este dinamismo se modera a un crecimiento cercano al 3.5% anual y, en los últimos años, tras los efectos generados por la pandemia en 2020, las tasas se reducen a alrededor del 2%, lo que evidencia un consumo eléctrico más moderado.

Si bien las dos curvas se mantienen cercanas, la máxima demanda total tiende a ubicarse por encima de la demanda en bloque punta, sugiriendo que los mayores picos de consumo no siempre ocurren en la franja tradicional de la noche, sino que pueden estar desplazándose hacia otros momentos del día. Esta ligera disociación podría responder a factores como la diversificación de los patrones de consumo residencial e industrial, la mayor penetración de sistemas de climatización en horas diurnas o la reducción de las actividades económicas con requerimientos energéticos intensivos dentro del horario punta. Así, la combinación de un crecimiento más ralentizado y una distribución más dispersa de los picos de consumo plantea nuevos retos para la planificación eléctrica, en los que cobra mayor relevancia la flexibilidad de la infraestructura y la capacidad de adaptación del sistema ante demandas cada vez menos concentradas en el tiempo.

Gráfico 1. Evolución de la producción por tipo de energía y la máxima demanda



Fuente: Producción y Máxima Demanda – COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Por otra parte, el factor de carga¹ ofrece una perspectiva complementaria al evidenciar el grado de uniformidad y estabilidad del consumo eléctrico a lo largo del tiempo. Un valor elevado de este indicador refleja un uso más constante y eficiente de la infraestructura del sistema, optimizando los recursos disponibles y reduciendo los costos asociados a la operación y mantenimiento. En contraste, un factor de carga bajo revela una demanda más

¹ Ratio entre la potencia promedio y la máxima demanda de potencia en un periodo de análisis.

irregular y concentrada en picos, lo que obliga a una gestión más flexible y costosa de la oferta eléctrica.

Durante el periodo 2015–2024, el factor de carga mostró una evolución positiva, pasando de 0.88 a 0.91, reflejando un consumo eléctrico más equilibrado y sostenido a lo largo del tiempo. Este avance sugiere que los picos de demanda se han vuelto menos pronunciados, evidenciando una mejora en la estabilidad del sistema, posiblemente impulsada por cambios en los patrones de consumo y políticas orientadas a la gestión de la demanda. Esta tendencia no solo indica un uso más racional de la energía, sino que también aporta información clave para la planificación eléctrica, ya que permite comprender cómo se distribuye la demanda a lo largo del año y cómo aprovechar mejor la infraestructura existente.

- Planificación Eléctrica

Tras analizar la dinámica de la demanda eléctrica y comprender su evolución, resulta evidente que el sistema requiere una planificación integral y coordinada que asegure su crecimiento ordenado, confiable y sostenible. En el Perú, esta labor recae en diversas instituciones que, desde sus respectivas competencias, garantizan que la expansión del sistema eléctrico responda tanto a las necesidades de los usuarios como a los objetivos nacionales de desarrollo energético.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es la autoridad rectora del sector energético (Ley N.º 30705 y Decreto Ley N.º 25844) y tiene la responsabilidad de formular y aprobar las políticas públicas que orientan el desarrollo del sistema eléctrico en el largo plazo. A través de sus direcciones generales, el MINEM vela porque las decisiones de expansión de la infraestructura eléctrica estén alineadas con la seguridad energética, el acceso universal al servicio y la sostenibilidad del sector.

Por su parte, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) actúa como el ente técnico encargado de la operación coordinada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), conforme a la Ley N.º 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Entre sus principales funciones se encuentran la elaboración de los estudios de previsión de la demanda y los planes de ampliación de la transmisión, documentos que posteriormente son elevados al MINEM para su aprobación.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) cumple un rol clave al supervisar y fiscalizar que la expansión del sistema se desarrolle bajo criterios de eficiencia,

transparencia y sostenibilidad. Aunque no diseña directamente la planificación, su función — en virtud de la Ley Marco de los Organismos Reguladores (Ley N.º 27332) y la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N.º 25844)— es garantizar el cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad, además de aprobar y aplicar los regímenes tarifarios que aseguran la recuperación de las inversiones en transmisión y distribución. De esta manera, OSINERGMIN actúa como garante de la calidad del servicio, la protección de los usuarios y la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, asegurando la correcta ejecución de los proyectos definidos en los planes de expansión elaborados por el COES y aprobados por el MINEM.

Finalmente, ProInversión, creada por Decreto Legislativo N.º 674 y reforzada por normas sectoriales como la Ley N.º 28832, tiene a su cargo la estructuración y adjudicación de proyectos de transmisión bajo esquemas de participación privada, a través de concursos públicos que promueven la transparencia, la competencia y la eficiencia en las inversiones.

En conjunto, esta articulación institucional y normativa permite que la planificación eléctrica nacional se ejecute de forma coherente, técnica y con visión de largo plazo, asegurando que el crecimiento del sistema eléctrico acompañe el desarrollo económico y social del país.

2. Diagnóstico de la Generación Eléctrica

La generación eléctrica constituye el pilar fundamental para garantizar un suministro de energía seguro y confiable en el sistema eléctrico nacional, pues de su capacidad instalada y de su adecuada operación depende la continuidad del servicio frente a variaciones de la demanda o contingencias en la red. En este contexto, la planificación de la generación no solo busca cubrir la demanda proyectada, sino también mantener un nivel de holgura que asegure la estabilidad y resiliencia del sistema. Esta condición se evalúa a través del margen de reserva, indicador que mide la diferencia entre la capacidad de generación disponible y la máxima demanda esperada, y que permite estimar el grado de seguridad con el que el sistema puede responder ante eventos imprevistos o picos de consumo.

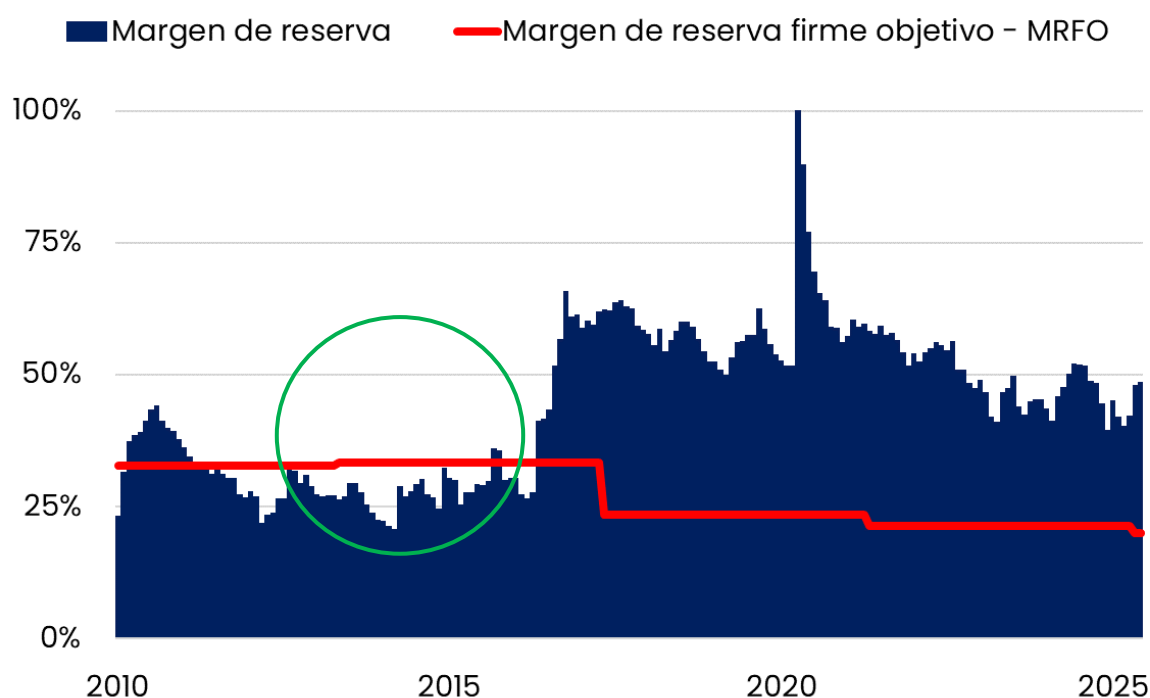
En el contexto del mercado eléctrico, un umbral clave para monitorear el nivel de holgura de la capacidad del sistema es el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) —también denominado margen de reserva de generación—, que representa el excedente de capacidad de generación que debe asegurarse para mantener la operación confiable frente a diversas contingencias y condiciones operativas.

El MRFO es fijado por OSINERGMIN, y de acuerdo con la Resolución N° 108-2025-OS/CD, su valor vigente es de 19,93%. Este porcentaje se determina considerando la expansión óptima del parque de generación. La verificación de su cumplimiento corresponde al COES, que lo evalúa anualmente sobre un horizonte de cuatro años.

Entre 2013 y 2015, el margen de reserva se mantuvo por debajo del MRFO vigente. En ese período, el valor objetivo era de 33,3%, con lo cual, de acuerdo con lo señalado en la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, el COES, además de verificar el cumplimiento del MRFO, propuso y sustentó la incorporación de nuevas centrales de Reserva Fría para garantizar dicho margen. Esto refleja un periodo de fuerte crecimiento de la demanda eléctrica y una expansión de capacidad que no siempre acompañó al mismo ritmo, generando riesgos de abastecimiento y señales de necesidad de nuevas inversiones.

En informes previos de monitoreo del COES, como el correspondiente a 2012, se señalaba que tanto en 2012 como en 2013 el margen se hubiese encontrado por debajo del objetivo vigente, en parte debido a los plazos mínimos requeridos para la implementación de nuevos proyectos de reserva fría. Como respuesta, en 2013 se propuso la instalación de unidades de generación con una capacidad mínima de 350 MW, y el Estado, a través de Proinversión, licitó 1.000 MW de generación térmica en el Sur (Nodo Energético Sur) (ver **Gráfico 2**).

Durante el periodo 2016-2019, se observa una mejora sustancial del margen, que se sitúa por encima del 30% e incluso llega a duplicar el MRFO. Esto responde a un ciclo de inversiones en nueva generación y transmisión que entraron en operación, lo que aumentó la holgura del sistema y redujo los riesgos de racionamiento.

Gráfico 2. Evolución del margen de reserva

Fuente: Producción y Máxima Demanda – COES. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

A partir del 2020, el gráfico registra un pico inusualmente alto en 2020, asociado a la caída abrupta de la demanda eléctrica por la pandemia de COVID-19, que incrementó artificialmente el margen de reserva. Posteriormente, aunque el margen disminuye, se mantiene de manera sostenida por encima del objetivo, situándose entre 30% y 50%, lo que denota un sistema con capacidad suficiente, aunque con desafíos de eficiencia por posibles costos hundidos de capacidad instalada.

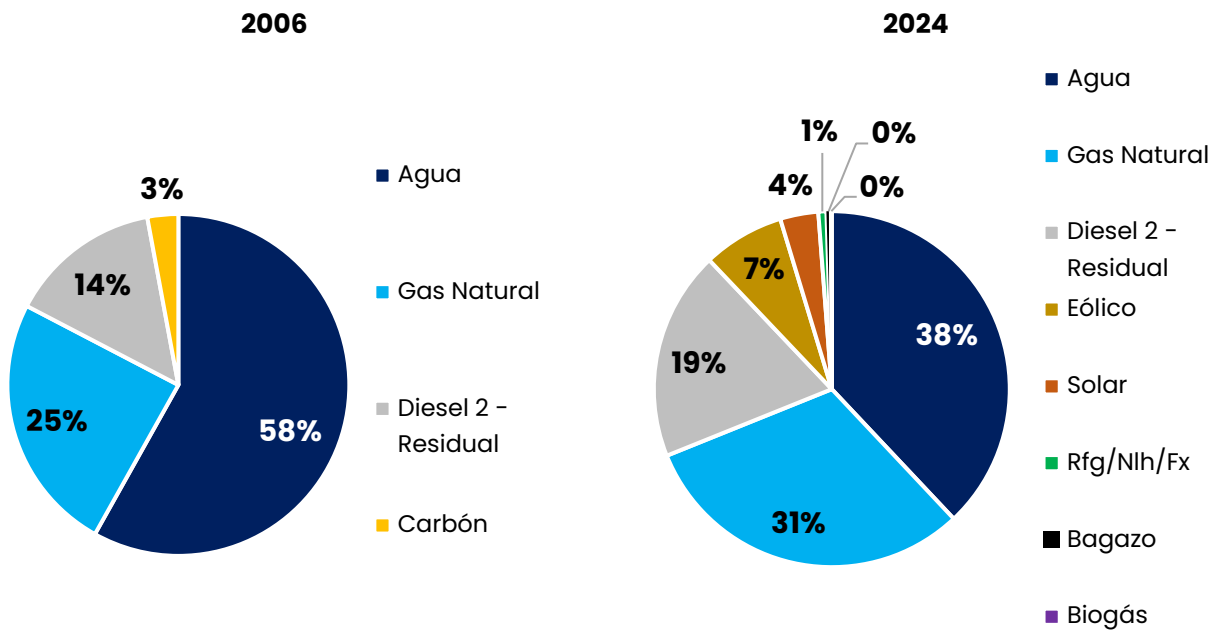
Si bien un margen de reserva elevado evidencia que el riesgo de desabastecimiento es mínimo en el corto y mediano plazo, este indicador por sí solo no garantiza la resiliencia total del sistema eléctrico. Otro factor clave del análisis es la diversificación de la matriz de generación, es decir, de contar con múltiples fuentes energéticas que reduzcan la dependencia de un solo recurso o tecnología. En contextos donde la oferta proviene principalmente de unas pocas fuentes —como la generación hidroeléctrica o las centrales térmicas a gas natural—, un shock externo, como una sequía prolongada o interrupciones en el suministro de gas, podría comprometer la estabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

Por ello, mantener un equilibrio entre un margen de reserva adecuado y una matriz diversificada resulta esencial para asegurar un sistema más seguro, flexible y sostenible frente a escenarios de incertidumbre.

Durante el periodo comprendido entre 2006 y 2024, el parque generador ha experimentado una notable diversificación en su matriz energética. Como se observa en el Gráfico 3, el número de fuentes de generación aumentó de cuatro en 2006 a ocho en 2024, incorporando energías renovables como la solar, eólica, de biogás y otras.

Asimismo, se evidencia una disminución en la concentración de la generación eléctrica: ya no existe una única fuente que represente más del 50% del total, lo que indica una mayor diversificación y equilibrio entre los distintos recursos energéticos.

Gráfico 3: Evolución de la potencia instalada en el mercado eléctrico



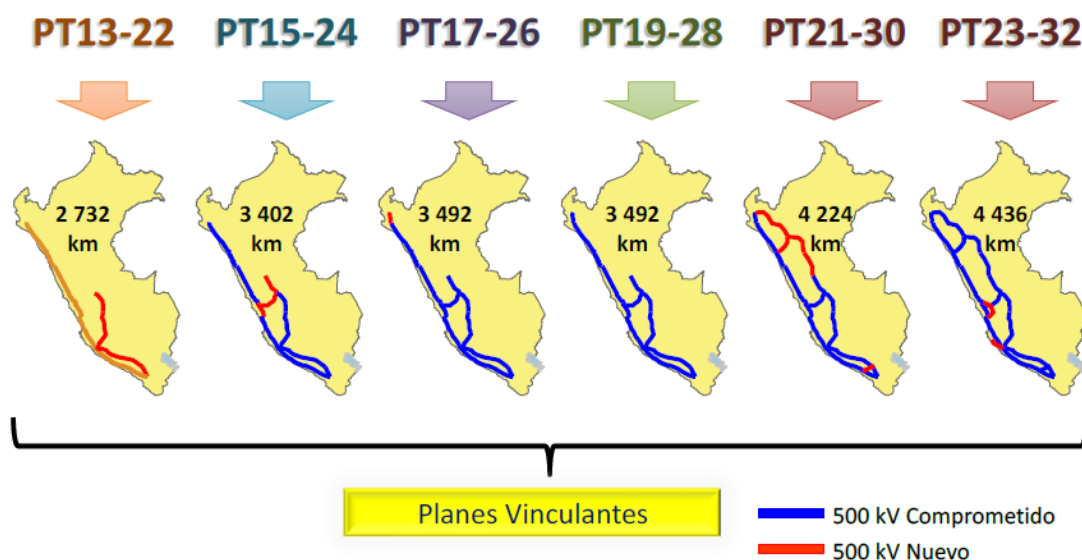
Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3. Diagnóstico del Sistema de Transmisión

La infraestructura de transmisión —que incluye líneas de alta tensión, subestaciones y transformadores— permite transportar la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo, asegurando que la electricidad llegue de manera confiable a hogares, industrias y servicios críticos. Analizar los niveles de congestión no solo facilita la identificación de cuellos de botella y puntos de vulnerabilidad, sino que también permite diseñar inversiones estratégicas que optimicen la capacidad instalada, reduzcan pérdidas y soporten el crecimiento de la demanda futura, contribuyendo a un sistema eléctrico más robusto y sostenible.

El Plan de Transmisión (PT), elaborado por el COES, analiza las congestiones y problemas operativos que presentaría el sistema de transmisión en diferentes escenarios. Las congestiones son cuantificadas mediante las sobrecargas, las horas de congestión y energía no servida, como resultado de las simulaciones de la operación económica del SEIN. Asimismo, los problemas operativos de desempeño y confiabilidad se identifican mediante análisis eléctricos que contempla las sobrecargas, problemas de tensión y problemas de falta de estabilidad.

Conforme se indica el Informe COES/DP-02-2022 publicado por el COES, el sistema troncal de transmisión del SEIN a 500 kV debe planificarse con un enfoque geográfico y temporal de largo plazo, abarcando las principales zonas de demanda y oferta eléctrica, actuales y futuras. En ese sentido, los planes de transmisión se elaboran con base en necesidades regionales y a un horizonte de 10 años. En el **Gráfico 4**, se muestra la Evolución de la Estructura del Sistema de Transmisión 500 kV del SEIN hasta el Plan 2023-2032.

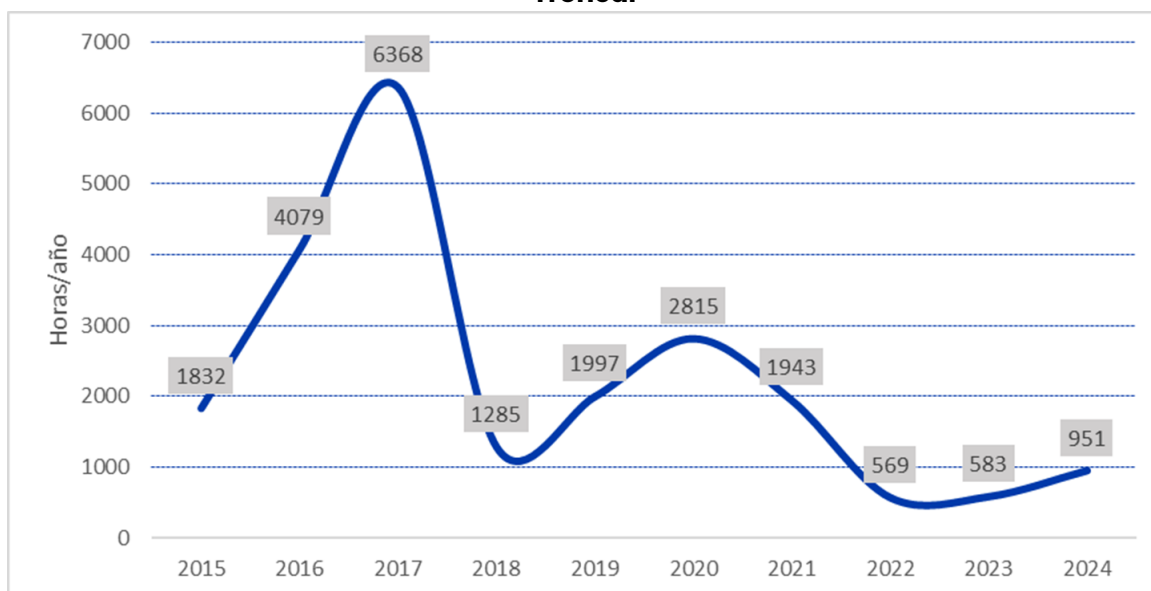
Gráfico 4. Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV

Fuente: Informe COES/DP-02-2022. Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.

- Desempeño del Sistema de Instalación de Transmisión de Conexión (ITC) e inversiones**

En relación con la congestión de las líneas de transmisión, medida en función de la cantidad de horas al año, se observa un desempeño progresivamente favorable. De acuerdo con los reportes de operación del COES, las horas de congestión registraron un máximo en 2017, alcanzando las 6,368 horas/año. Sin embargo, hacia el cierre del 2024, esta cifra se redujo a 951 horas/año, lo que evidencia una mejora sustancial en la gestión del sistema de transmisión, tal como se muestra en el **Gráfico 5**.

Gráfico 5. Congestión de los principales equipos de transmisión del SEIN – Sistema Troncal



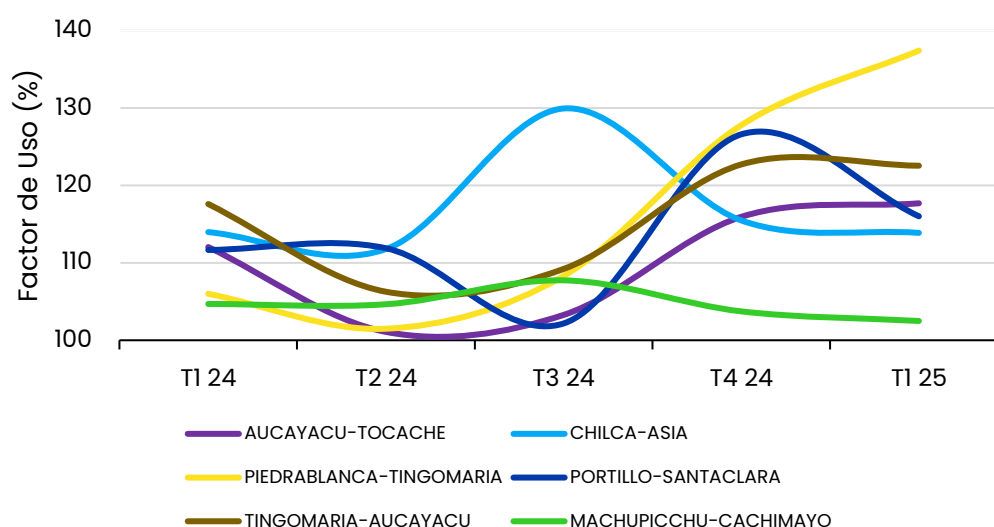
Fuente: Elaborado en base a los reportes post operación del COES.

Antes de abordar el análisis de desempeño de las líneas de transmisión, es fundamental comprender el concepto de factor de uso, el cual refleja el grado de utilización de la capacidad nominal de una línea de transmisión. Este indicador se calcula como la razón entre la máxima corriente registrada y la corriente nominal. Una vez determinado el factor de carga, se procede con su interpretación operativa, a fin de identificar si una línea ha operado de manera sostenida cerca de su límite nominal o lo ha sobrepasado, lo cual permite clasificarla como “a punto de congestionarse” o “congestionadas”.

A partir del análisis de los reportes de instalaciones de transmisión en alerta, elaborado por la División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de Supervisión de Energía (GSE), se identificó que durante el 2024 y primer trimestre del 2025, solo alrededor del 4% de las líneas registraron factores de uso superior al 100%. No obstante, a partir del análisis del **Gráfico 6**, se advierte un patrón recurrente en determinadas líneas que, desde el primer trimestre de 2024, han presentado factores de uso superiores al 100%, lo cual sugiere una creciente presión sobre su capacidad de transmisión. Este fenómeno, aunque no generalizado, evidencia posibles problemas en áreas específicas del sistema eléctrico.

Un caso representativo de un factor de uso por encima de 100%, es el que presenta la línea Piedra Blanca – Tingo María cuyo factor es igual a 137.42%, existe otras líneas como Aucayacu – Tocache (L-1124), al primer trimestre del 2025, alcanzó un factor de uso de 117.69%, lo cual pone de relieve un alto nivel de estrés operativo en este tramo de la red de transmisión. Es importante el monitoreo del factor de uso, para anticiparse a futuras limitaciones estructurales en el sistema y la necesidad de reforzamientos o ampliaciones de capacidad en determinados corredores eléctricos.

Gráfico 6. Factor de uso por encima de su capacidad: Líneas reincidentes

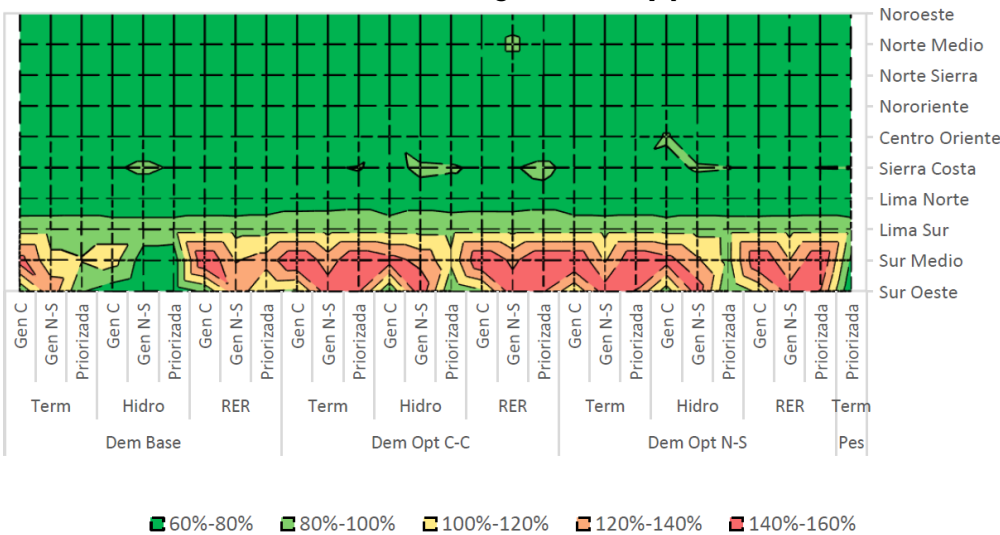


Fuente: Elaborado en base a los catálogos de instalaciones en alerta – Osinergrmin.

• Desempeño del SEIN mediante análisis energético

Este análisis consiste en identificar problemas de congestiones en las líneas de transmisión correspondiente al sistema troncal de transmisión, mediante un diagnóstico en base a diferentes escenarios como el base y el optimista. En la siguiente **Gráfico 7** se muestran un resumen de las sobrecargas máximas de líneas y transformadores en 500kV agrupadas por partes y por cada nudo de generación-demanda, para el año de corte 2030 mostrado en el PT 2025-2034.

Gráfico 7. Resumen de nivel de carga del SEIN y por escenario, 2030



Fuente: Plan Vinculante. Propuesta definitiva de actualización del plan de transmisión 2025–2034. COES.

Este análisis muestra los problemas de congestiones en algunas líneas de transmisión. Se observa, por ejemplo, sobrecargas aisladas en la zona Sur Medio, y prácticamente ninguna en el resto del sistema. Luego de ello se, el Plan elabora propuesta para el aumento de la capacidad de Transformación 500/220 kV, esto permite la inyección de energía renovable a la red troncal 500 kV para abastecer la demanda del SEIN, mejorando la utilización de las líneas en 500 kV, de esa manera se permite atender a los nuevos proyectos de centrales solares. En ese sentido, con la implementación de los proyectos vinculantes propuestos se obtiene el resultado de nivel de carga del SEIN regresa a niveles no sobrecargados.

Por otro lado, el Plan de Inversiones en Transmisión (PIT), supervisado periódicamente por Osinergmin, se elabora cada cuatro años y está orientado a las instalaciones de los Sistemas Secundario de Transmisión (SST) y Complementario de Transmisión (SCT). La fiscalización de este plan se enmarca en la Resolución N° 091-2021-OS/CD, mientras que el plan vigente corresponde al aprobado mediante la Resolución N° 112-2024-OS/CD, aplicable para el periodo 2025–2029.

Según lo establecido en el Informe Técnico N° DSE-SIE-245-2025, el alcance del PIT está directamente relacionado con las áreas de demanda, donde las empresas que operan en una misma zona coordinan la planificación de las redes. Es crucial destacar que la implementación de este plan es de carácter obligatorio. El **Cuadro 1** detalla el estado de avance de estos planes en diferentes periodos.

Cuadro 1. Estado de avance de ejecución de los PIT

PIT	Elementos									
	Total	Concluidos %	Concluidos en Servicio	%	Concluidos Sin Servicio	%	Ejecución Obra Física	%	Sin Avance	%
2025-2029	677	0.00	0	0.00	31	4.58	10	1.48	646	93.94
2021-2025	517	38.49	199	38.49	19	3.68	90	17.41	209	40.43
2017-2021	1034	58.32	603	58.32	62	6.00	82	7.93	287	27.76
2013-2017	1030	88.35	910	95.24	86	8.35	26	2.52	8	0.78

Fuente: Informe Técnico N° DSE-SIE-245-2025. Junio 2025.

Aunque los PIT de los periodos 2013-2017 y 2017-2021 culminaron con avances del 88.35% y 58.32%, respectivamente; el PIT 2021-2025 registra, a junio de 2025, un avance de apenas 38.49%. Al desagregar por tipo de empresa, se observa que las compañías privadas presentan un mayor nivel de ejecución respecto a las públicas. No obstante, en ninguno de los periodos evaluados se alcanzó el 100% de cumplimiento, lo que evidencia un desafío estructural en la capacidad de ejecución de inversiones del sector eléctrico.

Cuadro 2. Resultados de los avances de los PIT por tipo de empresa

Avance	PIT			
	2025-2029	2021-2025	2017-2021	2013-2017
FONAFE	0.00%	12.61%	29.42%	85.32%
PRIVADAS	0.00%	57.87%	87.55%	91.33%

Fuente: Informe Técnico N° DSE-SIE-245-2025. Junio 2025.

En el informe mensual de agosto del 2023, se habían identificados algunos factores que venían limitando la puesta en desarrollo de la infraestructura contemplada en los planes. El documento identifica como principales problemas en la ejecución de los proyectos de transmisión eléctrica los retrasos generados por la complejidad normativa y los procedimientos administrativos. Muchos proyectos que buscaban reforzar activos existentes fueron reclasificados como nuevos debido a superar los límites económicos establecidos, lo que obligó a iniciar nuevos procesos de licitación ante el MINEM y Proinversión.

Además, el marco regulatorio actual exige informes más detallados y una mayor interacción institucional, lo que ha extendido significativamente los plazos de adjudicación —pasando de 14 a más de 30 meses— y de puesta en servicio —de 12 a entre 24 y 36 meses—. Estas demoras provocan una sobrecarga en las instalaciones existentes, elevando los riesgos operativos y generando costos adicionales que finalmente se trasladan a los usuarios mediante aumentos tarifarios.

Otro problema importante identificado es la falta de eficiencia en la gestión y financiamiento de las empresas concesionarias, especialmente las pertenecientes al FONAFE, que enfrentan dificultades para cumplir con los cronogramas de inversión. A ello se suman garantías de fiel cumplimiento con plazos excesivos (hasta 10 años después de la entrada en servicio), lo que contribuye a la rigidez y lentitud del sistema. En conjunto, estos factores —la rigidez normativa, la burocracia en los trámites, los problemas de financiamiento y las deficiencias en la planificación— afectan negativamente la confiabilidad, seguridad y economía del sistema eléctrico nacional, en un contexto donde se prevé una creciente integración de energías renovables que demandará aún mayor eficiencia en la ejecución de los proyectos.

4. Discusión

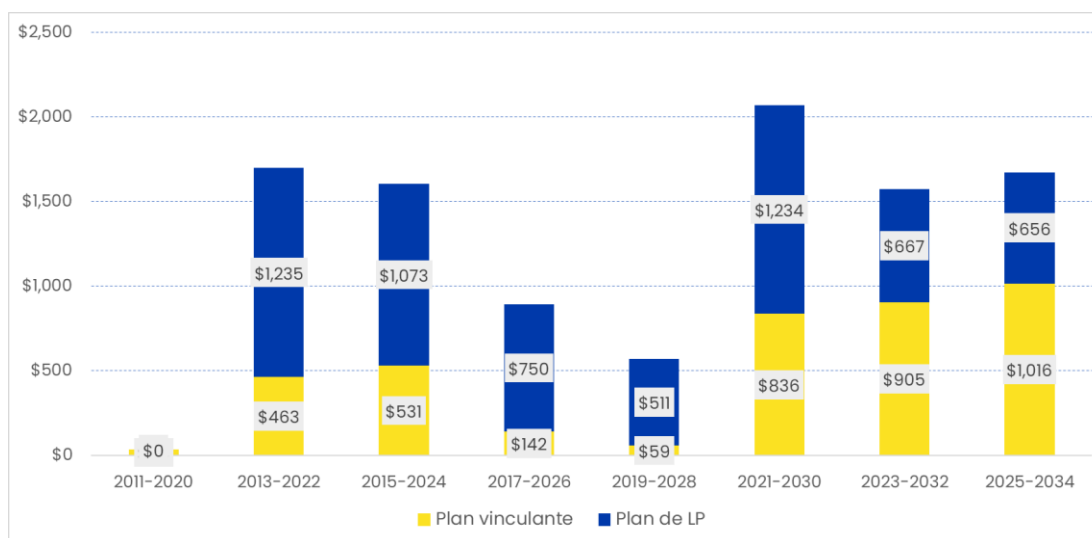
- **Evolución de las inversiones vinculantes y de largo plazo por cada plan de transmisión**

Al analizar la evolución de las inversiones totales (proyectos vinculantes y de largo plazo) planificadas en cada Plan de Transmisión, se observa que el de mayor inversión planificada fue el PT 2021–2030, con un total de US\$ 2,070 millones, seguido del PT 2013–2022 con US\$ 1,698 millones y del PT 2025–2034 con US\$ 1,672 millones.

En el caso del PT 2011–2020, la inversión correspondió íntegramente a proyectos vinculantes, mientras que en los planes posteriores se distribuyó entre proyectos vinculantes y de largo plazo. No obstante, se aprecia una tendencia creciente en la participación relativa de los proyectos vinculantes dentro de la inversión total en los últimos tres planes, lo cual refleja una mayor prioridad hacia obras con impacto inmediato en el sistema, donde el 61% del total de proyectos vinculantes corresponde al PT 2025–2034, el porcentaje más alto; en contraste con el 10% de proyectos vinculantes del PT 2019–2028.

La implicancia principal de este mayor peso de los proyectos vinculantes se traduce en una reducción de la congestión de las redes y, en consecuencia, en un mejor desempeño operativo del sistema de transmisión.

Gráfico 8. Dinámica de las inversiones vinculantes y de largo plazo por cada Plan de Transmisión



Fuente: Elaborado en base a los planes de transmisión del COES.

• Evolución de la demanda real versus la demanda proyectada por cada plan de transmisión

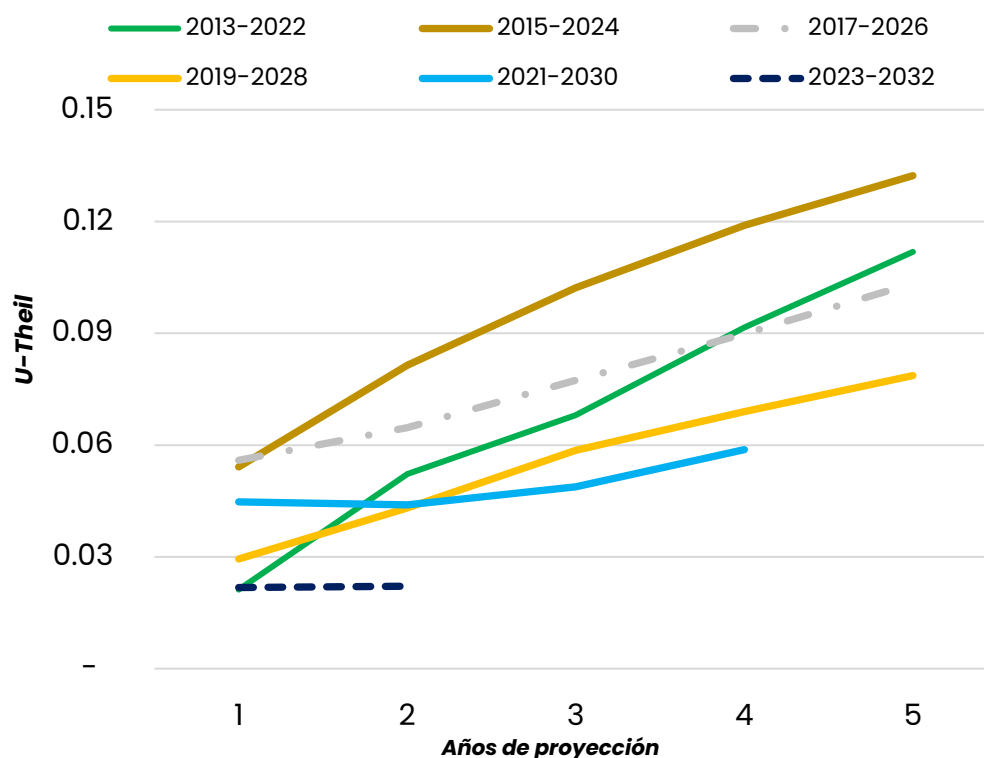
Analizar las proyecciones de demanda es clave en la elaboración de los planes de transmisión, ya que permite dimensionar adecuadamente la infraestructura eléctrica y anticipar las necesidades futuras del sistema. Una opción para evaluar su precisión es mediante el índice U de Theil, que cuantifica la desviación entre los valores proyectados y los observados. Este indicador es importante porque permite medir objetivamente la capacidad predictiva de las proyecciones, identificar posibles sesgos y fortalecer la confiabilidad del planeamiento eléctrico.

Los resultados recientes —que muestran una disminución del índice U de Theil en los planes de transmisión más actuales— sugieren avances en la calidad de las proyecciones, atribuibles a la mejora de los modelos y a la incorporación de datos más detallados y actualizados. En este sentido, es recomendable institucionalizar estas prácticas, promoviendo la integración de metodologías de modelación dinámica, análisis de escenarios y seguimiento continuo de la demanda real.

Finalmente, el análisis sistemático de este indicador debería complementarse con la creación de un repositorio histórico de proyecciones y resultados observados. Esto permitiría fortalecer

la trazabilidad y la transparencia del planeamiento, facilitando la identificación de tendencias estructurales en el comportamiento de la demanda eléctrica y fomentando decisiones más resilientes frente a cambios económicos, tecnológicos o regulatorios en el mediano y largo plazo.

Gráfico 9. Evaluación de la U-Theil según cada Plan de Transmisión



Fuente: Elaborado en base a los planes de transmisión del COES.

De manera complementaria a partir de los avances en política energética, se debería monitorear el porcentaje de avance de políticas como la electromovilidad, eficiencia energética y generación distribuida para analizar la factibilidad de incorporar estos factores dentro de la modelación de las proyecciones de la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo.

5. Conclusiones

En conclusión, el informe evidencia que el sistema eléctrico peruano ha mostrado avances significativos en materia de diversificación de la matriz de generación, estabilidad del consumo y mejora del desempeño operativo de la red de transmisión. La evolución positiva del factor de carga y la reducción de las horas de congestión reflejan una mayor eficiencia en el uso de la infraestructura existente y una mejor gestión técnica del sistema. Sin embargo, el crecimiento más moderado de la demanda eléctrica y la aparición de nuevos patrones de consumo, asociados a la electrificación y a las energías renovables, plantean la necesidad de una planificación más flexible y anticipatoria, capaz de adaptarse a escenarios cambiantes y a nuevas formas de demanda energética.

Pese a estos avances, persisten problemas estructurales en la ejecución de los proyectos de transmisión, vinculados principalmente a la complejidad normativa, los prolongados procedimientos administrativos y las limitaciones de financiamiento, especialmente en empresas públicas bajo el ámbito de FONAFE. Estos factores han generado retrasos significativos en los cronogramas de los Planes de Inversión en Transmisión (PIT), afectando la oportunidad de las obras y, por ende, la confiabilidad y economía del sistema eléctrico. La necesidad de optimizar los procesos de licitación, fortalecer la coordinación interinstitucional y agilizar los trámites regulatorios se presenta como un componente esencial para mejorar la ejecución de las inversiones y evitar sobrecargas en la red.

6. Recomendaciones

Regulatorias

- Recomendar que los Planes de Transmisión incluyan escenarios de eficiencia energética y transición energética (alineados con la Política Energética Nacional y compromisos climáticos).
- Revisar la normativa o los informes de opinión para que los proyectos vinculantes prioricen en su análisis no solo la reducción de congestión, sino otras medidas como el crecimiento de la Generación RER y la resiliencia de la red.

Técnicas

- Implementar modelos de simulación probabilística de demanda que reflejen incertidumbre y volatilidad, en lugar de escenarios lineales crecientes.

Cambios requeridos en la planificación e institucionalidad

Planificación

- Evolucionar hacia un enfoque integral de red que incorpore transmisión, distribución y generación distribuida.
- Introducir el concepto de flexibilidad en la planificación de tal manera de considerar como parte de los escenarios las tecnologías emergentes (baterías, redes inteligentes).

7. Referencias

- Congreso de la República. (27 de Setiembre de 1991). Decreto Legislativo N.º 674.
- ApNews. (22 de Julio de 2025). UN says booming solar, wind and other green energy hits global tipping point for even lower costs. Obtenido de <https://apnews.com/article/climate-change-solar-wind-power-fossil-fuels-6aca4846e594ea8405f91edda39a03ad>
- Coes. (2025). Plan Vinculante. Propuesta definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2025 - 2034.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2025). ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO (MRFO) DEL SEIN PERIODO 2025-2028.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (Junio de 2025). Indicadores BI Datos Históricos. Obtenido de Portal Web del Coes: <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>
- Congreso de la República del Perú. (19 de Noviembre de 1992). Decreto Ley N.º 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas. Diario Oficial El Peruano.
- Congreso de la República del Perú. (2018). Ley N.º 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas. Diario Oficial El Peruano. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5492622/4898033-ley-nro-30705.pdf?v=1701195222>
- El Congreso de la República. (13 de Julio de 2000). Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- El Congreso de la República. (23 de Julio de 2006). Ley N° 28832 – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. Diario El Peruano.

- Ember. (4 de Julio de 2025). European heatwaves push up daily power demand by up to 14%. Obtenido de <https://ember-energy.org/latest-updates/european-heatwaves-push-up-daily-power-demand-by-up-to-14/>
- Ministerio de Energía y Minas. (1 de marzo de 2011). Resolución Ministerial N.º 0111-2011-MEM. Diario El Peruano.
- Ministerio de Energía y Minas. (10 de Julio de 2025). Energía limpia para el Perú: MINEM amplía central solar en Arequipa a 309 MW con inversión superior a US\$ 250 millones. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/1206587-energia-limpia-para-el-peru-minem-amplia-central-solar-en-arequipa-a-309-mw-con-inversion-superior-a-us-250-millones>
- Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería. (25 de Febrero de 2025). Osinergmin-026-2025-OS-CD.
- Osinergmin. (2024). Informe Técnico N° DSE-STE-290-2024 - Catálogo: Instalaciones de transmisión en alerta.
- Osinergmin. (2024). Informe Técnico N° DSE-STE-516-2024 - Catálogo: Instalaciones de transmisión en alerta.
- Osinergmin. (2024). Informe Técnico N° DSE-STE-58-2024 - Catálogo: Instalaciones de transmisión en alerta.
- Osinergmin. (2024). Informe Técnico N° DSE-STE-788-2024 - Catálogo: Instalaciones de transmisión en alerta.
- Osinergmin. (2025). COMPENDIO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EJECUCIÓN. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf
- Osinergmin. (2025). INFORME TÉCNICO N° DSE-SIE-307-2025 - PLAN DE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN DE LOS SST Y SCT.
- Osinergmin. (2025). Informe Técnico N° DSE-STE-578-2024 - Catálogo: Instalaciones de transmisión en alerta.
- Reuters. (17 de Julio de 2025). Spain's Zelestra aims to power Peru mines with \$1 billion renewables investment. Obtenido de <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/spains-zelestra-aims-power-peru-mines-with-1-billion-renewables-investment-2025-07-17/>

SECTOR MINERO

Resumen de coyuntura mensual

Internacional	
1	El anuncio de un arancel del 50% al cobre refinado importado por parte de EE.UU. representó un punto de inflexión geoeconómico con implicancias severas para las cadenas de suministro globales y la arquitectura del mercado de metales.
2	La imposición de aranceles estadounidenses al cobre no solo alteró la lógica comercial del insumo más crítico de la transición energética, sino que instala un lastre estructural sobre la competitividad industrial de EE.UU.
3	El sector inmobiliario chino continúa dando señales de fragilidad estructural.
4	Bloomberg señaló una contundente reconfiguración del comercio global: China ha desplazado a EE.UU. como socio clave de los mercados emergentes.

Nacional	
1	En un año marcado por la tensión geopolítica y la volatilidad de los commodities, el sector minero peruano revela dos estrategias contrastantes pero complementarias.
2	La admisión del ministro de Economía de que la minería ilegal representa 2.7% del PBI (USD 3,500 MM en oro no trazado) subraya la creciente metástasis de un fenómeno que ha desbordado las estadísticas formales y contamina incluso las cifras de exportación.
3	El EBITDA de Southern Copper podría caer entre 7% y 10% por menores precios provisionales y monedas locales fuertes, aunque los sólidos flujos de caja permitirían reducir deuda y mantener dividendos, mientras el mercado observa posibles ajustes en producción y gasto de capital.
4	En su presentación de resultados del 2T25, Buenaventura refuerza su perfil como productor resiliente y disciplinado en costos, mientras acelera su transformación hacia un operador más integrado.

Capacidad del Perú para absorber su cartera minera: diagnóstico de brechas de infraestructura, permisos, trámites y sostenibilidad social

El Ministerio de Energía y Minas publica anualmente una cartera de proyectos mineros que se amplía o reduce en función de la aparición de nuevas oportunidades de inversión, de la materialización de alguna de ellas o de su retirada. En este informe se ha tomado un subconjunto de dichos proyectos (21) que tienen fecha de inicio o de ejecución, describiendo su importancia en términos de la inversión planeada y se han analizado los retos y amenazas a los que se enfrentan. Dichos retos están asociados a la demanda de energía, de agua, de carreteras de transporte, así como al desarrollo de puertos y ferrocarriles que ayudarán a exportar los minerales. Por último, se analizan otras amenazas a las que se enfrentan los proyectos como la excesiva carga de permisos y autorizaciones, y los conflictos sociales que les afectan.

1. Descripción de la cartera de proyectos del MINEM

La cartera de proyectos de inversión minera 2025 publicada por el Ministerio de Energía y Minas² contempla 67 proyectos mineros distribuidos en 19 departamentos que representan una inversión aproximada de US\$ 64 071 millones. Estos proyectos pertenecen a empresas de gran y mediana minería para concesiones metálicas y no metálicas e incluyen proyectos *greenfield* (31 proyectos) y *brownfield* (36 proyectos). (Ver **Cuadro 1** para las definiciones y el anexo N° 7 para la información sobre la Cartera de Proyectos).

Para que un proyecto se incluya en la cartera de inversión, estos deben cumplir tres requisitos: tener un CAPEX de construcción mayor a US\$ 70 millones, la fecha de puesta en marcha³ deber estar al menos dentro de los 12 años próximos, y, por último, el proyecto debe estar en una

² Cartera de Proyectos de Inversión Minera 2025, Ministerio de Energía y Minas. Primera edición - Lima - abril de 2025. Disponible en: <https://www.gob.pe/Minem>.

³ La "puesta en marcha" es un período de tiempo de pruebas de los componentes, sistemas productivos, sistemas de gestión, gestión de recursos humanos, que sirve para realizar los ajustes necesarios a fin de conseguir que la producción se inicie manera segura y óptima.

etapa de exploración avanzada, es decir, que debe contar con certificación ambiental y con la autorización de inicio de actividades de explotación.

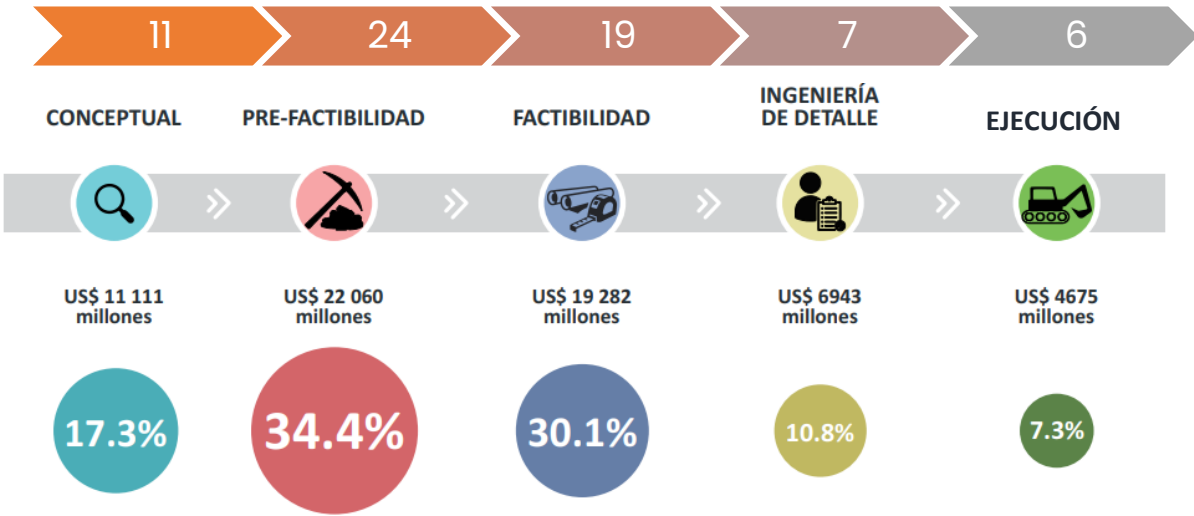
Cuadro 1: Tipos de proyectos mineros

Nº	Tipo de proyecto	Definición
1	<i>Greenfield</i>	Requieren del asentamiento en un nuevo espacio geográfico, desarrollo de nueva infraestructura e instalaciones.
2	<i>Brownfield</i>	Desarrollo en áreas en donde existen actividades mineras e implican cambios sustanciales en los procesos productivos.
	2.1 Nuevos	Son proyectos en las operaciones actuales que contemplan un cambio sustancial en el proceso productivo, que implica el desarrollo y explotación de un nuevo yacimiento.
	2.2 Ampliación	Son proyectos que buscan ampliar la capacidad de procesamiento actual mediante la instalación de nuevos componentes, instalaciones adicionales y/o mejoras tecnológicas.
	2.3 Reposición	Buscan mantener y/o aumentar la capacidad productiva actual mediante el desarrollo de nuevas zonas de explotación debido a la caída de leyes y/o al agotamiento de las reservas.
	2.4 Reaprovechamiento	Son proyectos cuyo objetivo principal es reaprovechar los relaves que contienen minerales económicamente rentables.
	2.5 Optimización	Buscan incorporar mejoras operacionales o tecnológicas a fin de mejorar la eficiencia, reducir costos o aumentar el rendimiento sin cambiar la capacidad instalada.

Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La **Ilustración 1** muestra el número de proyectos en cada etapa, así como la inversión en activos, CAPEX. Se observa que, de los 67 proyectos, 11 se encuentran en etapa conceptual (US\$ 11 111 millones), 24 en etapa de prefactibilidad (US\$ 22 060 millones), 19 en etapa de factibilidad (US\$ 19 2892 millones), 7 con ingeniería de detalle (US\$ 6943 millones) y 6 en ejecución (US\$ 4675 millones).

Ilustración 1: Número de proyectos por etapa de avance y montos de inversión



Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Respecto a la ubicación, Cajamarca lidera la lista con 8 proyectos que representan el 26.1% de la inversión en cartera, seguido de Apurímac y Arequipa, con 7 (18.6%) y 6 proyectos (13.2%), respectivamente.

2. Caracterización de la cartera seleccionada para el análisis

De los 67 proyectos analizados, 21 registran la inversión más próxima a materializarse (US\$ 19 704 millones de CAPEX que representa el 31% de la cartera total de inversión) dado que son proyectos que ya están ejecutándose o tienen fecha próxima de inicio de ejecución entre el 2025 y 2029. Además, son proyectos cuya fecha de “puesta en marcha” se estima entre el 2025 y 2032. Este informe analizará estos 21 proyectos cuya información detallada se presenta en el anexo a este informe.

Ilustración 2: Etapas de avance de los proyectos

Conceptual	Pre-factibilidad	Factibilidad	Ingeniería de detalle	Ejecución
Estudios económicos preliminares, a fin de definir recursos naturales.	- Por lo menos han iniciado el EIA para actividades de explotación. - Estudios concluidos de pre-factibilidad.	- Tienen estudios de factibilidad concluidos. - Tienen aprobación del EIA por parte del SENACE.	- Tienen iniciado el estudio de ingeniería de detalle. - Han ingresado la solicitud de autorización de inicio de actividades de explotación o la de concesiones.	Ya iniciaron o están por iniciar la ejecución de las inversiones, después de obtener los permisos y/o autorizaciones necesarias.

Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE–Osinergmin.

De los 21 proyectos, 8 son proyectos *greenfield* y 13 son *brownfield*, con inversiones totales de US\$ 8552 millones y US\$ 11 151 millones, respectivamente. Entre los proyectos nuevos resaltan Zafranal (US\$ 1900 millones), Tía María (US\$ 1802), ambos relacionados a cobre y ubicados en Arequipa; Pampa de Pongo (US\$ 1781 millones) proyecto de hierro ubicado también en Arequipa y Trapiche (US\$ 1038 millones) proyecto de cobre ubicado en Apurímac.

Ilustración 3: Proyectos priorizados por etapa de avance



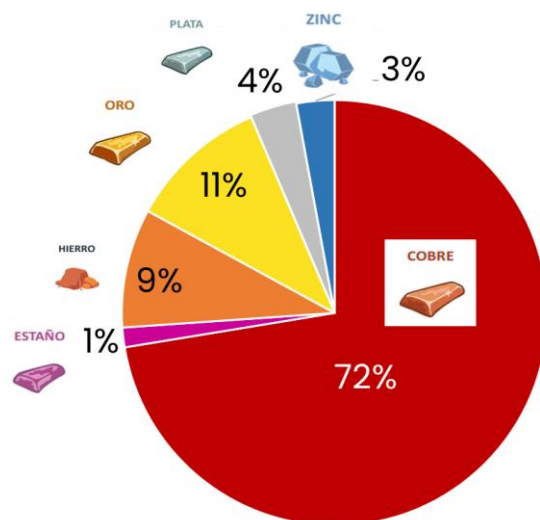
Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE–Osinergmin.

Respecto a la etapa de avance, la Ilustración 3 muestra que 5 proyectos están en etapa de ejecución, 5 en ingeniería de detalle y 9 en etapa de factibilidad; los otros 2 se encuentran en etapa conceptual y de prefactibilidad. Los proyectos que se están ejecutando son: San Gabriel (US\$ 650 millones) que inició en el 2022; Reposición Inmaculada (US\$ 1319 millones) y Ampliación Toromocho (US\$ 815 millones) que iniciaron en el 2023; Reposición Antamina (US\$ 1604 millones) y Romina (US\$ 147 millones) que iniciaron en el 2024.

Entre los proyectos en la etapa de Ingeniería de detalle, destacan por el monto de inversión: Tía María (US\$ 1802 millones) que inicia ejecución este año y Reposición Ferrobamba (US\$ 1753 millones) que iniciará ejecución en el 2026. En la etapa de factibilidad, destacan Optimización Cerro Verde (US\$ 2100 millones), Zafranal (US\$ 1900 millones) y Pampa de Pongo (US\$ 1781 millones).

Respecto al tipo de mineral principal, 11 corresponden a proyectos de cobre con una inversión de US\$ 14 268 millones que representan más del 70% de la cartera de inversión, 3 son de oro (US\$ 2096 millones), 3 de zinc (US\$ 568 millones), 2 de plata (US\$ 697 millones) y los otros dos de hierro y estaño, con US\$ 1781 millones y US\$ 294 millones, respectivamente. Ver **Gráfico 1**.

Gráfico 1: Inversión de proyectos, según tipo de mineral principal

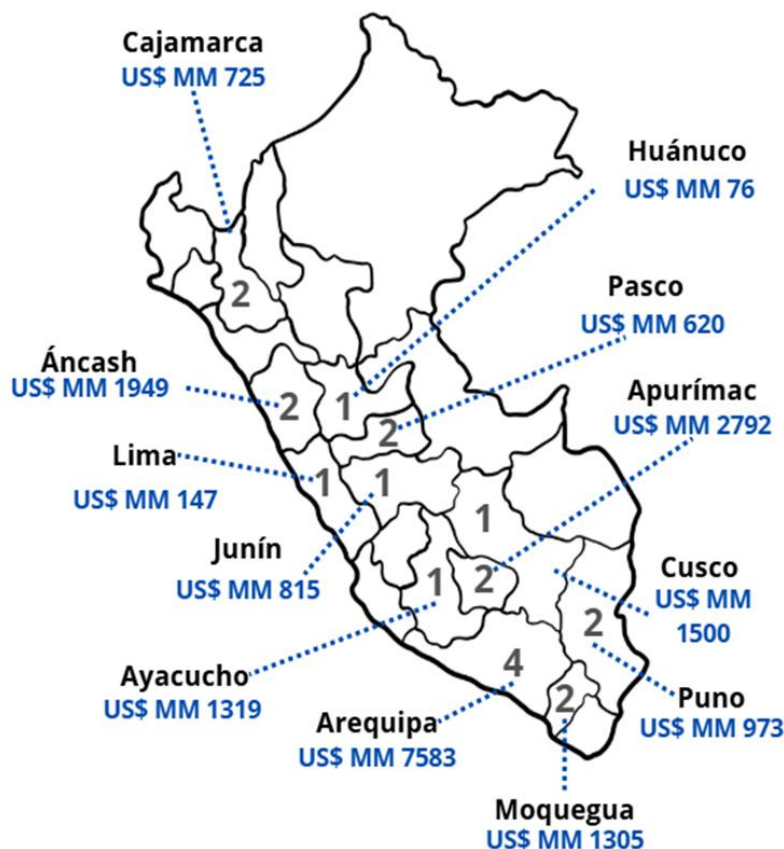


Inversión total: US\$ 19 704 millones.

Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En cuanto a la ubicación de los proyectos, el **Mapa 1** muestra que los 21 proyectos priorizados se encuentran distribuidos en 12 departamentos a nivel nacional. Arequipa lidera la lista con 4 proyectos (3 de cobre y 1 de hierro) valorizados en US\$ 7583 millones que representan el 38% de la cartera de inversión. Le siguen Apurímac y Áncash con 2 proyectos cada uno que suman una inversión de US\$ 2792 millones y US\$ 1949 millones, respectivamente.

Mapa 1: Inversiones según ubicación del proyecto



Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

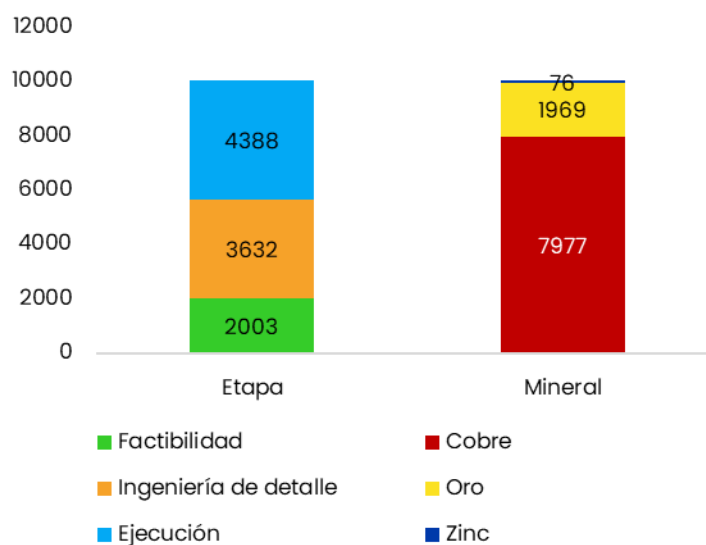
3. Análisis de las brechas identificadas

3.1. Conflictos sociales en las áreas de influencia

A partir de la información del reporte de conflictos sociales de la Defensoría del Pueblo⁴, se ha identificado que las empresas de 9 de los 21 proyectos analizados afrontan conflictos socioambientales.

En total, estas empresas afrontan 32 conflictos socioambientales a nivel nacional, de los cuales 24 corresponden al distrito o provincia en donde se desarrolla o desarrollará alguno de los 9 proyectos mencionados (22 activos y 2 latentes). En consecuencia, se identifica que un total de US\$ 10 000 millones en inversión CAPEX de los nueve proyectos podrían ser afectados. De estos, más de US\$ 4000 millones corresponden a proyectos en etapa de ejecución y US\$ 8000 millones (80%) a proyectos cuyo producto principal es el cobre (ver **Gráfico 2**).

Gráfico 2: Inversión de proyectos con conflictos en su distrito y/o provincia asociados a la empresa operadora (millones de dólares)



Fuente: MINEM y Defensoría del Pueblo. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

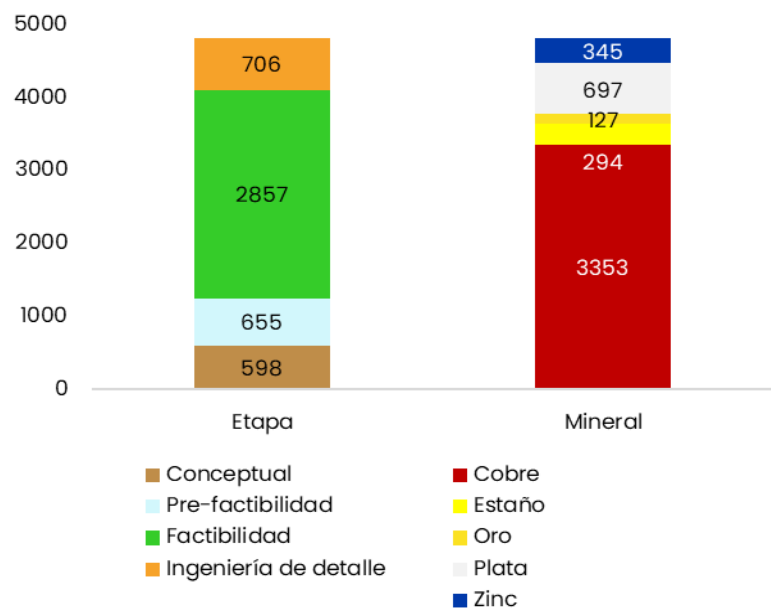
⁴ Defensoría del Pueblo. Reporte de Conflictos Sociales N° 254 Abril 2025. Disponible en: https://www.defensoria.gob.pe/wp-content/uploads/2025/05/Reporte-Mensual-de-Conflictos-Sociales-N%C2%B0-254-Abr_2025.pdf

Las regiones asociadas a estos nueve proyectos con mayor inversión comprometida son las de Arequipa, Apurímac, Áncash, Cusco y Ayacucho, las cuales totalizan el 80%.

La naturaleza de los conflictos está relacionada, principalmente, al temor a potenciales afectaciones ambientales, el reconocimiento de derechos, el incumplimiento de compromisos sociales y ambientales por parte de las empresas mineras, la oposición a la modificación de instrumentos ambientales y peticiones de compensaciones.

Adicionalmente, otros ocho proyectos están ubicados en una provincia o distrito donde existe al menos un conflicto socioambiental minero, pero no asociado a la empresa operadora. En total, se identificaron 11 conflictos (9 activos y 2 latentes). Estos proyectos totalizan una inversión ligeramente superior a los US\$ 4800 millones, 70% asociados a cobre, 59% en etapa de factibilidad (ver **Gráfico 3**).

Gráfico 3: Inversión de proyectos con conflictos en distrito y/o provincia no asociados a la empresa operadora (millones de dólares)



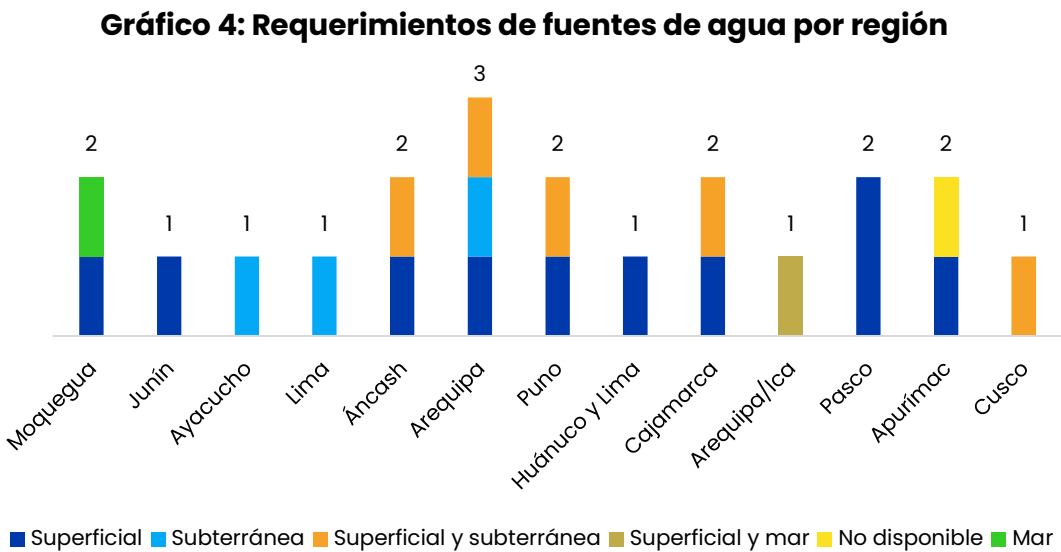
Fuente: MINEM, Defensoría del Pueblo. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En síntesis, 17 de los 21 proyectos afrontan o se encuentran cerca de un conflicto socioambiental, con una inversión de US\$ 14.8 mil millones, 76% asociado a proyectos de cobre, 30% en etapa de ejecución, 29% en ingeniería de detalle y 33% en factibilidad. Esto representa

un potencial riesgo de retraso para la ejecución y viabilidad de los proyectos de corto y mediano plazo en el sector minero.

3.2. Requerimientos de agua

Un requerimiento que se desprende del análisis de la cartera de proyectos se relaciona con el agua, un recurso crucial que se usa tanto en las fases productivas como en los campamentos mineros. Es uno de los requerimientos más sensibles al momento de conseguir las licencias ambientales y sociales. En el **Gráfico 4** se puede notar que la región Arequipa enfrenta la mayor presión sobre el recurso hídrico con 3 proyectos que iniciarán marcha. Uno de ellos utilizará aguas de superficie, otro usará agua de superficie y subterránea y un tercero, agua subterránea, solamente. En el resto de regiones iniciarán 1 o 2 proyectos que usarán alguna de las fuentes superficiales o subterráneas o una combinación de ellas. En Moquegua iniciará 1 proyecto usando agua tratada de mar (Los Calatos, *greenfield*, cobre). Por último, entre las regiones de Arequipa e Ica, Pampa de Pongo usará una combinación de aguas de superficie y de mar (hierro, *greenfield*).



Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3.3. Requerimientos de transporte marítimo

Según los datos abiertos de la Autoridad Portuaria Nacional (APN), durante el 2024 el volumen de carga a granel sólido de minerales a nivel portuario ascendió a 40.15 millones de TM. Este

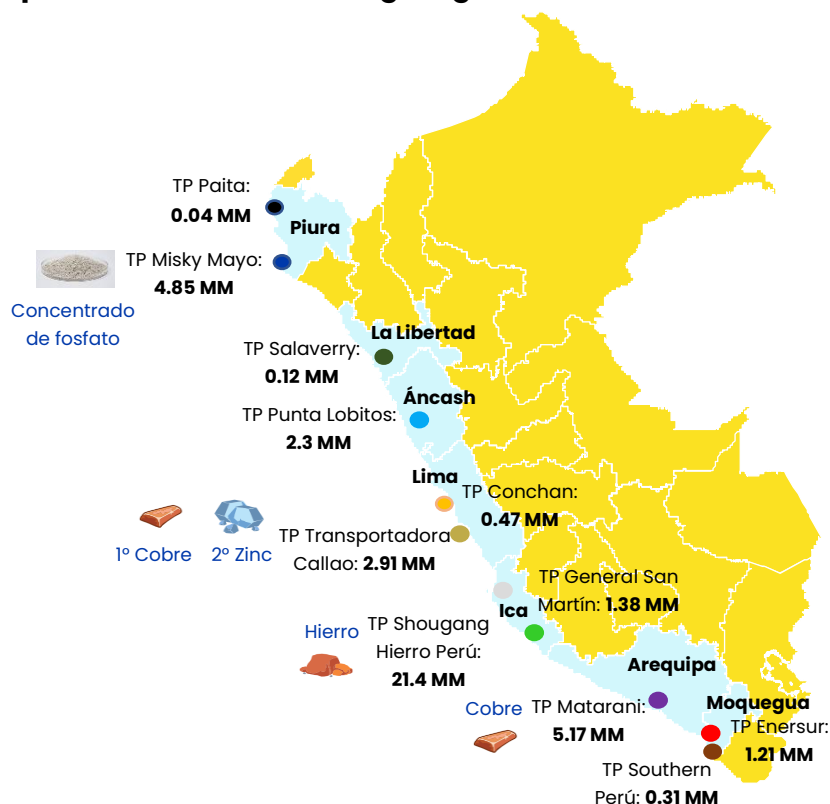
volumen corresponde principalmente exportaciones. El terminal portuario con mayor movimiento de carga es el de Shougang Hierro Perú con 21.4 millones de TM, equivalente al 53% respecto del total. Este terminal está ubicado en el distrito de San Nicolás, provincia de Nazca, región Ica y es de uso privado, por lo que se encarga primordialmente del transporte de hierro.

En segundo lugar, se ubica el terminal portuario de Matarani con 5.17 millones de toneladas (13%). Según el Informe de Desempeño de 2024, elaborado por Ositrán, este terminal está operado por el Terminal Internacional del Sur S.A. (TISUR) desde 1999. Se encarga del manejo de carga de contenedores y carga en general (metales, granos, fertilizantes, químicos, entre otros). Respecto de los metales, moviliza prioritariamente concentrados de cobre, siendo las principales empresas exportadoras: Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A., Compañía Minera Las Bambas S.A.A. y Compañía Minera Antapaccay S.A.A. Dado que muchos de los proyectos de la cartera de minería se ubican en el sur (Arequipa, Moquegua, Cusco, Apurímac y Puno) y representan una inversión importante, este puerto y el de Ilo tomarían mayor relevancia en los próximos años.

En tercer lugar, se encuentra el terminal portuario de Misky Mayo con un movimiento de 4.85 millones de TM. Este terminal se ubica en Bayóvar, en el distrito y provincia de Sechura, región Piura. Se encarga de la producción de concentrados de fosfatos, mineral no metálico que sirve para elaborar fertilizantes⁵.

Finalmente, en cuarto lugar, tenemos al terminal de embarque de concentrados de minerales del Callao con 2.91 millones de TM. Según Ositrán, este terminal corresponde a una iniciativa privada operada por Transportadora Callao S.A. desde el 2011. Los principales metales que se exportaron en el 2024 fueron: cobre (50.5%), zinc (30%) y plomo (3.9%). Las empresas que movilizaron mayor carga de mineral son Trafigura Perú S.A.C, Minera Chinalco Perú S.A. y Glencore Perú S.A.C.

⁵ https://www.miskimayo.com/que_hacemos.htm

Mapa 2: Movimiento de carga a granel sólido de minerales (TM), 2024

Fuente: APN. Elaboración: GPAE – Osinermin.

Actualmente, los proyectos Nuevo Terminal Portuario de San Juan de Marcona, Terminal Portuario Internacional de Chimbote, Nuevo Terminal de Pucallpa y Nuevos Terminales Portuarios de Loreto (Saramiza e Iquitos) se están impulsando bajo la modalidad de Asociaciones Público-Privadas. Ver **Mapa 3**⁶.

Por su parte, en el distrito de Punta de Bombón de la provincia de Islay del departamento de Arequipa, se viene impulsando el Megapuerto de Corío por el Consorcio Hub Corio Megapuerto del Sur, integrado por Leet Arquitectura Ingeniería & Construcción S.A.C. y Beton Terra Ingenieros S.A.C.

⁶ <https://www.investinperu.pe/es/app/portafolio-de-proyectos>

Mapa 3: Cartera de proyectos portuarios



Fuente: APN y Proinversión. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Según Infobae⁷, este puerto proyecta mover 100 millones de TM anuales, más del triple de lo proyectado para Chancay (30-35 millones). Además, contaría con conexión con la carretera interoceánica por lo que permitirá articular a Brasil y Bolivia con el Pacífico, y así incentivar el comercio con Asia. La primera fase, la cual incluye la construcción de terminales marítimo, ferroviario y aéreo, requerirá una inversión estimada de US\$ 7140 millones.

⁷ <https://www.infobae.com/peru/2025/08/10/megapuerto-de-corio-recibe-luz-verde-inicial-triplicara-la-capacidad-de-chancay-con-inversion-de-mas-de-us-7000-millones/>

3.4. Requerimientos de transporte terrestre

Ositrán supervisa 16 proyectos de infraestructura vial y un Anillo Vial Periférico en Lima. De acuerdo al **Mapa 4**, se observa que los principales puertos de movimiento de carga de minerales en el país cuentan con cercanía a estas carreteras concesionadas. Asimismo, bajo modalidad APP, actualmente hay 22 proyectos viales en cartera de Proinversión. Entre ellos, se destaca el proyecto *brownfield* Ático -Dv. Quilca – Matarani – Ilo, cuya área de influencia son los departamentos de Arequipa e Ilo. El OPEX estimado para los 10 primeros años es US\$ 184.29 millones. Este proyecto brindaría conexión hacia el puerto de Matarani y, posteriormente, al de Corío.

Mapa 4: Carreteras concesionadas bajo supervisión de Ositrán

1. Empalme IB-Buenos Aires-Canchaque
2. IIRSA Norte: Paita Yurimaguas
3. Nuevo Mocupe-Cayaltí-Oyotún
4. Autopista del Sol: Tramo vial Trujillo-Sullana
5. Longitudinal de la Sierra Tramo 2: Ciudad de Dios- Cajamarca-Chiple-Trujillo-Dv. Chilate-Emp. PE-3N
6. Red Vial N° 4: Pativilca-Santa-Trujillo y Puerto Salaverry
7. Red Vial N° 5: Ancón-Huacho-Pativilca
8. Óvalo Chancay-Dv. Variante Pasamayo-Huaral-Acos
9. IIRSA Centro Tramo 2: Puente Ricardo Palma-La Oroya-Huancayo-Dv. Cerro de Pasco
10. Red Vial N° 6: Puente Pucusana-Cerro Azul-Ica
11. IIRSA Sur Tramo 1: San Juan de Marcona-Urcos
12. IIRSA Sur Tramo 2: Urcos-Inambari
13. IIRSA Sur Tramo 3: Inambari-Iñapari
14. IIRSA Sur Tramo 4: Inambari-Azángaro
15. IIRSA Sur Tramo 5: Matarani-Azángaro-Ilo
16. Tramo vial Dv. Quilca-Dv. Arequipa (Repartición)-Dv. Matarani-Dv. Moquegua-Dv. Ilo-Tacna-La Concordia
17. Anillo Vial Periférico

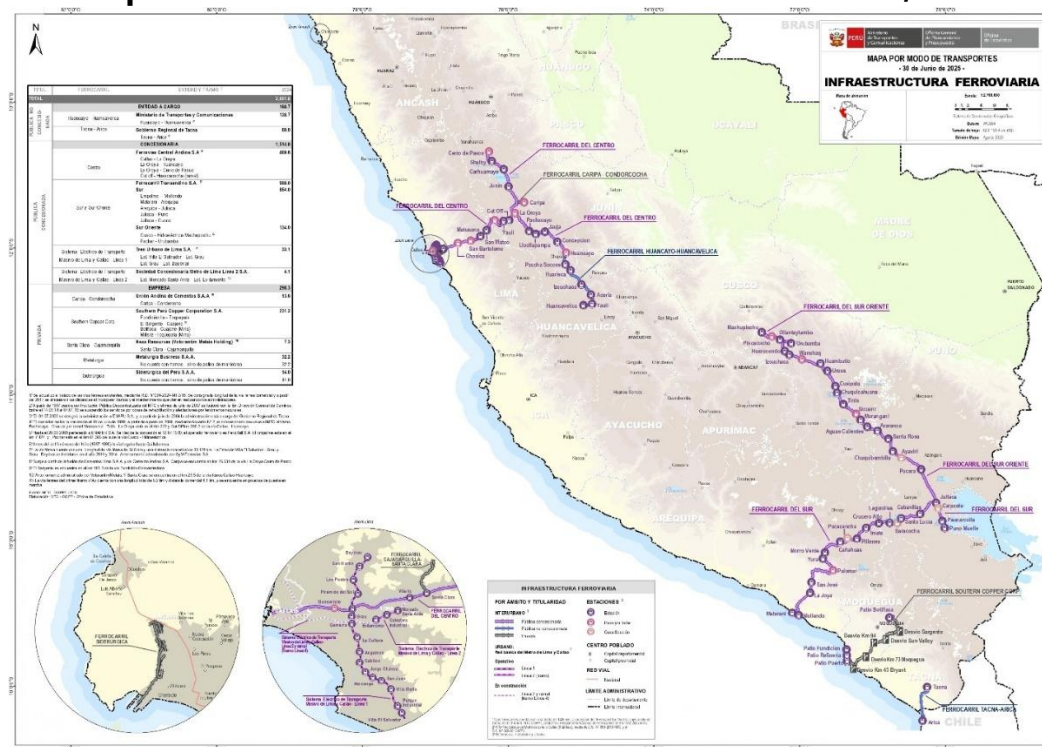


Fuente y elaboración: Ositrán.

3.5. Requerimientos de transporte ferroviario

Según el mapa de infraestructura ferroviaria del MTC⁸, actualmente existen en operación 11 vías férreas, de las cuales dos son públicas no concesionadas, cuatro son públicas concesionadas (incluyen las dos líneas del Metro de Lima) y cinco son privadas. De estas últimas, dos son administradas por empresas mineras: Southern Perú Copper Corporation S.A. y Nexa Resources las utilizan para el transporte de la producción de cobre y zinc. Por su parte, el tramo sur (Matarani – Cusco) de la concesión administrada por Ferrocarril Trasandino S.A. transportó 3.04 MM de TM de minerales y metales en 2024, siendo los principales clientes Sociedad Minera Cerro Verde y Minera Las Bambas S.A (Anuario Estadístico de Ositrán, 2024). Además, la concesión administrada por Ferrocarril Central Andina S.A. (recorre los departamentos de Lima, Pasco y Junín) transportó 2.2 MM de TM de minerales y metales en el 2024, donde el más relevante es concentrado de cobre (66%), seguido por zinc en barras (17%). Los principales clientes mineros del concesionario son: Minera Chinalco Perú S.A. (53%) y Votorantim Metais – Cajamarquilla S.A.

Mapa 5: Rutas existentes en infraestructura ferroviaria, 2025



Fuente y elaboración: MTC.

⁸<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/8650654/7162052-anexo-l-mapa-de-infraestructura-ferroviaria%282%29.pdf?v=1760128958>

La cartera de proyectos ferroviarios presentados por el MTC⁹ plantea un total de 7 proyectos con una longitud de 2836 km y una inversión de US\$ 43 829 millones. Para el sector minero, se destacan el ferrocarril San Juan de Marcona – Andahuaylas con una longitud de 560 km, inversión de US\$ 8162 millones que tendría una demanda minera de 25 MM de TM por año; así como el ferrocarril Cajamarca – Lambayeque con una longitud de 448 km, una inversión de US\$ 4850 millones y una demanda minera de 3.5 MM de TM por año. La realización de estas inversiones impulsaría la actividad minera además de una serie de otras actividades relacionadas.

Mapa 6: Cartera de proyectos ferroviarios



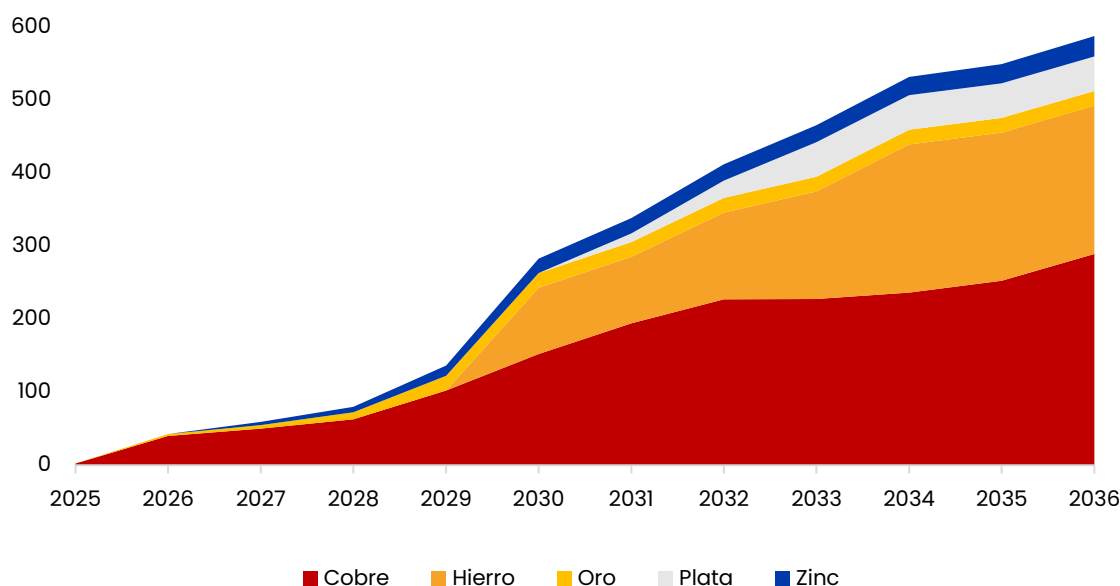
Fuente y elaboración: MTC.

⁹ <https://info.investinperu.pe/wp-content/uploads/2025/02/4-MTC-PROYECTOS-FERROVIARIOS.pdf>

3.6. Requerimientos de energía eléctrica

En esta sección se analizan los requerimientos de potencia de energía eléctrica a partir de la información publicada por el COES en 13 de los proyectos analizados sobre los que se tiene información. Entre 2025 y 2036, la implementación de estos proyectos implicará un incremento total de la potencia desde 2.3 MW en 2025 hasta 586.9 MW en 2036. La mayor proporción de este incremento proviene de los proyectos que se encuentran actualmente en la etapa de factibilidad con 381.8 MW de potencia requerida hasta el 2036. Respecto del mineral principal, el cobre y el hierro representan los proyectos de mayor potencia requerida en el periodo analizado (ver **Gráfico 5**).

Gráfico 5: Potencia eléctrica (MW) acumulada de los proyectos mineros por tipo de mineral, 2025-2036

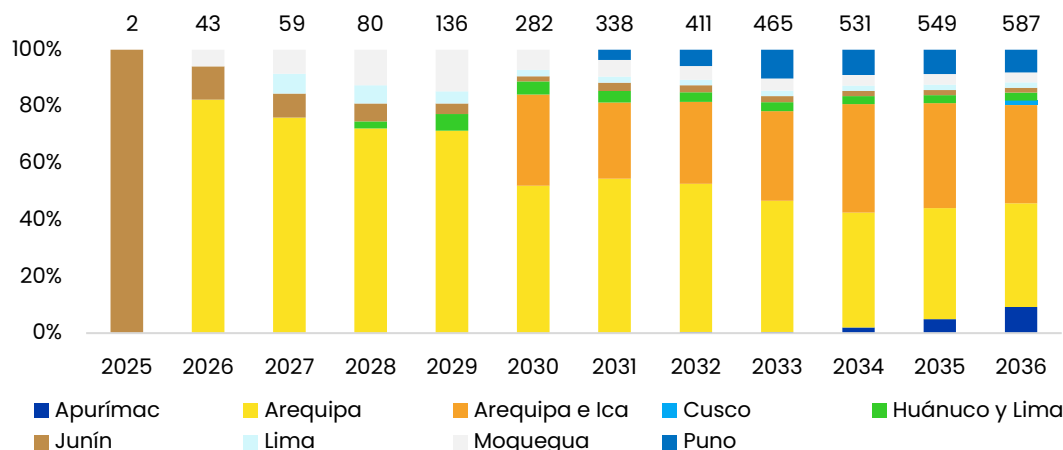


Fuente: MINEM y COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Si consideramos la información sobre conflictos sociales presentada anteriormente, los proyectos que afrontan conflictos socioambientales constituyen, en promedio, el 40% de la potencia acumulada anual. Por ejemplo, de los 586.9 MW de potencia al 2036, el 27% (155.9 MW) corresponde a proyectos que actualmente afrontan conflictos socioambientales. Más del 60% de la potencia acumulada de estos proyectos corresponde a proyectos cupríferos.

Las regiones del sur (Apurímac, Arequipa, Cusco, Moquegua y Puno) tendrán la mayor expansión de la potencia requerida con 38 MW en 2026 a 549 MW en 2036, siendo la región Arequipa la de un mayor crecimiento (hasta 418 MW en 2036). Ver **Gráfico 6**.

Gráfico 6: Potencia eléctrica (MW) acumulada de los proyectos mineros según regiones, 2025–2036



Fuente: MINEM, COES y GRT-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En referencia a la geografía, la mayor expansión de la potencia en el sur encuentra soporte en una serie de proyectos de transmisión incluidos en el plan de inversiones en transmisión (PIT) 2025-2034 como proyectos vinculantes, es decir, que se contaría con su operación hasta el año 2030. De los 19 proyectos que componen esta cartera vinculante, 5 serán de alta y muy alta tensión en Junín¹⁰, Cusco¹¹, Ica¹² y Arequipa¹³. Además, sobre el próximo PIT 2027-2036, algunos agentes de transmisión han realizado una serie de aportes y comentarios entorno a continuar reforzando la zona sur con, por ejemplo¹⁴, una nueva línea Socabaya-Moquegua 220 kV, paralela a la ya existente, así como el reforzamiento del sistema de transmisión Puno – Chilota – Moquegua.

El análisis de la información de las instituciones fuente refleja que existe cierta diferenciación entre los proyectos considerados por el COES respecto de los considerados en la cartera de

¹⁰ Enlace 138 kV Campas – Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas y; Nueva SE Palián 220/60 kV y enlaces en 220 kV y 60 kV asociadas.

¹¹ Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas.

¹² SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa), patio de 220 kV y transformación 500/220 kV.

¹³ SE "Hub" San José (Segunda Etapa), patio de 500 kV y transformación 500/220 kV.

¹⁴ Propuestas identificadas en los comentarios de REDESUR y STATKRAFT al "Informe diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2027-2036". Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTJ#>

proyectos de inversión minera del MINEM, lo cual no ha permitido dimensionar la potencia instalada acumulada de los 21 proyectos analizados. Si bien esto puede deberse a los criterios de relevancia que cada institución aplica, sería recomendable una homogenización en ese sentido a efectos de contar con información más precisa para la planificación adecuada de la oferta.

3.7. Requerimientos de permisos y autorizaciones

El desarrollo de los proyectos mineros está sujeto a la obtención de diversos permisos y autorizaciones de tipo ambiental, de propiedad y económicos, los cuales son necesarios dadas las demandas de la sociedad que exige mayor protección ambiental, mayor protección para las comunidades locales o indígenas y, también, mayor participación pública. Sin embargo, una excesiva tramitación o demoras en la obtención de estos permisos pueden afectar el avance de los proyectos mineros.

De acuerdo a la página del MINEM, los trámites y requisitos a seguir para realizar las operaciones mineras va a depender de la etapa en que se encuentre, las cuales pueden ser: exploración, explotación y concesión de beneficio. Los plazos que se muestran en el Cuadro 2 son aproximados, según lo indicado en el Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) de cada entidad. Si bien los plazos legales para poner un proyecto en marcha desde la exploración inicial son, en promedio, unos 3 a 4 años, en la realidad, estos plazos pueden extenderse mucho más. Por ejemplo, en la etapa de exploración, de acuerdo con el Cuadro 2, se requieren unos 67 días hábiles para la obtención del petitorio de concesión minera, la obtención del informe preliminar de existencia de pueblos indígenas y el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRAS). La obtención de las tres autorizaciones restantes depende de cada caso. En el caso del certificado ambiental, que depende del tamaño y tipo del proyecto, se estima que el trámite promedio del Estudio de Impacto Ambiental tarda 32 meses en el Perú¹⁵. Lo mismo se observa para los permisos de las actividades de explotación y concesión de beneficio. Hay plazos definidos y otros que dependerán de la naturaleza del proyecto.

En línea con lo señalado, según BNamericas (2025), uno de los principales obstáculos para la minería en América Latina es la lenta, fragmentada y muchas veces impredecible gestión de trámites de autorización. Por ejemplo, según señalan, en el Perú el desarrollo de una mina

¹⁵ <https://www.rumbominero.com/peru/noticias/mineria/tramite-aprobacion-eia-peru-supera-8-meses-promedio-poderosa/>

puede requerir entre 200 y 400 permisos o autorizaciones, los cuales implican coordinar con al menos 30 autoridades y pueden tomar hasta 15 años en obtenerse. Esto, debido a la débil institucionalidad que existe y la inestabilidad política del país que dificulta la implementación de mejoras en la tramitación de permisos. En la **Ilustración 4** se muestra el tiempo estimado que dura la tramitación de permisos en algunos países de América Latina.

Cuadro 2: Permisos y autorizaciones para ejercer las actividades de exploración, explotación y concesión de beneficio en Perú

Permiso	Autoridad	Duración de trámite (TUPA)	Exploración	Explotación	Concesión de Beneficio
Certificación ambiental	MINEM	Depende	X		
Informe preliminar - existen pueblos indígenas	MINEM	10 días hábiles	X		
Concesión minera	INGEMMET	37 días hábiles	X	X	
CIRAS o Plan de Monitoreo Arqueológico (PMAR)	Ministerio de Cultura	20 días hábiles	X		X
Autorización del Terreno	SBN	Depende	X	X	X
Autorización de actividades de exploración	MINEM	Depende	X		
Plan de Cierres de minas	MINEM	160 días hábiles		X	X
Estudio de Impacto Ambiental (EIA)	SENACE	156 días hábiles		X	X
Autorización de actividades de explotación	MINEM	30 días hábiles		X	
Autorización de afectación de vías	Provias Nacional	30 días hábiles		X	X
Autorización de uso de explosivos	SUCAMEC	20 días hábiles		X	
Uso de agua	ANA	15 días hábiles			X
Autorización de funcionamiento	MINEM	30 días hábiles			X
Título de concesión de beneficio	MINEM	90 días hábiles			X
Vertimiento de aguas	ANA	30 días hábiles			X

Fuente: MINEM. <https://www.gob.pe/institucion/Minem/ventanilla-unica-digital/1>

Un esfuerzo para simplificar la tramitología que se ha dado en los últimos años es la implementación desde la segunda mitad del 2023 de la Ventanilla Única Digital (VUD) minera, la cual concentra en un solo espacio todos los trámites relacionados al ciclo de la inversión minera. Esta ventanilla única integra a nueve entidades públicas vinculadas con los trámites de minería, con la finalidad de generar transparencia en los procesos y predictibilidad en los tiempos de gestión.

Ilustración 4: Duración de trámites de permisos por país

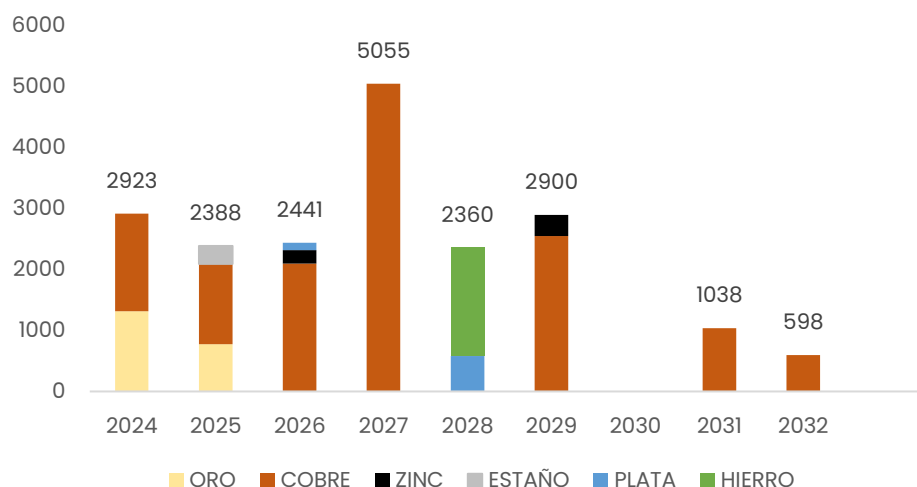
Chile	• 9 años en minería y 12 en desalinización • 500 permisos por proyectos
Perú	• Hasta 15 años • De 200 a 400 permisos
Brasil	• 5 a 10 años • 9 etapas de licenciamiento. No hay plazos firmes
Ecuador	• 3 a 6 años para aprobaciones ambientales • Más de 20 000 procedimientos ambientales atrasados
Colombia	• Trámite de permisos paralizados para exploración minera • Proceso politizado. No se ha otorgado más licencias mineras
México	• Hay mejoras de plazo bajo el nuevo gobierno • Está pendiente otorgar 120 permisos
Argentina	• Variable. 1 año para certificado fiscal. El tiempo de otros permisos depende de la provincia • Superposición federal, provincial y municipal genera retrasos burocráticos

Fuente: BNamericas (2025).

4. Prospectiva de inversiones

El **Gráfico 7** muestra el monto de inversión por mineral principal entre 2024 y 2032. Se puede notar en primer lugar, que las inversiones en cobre dominan la cartera de proyectos, seguido de los proyectos de oro, plata, hierro, zinc y estaño.

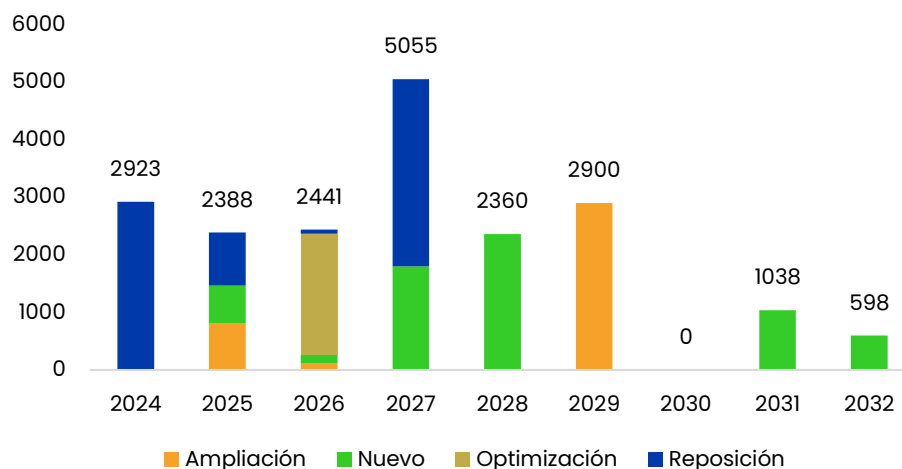
Gráfico 7: CAPEX por mineral principal y año de puesta en marcha (millones de dólares)



Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Por otro lado, el **Gráfico 8** muestra que durante este año y hasta el 2027, las inversiones que iniciarán la producción se deben a reposición, ampliación y optimización de estas. Los años 2027 y 2028 muestran el inicio de la fase productiva de inversiones nuevas (3 proyectos *greenfield*). También se puede observar que las inversiones entre 2024 y 2029 superarán los US\$ 2000 millones anuales, pero que en 2027 iniciarán proyectos con un CAPEX conjunto de US\$ 5055 millones (Tía María, Reposición Ferrobamba e Integración Corocohuayco).

Gráfico 8: CAPEX por tipo de proyecto y por año (millones de dólares)

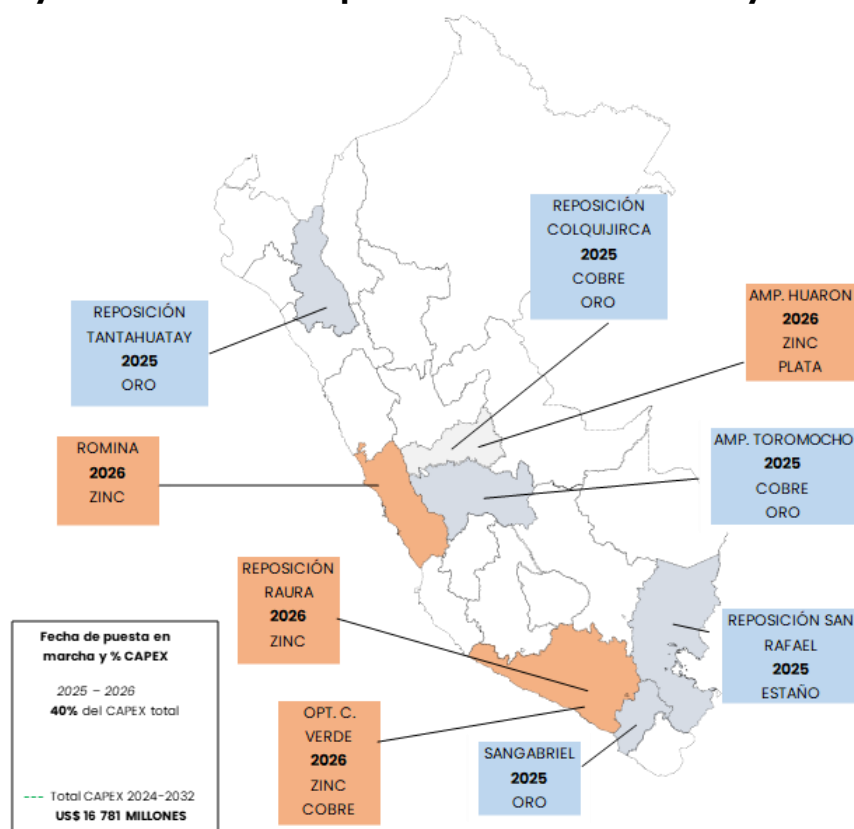


Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Además del análisis previo que muestra las inversiones por tipo de proyecto, a continuación, se muestran las inversiones a lo largo del tiempo considerando dos periodos: 2025-2026 y 2027-2032. En el primer periodo, habrá elecciones en nuestro país en 2026. Por lo tanto, es razonable considerar que las condiciones se mantendrán de cara a la materialización de los mismos toda vez que las inversiones en estos proyectos estarán comprometidas. El segundo periodo, 2027-2032, corresponderá al nuevo gobierno y, en ese sentido, está sujeto a un grado de incertidumbre mayor¹⁶.

El **Mapa 5** muestra que sólo el 40% del CAPEX de los proyectos iniciarán la fase de puesta en marcha entre 2025 y 2026, mientras que el 60% de la cartera de proyectos iniciarán esta fase entre 2027 y 2032. Es decir, la mayoría de los proyectos en cartera estará sujeta a un grado mayor de incertidumbre.

Mapa 5: Proyectos con fecha de puesta en marcha en 2025 y 2026 (% CAPEX)

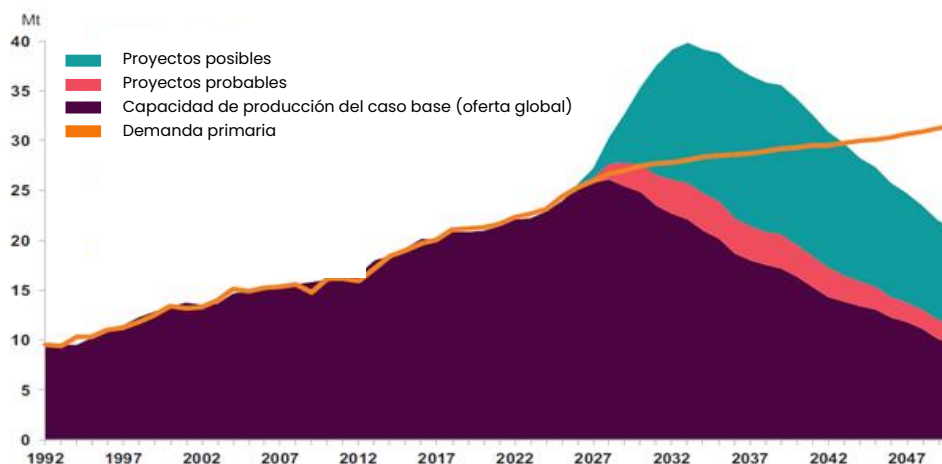


Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinermin.

¹⁶ Ver, por ejemplo: "MMG: elecciones presidenciales en Perú amenazan la operación de mina de cobre Las Bambas". Diario Gestión, 13/08/2025.

Por otro lado, desde una visión global, el mercado internacional del cobre muestra un déficit de oferta a largo plazo como puede observarse en la gráfica siguiente.

Gráfico 9: Proyecciones en el mercado internacional del cobre



Fuente: MINEM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

El déficit identificado podría representar una oportunidad para impulsar la economía peruana. Para aprovechar este potencial, será necesario avanzar en la agilización de los procesos vinculados a la obtención de permisos sociales y ambientales, así como en el desarrollo de la infraestructura necesaria para que estos proyectos del sector minero puedan producir y exportar eficientemente (carreteras, puertos, almacenes de embarque, energía limpia).

5. Conclusiones y recomendaciones

- La cartera de proyectos mineros contiene, mayoritariamente, proyectos cuyo mineral principal es el cobre, seguido de los proyectos de oro, plata, hierro, zinc y estaño.
- En el corto plazo, 2025 y 2026, hay predominio de inversiones en ampliaciones, reposiciones y optimizaciones. La incertidumbre de los últimos años ha llevado a que no se arriesgue por nuevos proyectos y se prioricen las inversiones en este tipo de proyectos. Recién en 2027 y 2028 se incorporarán nuevos proyectos considerados gran minería (Tía María, Reposición Ferrobamba e Integración Corocohuayco).

- El 34% del CAPEX de la cartera de proyectos iniciarán la etapa de puesta en marcha entre 2025 y el 2026. El resto, 64%, lo harán entre 2027 y 2032. Considerando los tiempos electorales que se avecinan, esto alimenta la incertidumbre en el sector.
- La región Arequipa es la que enfrenta la mayor presión sobre los recursos hídricos. El resto de las regiones con proyectos con fecha de puesta en marcha, 12, enfrentan 1 o 2 proyectos que demandarán fuentes superficiales o subterráneas de agua. En Moquegua e Ica habrá sendos proyectos que usen agua del mar.
- De los proyectos analizados, 17 afrontan o se encuentran cerca de un conflicto socioambiental, lo que representa un potencial riesgo de retraso para la ejecución y viabilidad de los proyectos. En términos de las necesidades de energía eléctrica, los 13 proyectos cuya potencia ha podido ser identificada reflejan que en los próximos 10 años se necesitará cerca de 600 MW de potencia. De estos proyectos, seis afrontan o se encuentran cerca de un conflicto socioambiental, lo cual corresponde a 156 MW de potencia.
- Considerando las previsiones en el mercado internacional del cobre y siendo este metal el predominante en la cartera de proyectos analizado, se presenta al Perú una gran oportunidad para crecer económicamente. El reto, sin embargo, consiste en superar las barreras que se han identificado en este informe.

6. Referencias

BNamericas (2025). *Permisos, el gran cuello de botella en la minería*.

Defensoría del Pueblo. *Reporte de Conflictos Sociales N° 254 abril 2025*. Disponible en: https://www.defensoria.gob.pe/wp-content/uploads/2025/05/Reporte-Mensual-de-Conflictos-Sociales-N%C2%B0-254-Abr_2025.pdf

Ministerio de Energía y Minas. *Cartera de Proyectos de Inversión Minera 2025*. Primera Edición, abril 2025. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/Minem/informes-publicaciones/6722917-cartera-de-proyectos-de-inversion-minera-2025>.

Ositrán (2024). *Informe de desempeño 2024: Concesión del Terminal Portuario de Matarani*. Gerencia de Regulación y Estudios Económicos. Disponible en: <https://www.ositran.gob.pe/anterior/wp-content/uploads/2017/12/id-tisur-2024-v2.pdf>

Ositrán (2024). *Anuario Estadístico 2024*. Disponible en: <https://www.ositrان.gob.pe/anterior/wp-content/uploads/2025/12/anuario-estadistico-ositrان-2024.pdf>

Ositrán (2024). *Informe de desempeño 2024: Concesión del Terminal de Embarque de Concentrados de Minerales. Gerencia de Regulación y Estudios Económicos*. Disponible en: <https://www.ositrان.gob.pe/anterior/wp-content/uploads/2017/12/id-2024-tcsa.pdf>

Ministerio de Energía y Minas. *Cartera de Proyectos de Inversión Minera 2025*. Primera Edición, abril 2025. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/Minem/informes-publicaciones/6722917-cartera-de-proyectos-de-inversion-minera-2025>.

7. Anexo: Proyectos por fecha de puesta en marcha

INICIO / FIN DE EJECUCIÓN	PUESTA EN MARCHA OPERATIVA	PROYECTO	OPERADOR	DEPARTAMENTO	PRODUCTO PRINCIPAL	ETAPA DE AVANCE	INVERSIÓN CAPEX US\$ MILLONES
2022 / 2025	2025	San Gabriel	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Moquegua	Oro	EJECUCIÓN	650
2023 / 2025	2025	Ampliación Toromochó (Fase II)	Minera Chinalco Perú S.A.	Junín	Cobre		815
2023 / 2042	2024	Reposición Inmaculada	Compañía Minera Ares S.A.C	Ayacucho	Oro		1318.7
2024 / 2026	2026	Romina	Compañía Minera Chungar S.A.C.	Lima	Zinc		147
2024 / 2029	2024	Reposición Antamina	Compañía Minera Antamina S.A.	Áncash	Cobre		1604
2025 / 2027	2027	Tía María	Southern Perú Copper Corporation	Arequipa	Cobre	INGENIERÍA DE DETALLE	1802
2025 / 2028	2026	Reposición Raura	Compañía Minera Raura S.A.	Huánuco y Lima	Zinc		76.2
2025 / 2028	2028	Corani	Bear Creek Mining S.A.C.	Puno	Plata		579
2025 / 2030	2025	Reposición Tantahuatay	Compañía Minera Coimolache S.A.	Cajamarca	Oro		127.12
2026 / P.D.	2027	Reposición Ferrobamba	Minera Las Bambas S.A.	Apurímac	Cobre		1753.3
2025 / 2028	2025	Reposición San Rafael	Minsur S.A.	Puno	Estaño	FACTIBILIDAD	293.5
2025 / 2028	2029	Zafranal	Compañía Minera Zafranal S.A.C.	Arequipa	Cobre		1900
2025 / 2029	2029	Ampliación Huancapetí	Compañía Minera Lincuna S.A.	Áncash	Zinc		345
2025 / 2033	2028	Pampa de Pongo	Jinzhao Mining Perú S.A.	Arequipa/Ica	Hierro		1781.3
2025 / 2036	2025	Reposición Colquijirca	Sociedad Minera El Brocal S.A.A.	Pasco	Cobre		502.5
2026 / 2032	2026	Ampliación Huarón	Pan American Silver Huarón S.A.C.	Pasco	Plata		118.1
2026 / 2053	2026	Optimización Cerro Verde	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Arequipa	Cobre		2100
2027 / 2028	2027	Integración Coroccohuayco	Compañía Minera Antapaccay S.A.	Cusco	Cobre		1500
2027 / 2031	2031	Trapiche	El Molle Verde S.A.C.	Apurímac	Cobre		1038.4
2027 / 2029	2029	Los Calatos	Minera Hampton Perú S.A.C	Moquegua	Cobre	PRE-FACTIBILIDAD	655
2029 / 2034	2032	Coimolache Sulfuros	Compañía Minera Coimolache S.A.	Cajamarca	Cobre	CONCEPTUAL	597.9

SECTOR HIDROCARBUROS

Resumen de coyuntura mensual

Internacional	
1	[CAMBIOS. A pesar de un aumento general en la generación eléctrica en junio del 2025 debido a una ola de calor en el este y centro de EE.UU., el gas natural ha perdido terreno frente a la energía solar y el carbón] BNEF reporta que la generación solar creció 8.1 GW, mientras que el carbón aumentó 1.4 GW y ganó más participación de lo previsto. Esto confirma una caída estructural del gas natural, cuya cuota proyectada para el verano será 1 pp menor que el promedio del año anterior. Factores como clima extremo y avances tecnológicos impulsan un reordenamiento del mercado energético, con impacto en la demanda y precios del gas natural. [Fuente: Bloomberg]
2	[BAJOS. Una oferta persistentemente excedentaria, una demanda estancada y un entorno político favorecen a los precios bajos] Se espera un superávit petrolero de más de 1 MMBPD hasta 2026, lo que impulsa la acumulación de inventarios. La capacidad ociosa de la OPEP+ y la creciente producción no-OPEP amortiguan los shocks geopolíticos. EE. UU. prioriza precios bajos para los consumidores sobre rentabilidad del sector <i>upstream</i> , con una política energética pasiva ante la caída de precios y ha demorado la reposición de la Reserva Estratégica de petróleo. El contexto económico global debilitado sugiere una recuperación de demanda lenta y desigual. [Fuente: Bloomberg]
3	[DIFERENCIAS. La divergencia en las proyecciones sobre vehículos eléctricos entre OPEP, BNEF y la IEA revela más que una simple diferencia de cifras: expone una fractura estratégica en la visión energética global] China lidera la transición hacia los vehículos eléctricos, con proyecciones de 300 millones de unidades en 2050, mucho antes de lo previsto por la OPEP. Hoy es el único país donde los EVs ya son más baratos que los de combustión. Para el 2030, BNEF e IEA coinciden que el 80% de sus ventas de autos serán eléctricos, el doble que en EE. UU. Esta rápida electrificación china, que pronto podría superar en ventas totales a todo el parque automotor estadounidense, cuestiona la sostenibilidad de las proyecciones petroleras de largo plazo de la OPEP. [Fuente: Bloomberg]

Nacional	
1	[Minem propone cambio en marco legal de consulta previa en hidrocarburos] El Minem plantea modificar el reglamento de transporte de hidrocarburos para reforzar la participación de los pueblos indígenas y originarios en proyectos de transporte por ductos y distribución de gas natural, asegurando un proceso de consulta previa más focalizado y ordenado antes del inicio de obras. La propuesta no afectaría a las concesiones ya otorgadas, salvo que las empresas soliciten una ampliación de su área de cobertura, en cuyo caso se aplicaría a la zona adicional. Este cambio se presenta en un contexto donde Cálidda busca extender su concesión y sumar nuevas áreas, y donde otros actores como TGP y ProInversión también tienen interés en proyectos similares. [Fuente: BNamericas (03.07.2025)]
2	[Minem: Lote 58 iniciará operaciones en marzo de 2026] El ministro de Energía y Minas, Jorge Montero, anunció que el Lote 58, en Cusco y operado por la empresa china National Petroleum Corporation (CNPC), comenzará a operar en marzo de 2026. Con unas reservas estimadas de 4 trillones de pies cúbicos de gas natural (principalmente metano), este proyecto, vecino a Camisea, es clave para la seguridad energética del Perú y su desarrollo sostenible a largo plazo. [Fuente: El Peruano (17.07.2025)]
3	[Paralización en el sur impactó a precios finales del GLP] Una crisis en el sur del país, causada por bloqueos de mineros informales en la Panamericana Sur, ha generado escasez de GLP en regiones como Arequipa y significativas pérdidas económicas. Correo informó que el precio del GLP envasado subió hasta S/5 en algunos distritos. Asimismo, Gestión informó que varias estaciones agotaron el GLP automotor. Según Osinergmin, en Paucarpata el GLP envasado (10 kg) aumentó S/2.10 y el automotor S/2.40; entre el 1 y el 12 de julio, los precios en Arequipa crecieron 2% (GLP-E) y 10% (GLP automotor). [Fuente: Correo (11.07.2025), Gestión (09.07.2025) y Price-Osinergmin]

Reflexiones sobre la comercialización de diésel en el Perú

En el sector de hidrocarburos, se reflexiona sobre la logística del abastecimiento del diésel B5 y B5-S50, en conjunto, en el Perú. Se analiza la existencia de hubs de comercialización y potenciales puntos críticos de acceso ante eventos como los bloqueos de vías terrestres y oleajes anómalos que afectan su normal abastecimiento y, a partir de ello, se plantean posibles medidas a considerar.

1. Abastecimiento de diésel en el Perú

El diésel es uno de los combustibles más utilizados en el país, especialmente, por el transporte, procesos industriales y comerciales. Por lo tanto, entender la logística de su abastecimiento brinda información relevante y útil para coadyuvar a mejorar su disponibilidad y garantizar la continuidad del servicio en el país.

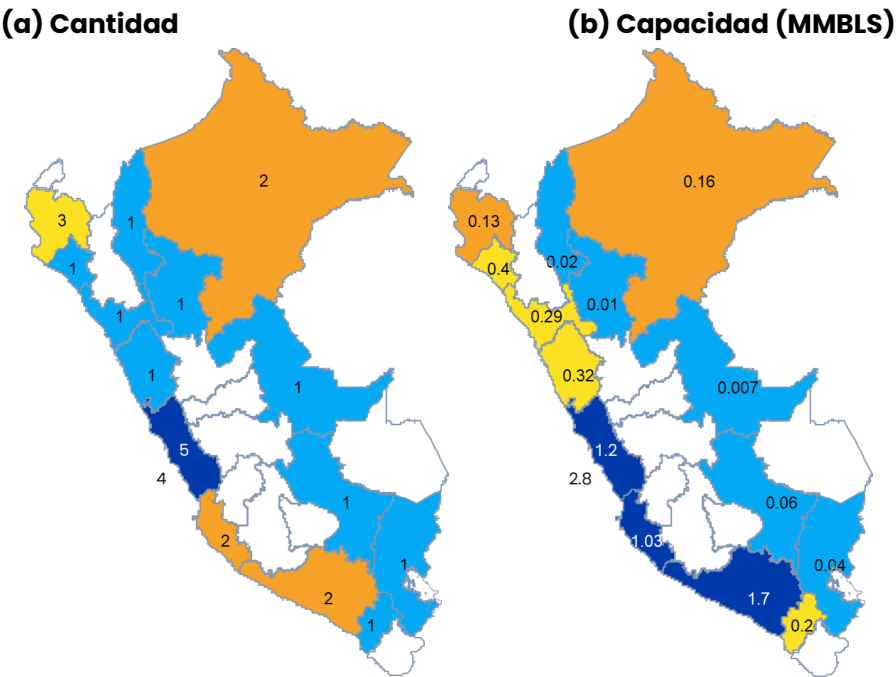
Según la información del Registro de Hidrocarburos de Osinergmin (RHO), a fines del 2024, existen seis plantas de procesamiento (refinerías) a nivel nacional: dos en Loreto y una en Lima, Callao, Piura y Ucayali, respectivamente.

En el Perú, existen 27 plantas de abastecimiento¹⁷ con tanques de almacenamiento de diésel, pero con una alta concentración regional en pocos agentes tanto por unidades como por capacidad. El 67% de éstas se concentra, básicamente, en la costa: Lima (5), Callao (4), Piura (3), Arequipa (2), Ica (2); y Loreto (2). Desde estas instalaciones, los Distribuidores Mayoristas (DM)¹⁸ de diésel realizan sus actividades comerciales. La capacidad total de almacenamiento del Perú es 8.3 MMBLS. Las plantas del Callao concentran el 33%, seguido de las plantas de abastecimiento ubicadas en Arequipa, Lima e Ica, con una participación de 20%, 14% y 12%, respectivamente (ver **Mapa 1**).

¹⁷ "Instalación en un bien inmueble donde se realizan operaciones de recepción, almacenamiento, transferencia, agregado de aditivos y despacho de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos [...] (Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos" DECRETO SUPREMO N° 032-2002-EM y modificatorias).

¹⁸ "Persona jurídica que adquiere en el país o importa grandes volúmenes de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, con el fin de comercializarlos a Consumidores Directos, Consumidores Directos con Instalaciones Móviles, Comercializador de Combustibles de Aviación, Comercializador de Combustibles para Embarcaciones, otros Distribuidores Mayoristas, Distribuidores Minoristas y Establecimientos de Venta al Público de Combustibles. Asimismo, podrá exportar los Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos." (Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos" DECRETO SUPREMO N° 032-2002-EM y modificatorias).

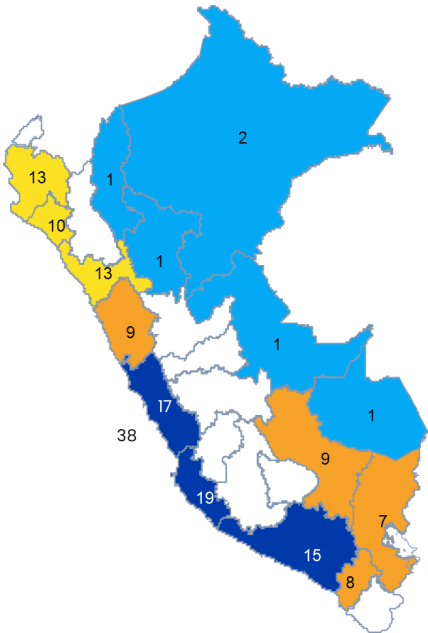
Mapa 1: Participación de las plantas de abastecimiento que comercializan diésel, por región



Fuente: Registro de Hidrocarburos de Osinergmin al 31.12.2024. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En cuanto a los DM que comercializan diésel, según el RHO se tienen 164 en todo el país, consecuentemente el 54% del total se ubican en Callao, Ica, Lima y Arequipa (ver **Mapa 2**).

Mapa 2: Número de Distribuidores Mayoristas que comercializa diésel, por región



Fuente: Registro de Hidrocarburos de Osinergmin al 31.12.2024. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La comercialización de diésel en el Perú revela una profunda concentración geográfica y operativa que expone asimetrías en la logística energética nacional. Lima domina ampliamente tanto en número de agentes como en capacidad de almacenamiento promedio en casi todos los segmentos con valor agregado (grifos, estaciones mixtas, GNV, GLP) (ver Cuadro 1 del **Anexo**), lo que refleja su rol como nodo principal de distribución, pero también una vulnerabilidad sistémica ante shocks logísticos.

El abastecimiento de combustibles líquidos en el mercado peruano parte de los DM que operan en las plantas de abastecimiento. Estos se abastecen de importaciones y las compras a otros DM mayores que pueden ser por vía terrestre o vía marítima (cabotaje)¹⁹. Los demás agentes se abastecen principalmente de DM salvo excepciones como los grifos rurales y consumidores directos que también se abastecen de Distribuidores Minoristas. En el presente informe, el análisis se centrará en el abastecimiento de diésel B5 y diésel B5 S50 por parte de los DM hacia otros DM y OA.²⁰

En relación a la importación, de acuerdo al registro de operatividad aduanera de la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (Sunat), el total acumulado de importación de diésel B5 y B5 S50 desde enero de 2024 hasta febrero de 2025 ascendió a 9.4 millones de galones (MMGLS), los cuales se utilizan como producto terminado.²¹ Respecto al diésel B5/B5-S50, el 52% desembarcó en el Callao y el 29% en Mollendo – Matarani, Arequipa (ver **Gráfico 1**).

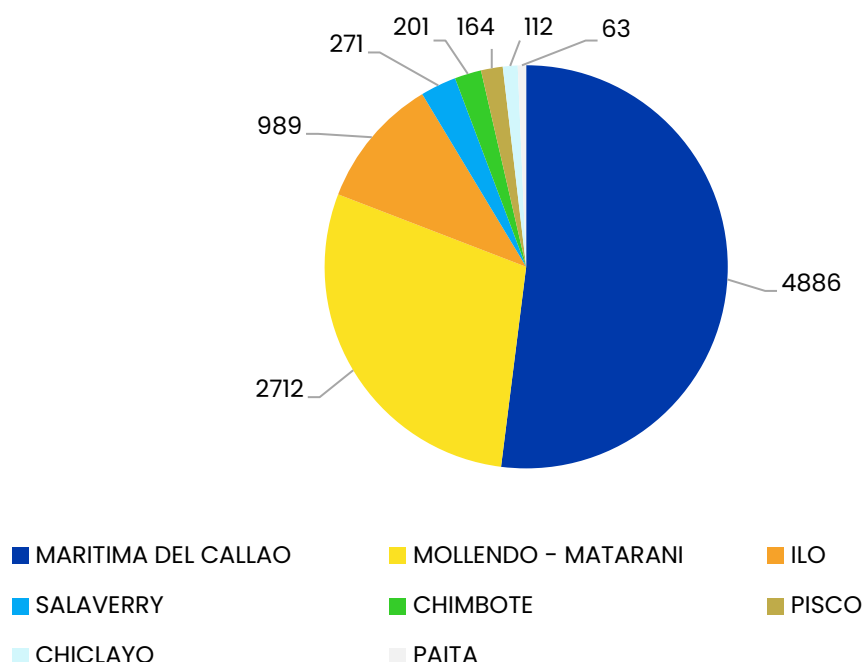
En ese sentido, se desprende que la importación de diésel se concentra en Callao y Arequipa, por lo que tanto el centro como el sur del país cuentan con los principales puntos de abastecimiento marítimo por importación. Además, varias empresas importadoras de diésel B5/B5-S50 son DM.

¹⁹ La producción nacional en refinerías es destinada posteriormente a las plantas de abastecimiento de las mismas, por lo que cualquier transacción de dicha producción nacional a un DM de otra región partiría de una planta de abastecimiento. Según información del Minem, en 2024 los refinadores y productores realizaron ventas primarias (a mayoristas) por un volumen de más de 2 millones de galones. El cabotaje marítimo es posible desde los productores (Petroperú y Relapasa), principalmente, a los terminales de la costa.

²⁰ Se seleccionan estos dos tipos de diésel debido a que son los más comercializados en el país, especialmente para los usuarios finales (vehículos, empresas) y ser los dos tipos de diésel de mayor producción nacional en refinerías como producto terminado. El diésel Marino tiene menor participación (menos del 1% mensual en 2024 y en algunos meses no se ha producido) y solo se utiliza en embarcaciones; mientras que el diésel B2 S50 y el diésel B2 son producidos como productos en proceso.

²¹ Por otro lado, 7.8 MMGLS corresponden a importaciones de los demás tipos de diésel (2, B2, entre otros) los cuales conforman, como uno de sus fines, el ser insumos para producir otros combustibles de uso final. Callao y Mollendo-Matarani son los principales terminales de ingreso con el 53% y 31% respectivamente.

Gráfico 1. Importaciones de diésel B5/B5-S50 y otros tipos de diésel, enero 2024-febrero 2025 (en miles de galones)



Fuente: SUNAT. Elaboración: GPAE – Osinergrmin.

2. ¿Existen *hubs* en el abastecimiento de diésel B5 y B5-S50?

De acuerdo con la información del Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP) de Osinergrmin, entre enero 2024 y febrero 2025 se realizaron más de 650 000 transacciones confirmadas²² de diésel B5 y B5 S50²³ a nivel nacional entre DM y desde los DM a OA de la cadena de comercialización²⁴ por vía terrestre y fluvial²⁵.

Respecto a la comercialización por vía terrestre-fluvial, del total de transacciones, más de 20 000 (3%) se realizaron entre DM movilizand 200 MMGLS (7.6%). Por otro lado, desde los DM

²² Incluyen las transacciones con fecha de despacho y cantidad despachada.

²³ Incluyen las ventas para uso vehicular.

²⁴ Comercializador de combustibles para embarcaciones, consumidor directo de combustibles líquidos, consumidor directo de OPDH y combustibles líquidos, consumidor directo móvil, consumidor directo con instalaciones estratégicas, distribuidores mayoristas de combustibles líquidos, distribuidores minoristas de combustibles líquidos, estaciones de servicios (con o sin gasocentro GLP, GNV) y grifos (flotantes y rurales con almacenamiento en cilindros).

²⁵ Si bien no se cuenta con información sobre la cantidad de volumen transportado por río, se conoce el hecho de que el abastecimiento hacia Iquitos y otras localidades de Loreto incluyen el transporte en medios de transporte acuático debido a la ausencia de caminos hasta las mismas, aprovechando los ríos navegables como Marañón, Ucayali o Amazonas. En ese sentido, con excepción de los volúmenes destinados a localidades como Yurimaguas, Manseriche o dentro de la ciudad de Iquitos, el resto de los volúmenes comercializados han tenido que atravesar en mayor o menor medida un río.

a OA se realizaron más de 630 000 (97%) transacciones movilizando más de 2400 MMGLS (92.4%). La comercialización de diésel entre DM en el periodo analizado tuvo como principales regiones de origen a Piura (37%), Lima (28%) y Arequipa (30%) con el 95% de las transacciones y volumen transado; mientras que la comercialización desde los DM a OA también tuvo su origen principal en Callao (41%) y Arequipa (24%). Si se tiene en cuenta la región de destino (agente comprador) y la región de la planta de abastecimiento de origen se puede identificar la región principal abastecedora para cada región del país. El **Cuadro 1** muestra que existen cuatro regiones principales abastecedoras: Piura en la zona norte, Callao y Lima en la zona central y Arequipa en la zona sur.

Cuadro 1: Principales regiones abastecedoras de diésel entre enero 2024 y febrero 2025

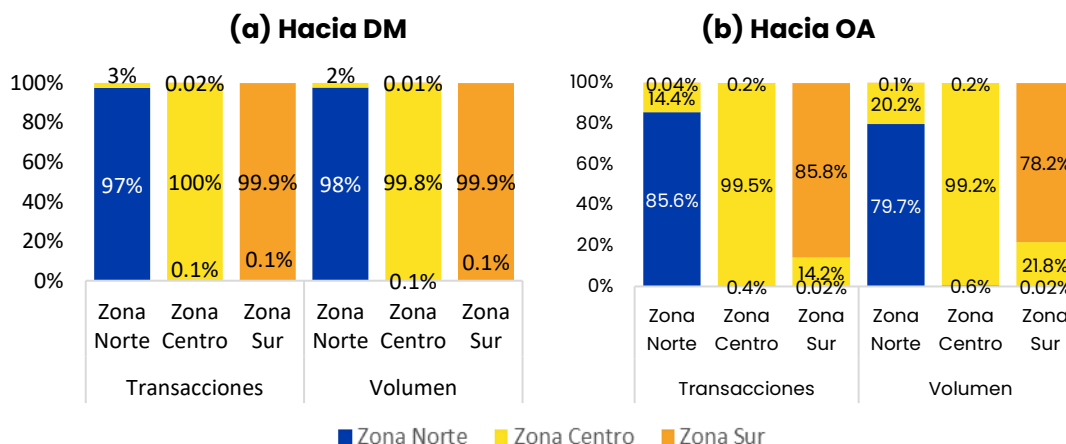
Zona	Región	Principales Regiones Abastecedoras de DM (%)	Principales Regiones Abastecedoras de OA (%)
Norte	Tumbes		Piura (95) , Callao (<1)
	Piura	Piura (100)	Piura (91) , Callao (2), Lima (<1)
	Lambayeque	Piura (79) , Callao (19), Lima (2)	Lambayeque (75), Piura (15) , Callao (10), Lima (<1)
	La Libertad	Piura (73) , Callao (20), Lima (3)	La Libertad (57), Callao (24), Piura (2)
	Cajamarca		Lambayeque (68), Callao (13), Piura (9)
	Amazonas	Piura (100)	Amazonas (63), Piura (19)
	San Martín	Piura (100)	San Martín (45), Callao (33), Lima (4) Piura (6)
	Loreto	Piura (100)	Loreto (89), Callao (5)
Centro	Áncash	Lima (75) , Callao (20) , Piura (3)	Lima (52) , Áncash (24), Callao (24)
	Lima	Lima (53) , Callao (47)	Callao (85) , Lima (13)
	Callao	Lima (53) , Callao (47)	Callao (98)
	Ica	Lima (100)	Callao (60) , Ica (31), Lima (8)
	Huánuco		Callao (85) , Lima (14)
	Pasco		Callao (87) , Lima (13)
	Junín		Callao (87) , Lima (13)
	Huancavelica		Callao (58) , Lima (30)
	Ayacucho		Callao (47) , Ica (28), Lima (25)
	Ucayali	Lima (100)	Ucayali (70), Lima (15) , Callao (5)
Sur	Arequipa	Arequipa (100)	Arequipa (88) , Ica (8), Callao (3), Lima (1)
	Apurímac		Arequipa (69) , Callao (19), Lima (3)
	Cusco	Arequipa (98)	Arequipa (58) , Cusco (19), Callao (12), Lima (5)
	Madre de Dios		Arequipa (80) , Lima (10), Callao (<1)
	Moquegua	Arequipa (84) , Callao (9), Lima (7)	Callao (62) , Arequipa (26)
	Puno	Arequipa (86)	Arequipa (60) , Puno (30), Callao (1), Lima (<1)
	Tacna		Moquegua (64), Arequipa (35) , Callao (<1)

Nota: Los colores corresponden a las regiones con mayor participación en el abastecimiento. Están diferenciados según la zona a la que pertenecen.

Fuente: SCOP-DSR-Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

De las 20 000 transacciones entre DM, el 30% fueron destinadas a DM de la zona centro, 38% a la zona norte y 32% a la zona sur. En términos volumétricos, estos porcentajes se repiten. Por su parte, de las 630 000 transacciones desde DM a OA, el 50% estuvo destinado a la zona centro, el 23% a la zona norte y 27% a la zona sur. En términos volumétricos, los 2400 MMGLS fueron destinados en los porcentajes correspondientes de 46%, 18% y 36%. Además, casi todas las transacciones y volumen transado se realizan dentro de las mismas zonas definidas en el **Cuadro 1** entre DM y entre DM y OA (ver **Gráfico 2**). En síntesis, cada zona se abastece principalmente de DM de la zona donde se encuentra, con la particularidad de que los DM de la zona centro “exportan” más a las otras zonas en relación a los DM del norte y del sur.

Gráfico 2: Participación de zonas en transacciones y volumen transado



Fuente: SCOP-DSR-Osinergrmin. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Complementariamente a la identificación realizada de las principales regiones abastecedoras de diésel B5 y B5 S50 por vía terrestre o “hubs”, desde un enfoque espacial y dada la cantidad de transacciones y volumen despachado entre las distintas regiones, se identifican subconjuntos de regiones con más conexiones a estos hubs en esta red de comercio, según el análisis de centralidad de redes de Borgatti.²⁶ El análisis confirma las regiones que concentran las transacciones entre DM: Piura, Lima, Callao y Arequipa. En el caso de Piura, la centralidad de redes sugiere que esta región es la principal abastecedora de cinco regiones (Amazonas, Loreto, San Martín, La Libertad y Lambayeque) y conforma una primera zona comercial. En el sur, la centralidad de redes refleja a Arequipa como principal

²⁶ Según Borgatti (2013), bajo el enfoque del análisis de la centralidad de redes, los nodos clave (hubs) son aquellos que, por un lado, si se retiran perturbarían al máximo la comunicación entre los nodos restantes y, por otro lado, están conectados al máximo con los demás nodos. Bajo esta premisa, las regiones más conectadas a la región clave a nivel de entrada o salida, formarán parte de la zona comercial del hub o, en otros términos, de una macro región de comercio.

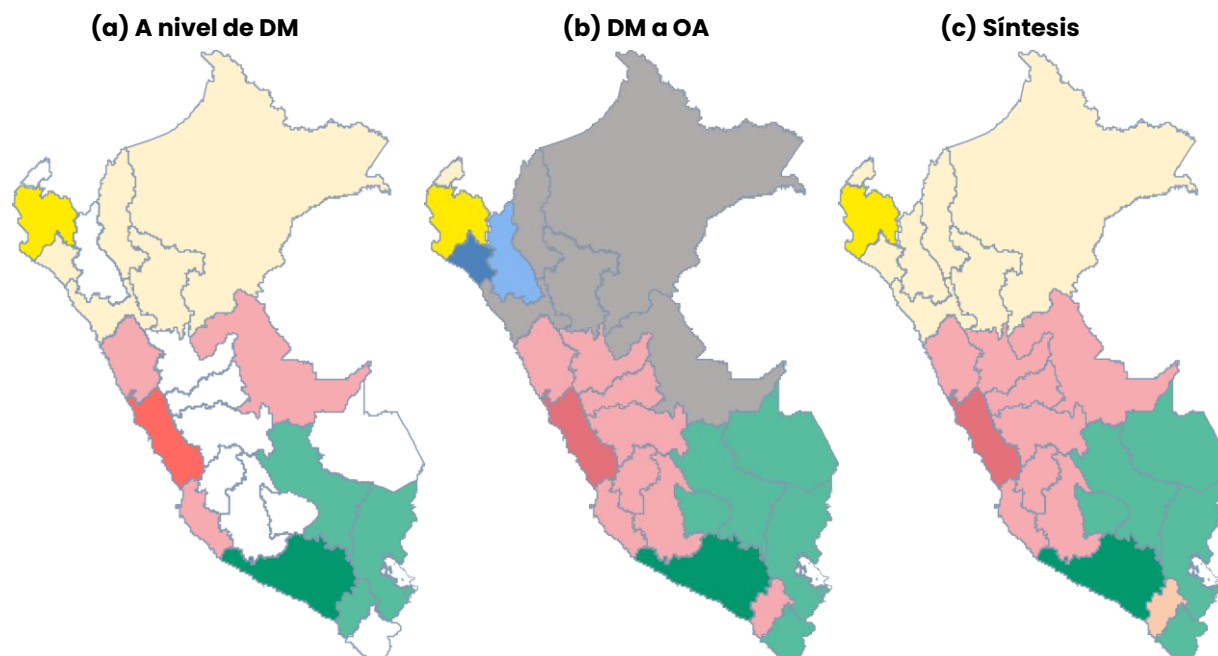
abastecedora de tres regiones (Cusco, Moquegua y Puno) y conforma la segunda zona comercial. En el Centro, Callao y Lima abastecen a varias regiones: Callao principalmente comercializa con 2 regiones (Áncash y Lima); mientras que Lima con 4 regiones (Ica, Ucayali, Callao y Áncash). En ese sentido, la tercera zona comercial estaría asociada a Lima con Callao como líderes.

Sobre el comercio terrestre-fluvial con OA, el análisis confirma como abastecedores principales a las regiones de Piura, Callao y Arequipa. La zona comercial del sur estaría liderada por Arequipa junto a Madre de Dios, Apurímac, Puno y Cusco. El caso de Moquegua y Tacna es particular ya que Tacna se abasteció principalmente de Moquegua (64%) y Arequipa (35%); mientras que Moquegua, de Callao (62%) y Arequipa (26%), por lo que Tacna formaría indirectamente parte de la zona comercial de Arequipa y Moquegua de la de Callao-Lima.

Respecto a la región Callao, se confirma su relevancia respecto a la comercialización hacia nueve regiones (Lima, Junín, Pasco, Huánuco, Moquegua, Ica, Huanavelica, Ayacucho y Áncash); mientras que Lima tiene una participación relevante respecto de Áncash y Ayacucho. Respecto de Piura, sus DM abastecieron a los OA ubicados en su región (91%) así como a los OA de la región Tumbes (95%) conformando una tercera zona comercial. Los DM de Lambayeque abastecieron a los OA ubicados en su región (74%) y a los de Cajamarca (68%), conformando una cuarta zona comercial. Finalmente, se identifica un bloque de regiones que conforman una zona comercial particular pues muestran un comercio centralizado de manera indirecta: Los OA de estas regiones se abastecieron principalmente de los DM de su propia región: San Martín (45%), La Libertad (57%), Loreto (90%), Ucayali (70%) y Amazonas (63%). No obstante, los DM de estas regiones se abastecieron principalmente de los líderes de las zonas comerciales mayoristas (Piura o Lima).

El **Mapa 3** muestra las zonas comerciales encontradas a nivel de DM y de OA. La unión de los dos análisis refleja una zona comercial en el norte liderada por Piura y secundado por los DM que son principales abastecedores de sus regiones asociadas (los DM de Piura abastecen a los DM de las otras regiones y estos últimos abastecen a los OA de su propia región). En la zona comercial del Centro, los DM de Lima son los principales abastecedores a nivel mayorista y los DM de Callao son los principales abastecedores a OA. Finalmente, en la zona comercial del Sur, los DM de Arequipa son los principales abastecedores complementados por Lima y Callao o los DM de las propias regiones del sur.

**Mapa 3. Clústeres de comercialización regional de diésel B5 y B5 S50,
enero 2024–febrero 2025**

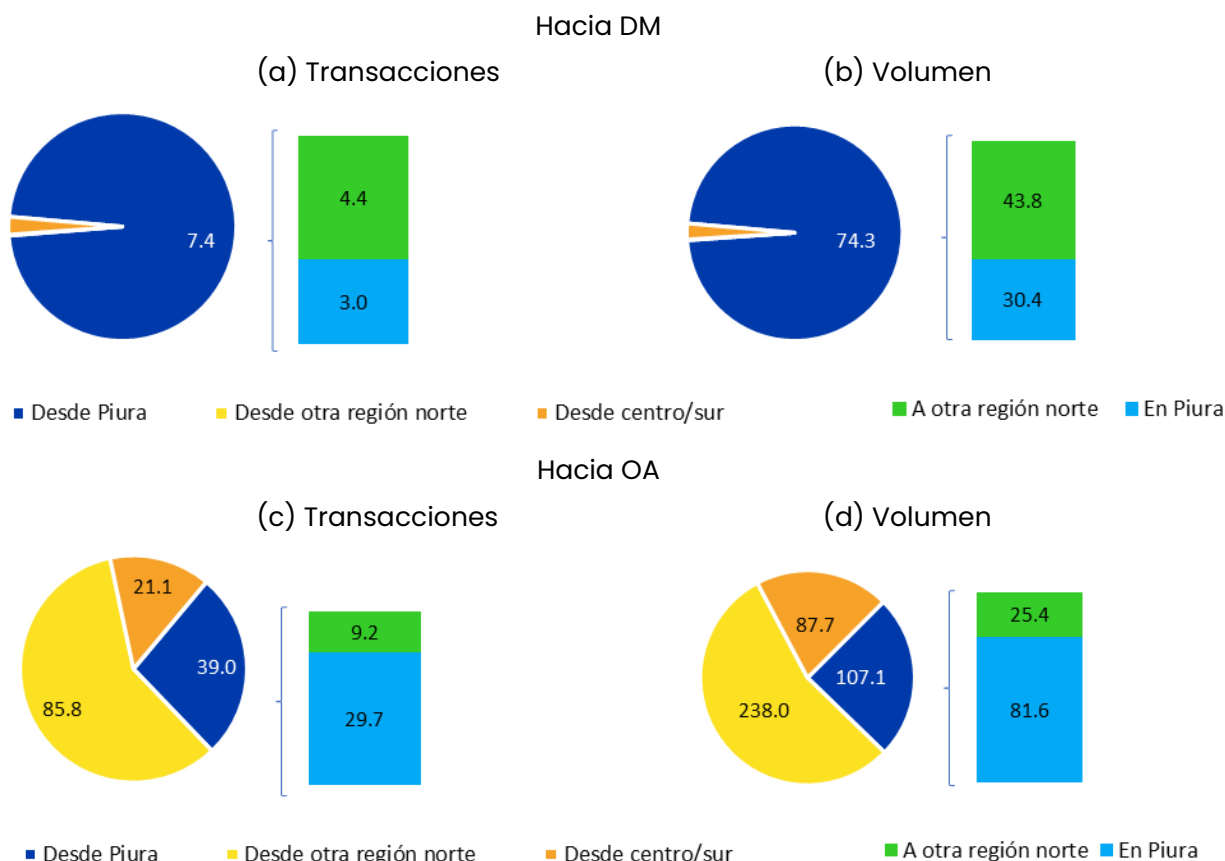


Nota: Las regiones con el color más enfatizado identifican a las regiones clave en los clústeres.

Fuente: SCOP. Elaboración: GPAE.

La participación de las regiones relevadas en el análisis de comercialización terrestre refleja que Piura constituyó el punto de origen de cerca de 7400 (97.3%) transacciones entre DM de la zona norte, de las cuales 2998 (40.6%) fueron realizadas dentro de Piura. En términos volumétricos, estas transacciones implicaron la comercialización de más de 74 MMGLS (97.5%), de los cuales 30.4 MMGLS (40.9%) fueron comercializados dentro de Piura. En el caso de transacciones de DM hacia OA, Piura fue el punto de origen de casi 39 mil (26.7%) transacciones dentro de la zona norte, más de 29 700 (76.3%) hacia OA dentro de Piura. En términos volumétricos, se comercializó 107 MMGLS (24.7%), cerca de 82 MMGLS (76.2%) hacia OA dentro de Piura (ver **Gráfico 3**).

Gráfico 3. Transacciones y volúmenes de diésel comercializados por DM de Piura, enero 2024-febrero 2025



Nota: El número de transacciones está mostrado en miles y los volúmenes transados en millones de galones.

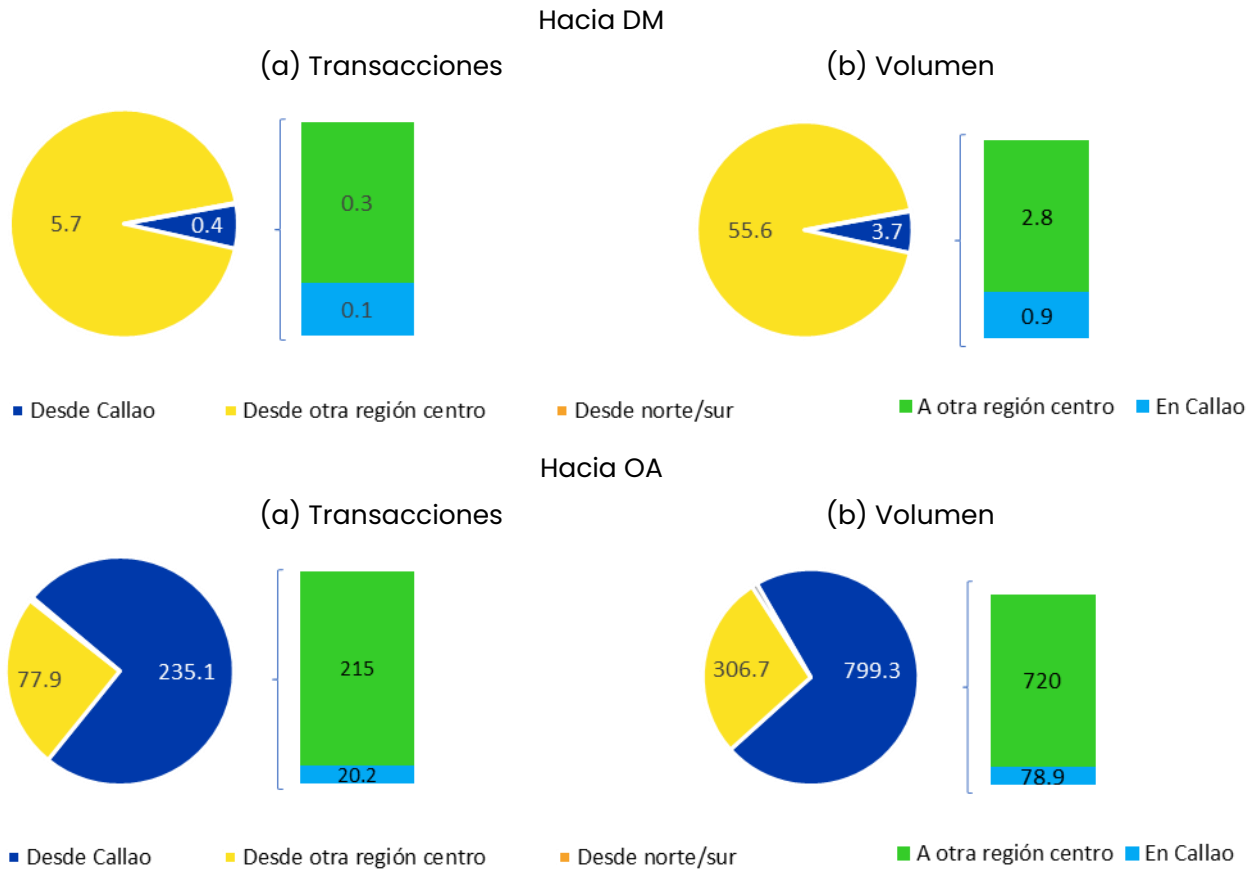
Fuente: SCOP-DSR-Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

En el caso de Callao, esta región constituyó el punto de origen de 380 (6.3%) transacciones entre DM de la zona centro, 94 (25%) dentro de Callao. En términos volumétricos, se comercializaron 3.7 MMGLS (6.2%), 853 mil galones (23.2%) dentro de Callao. Complementariamente, Callao constituyó el origen del 2.2% de transacciones y el 2% del volumen hacia la zona norte; así como el 0.07% en transacciones y volumen hacia la zona sur.

En el caso de transacciones de DM hacia OA, Callao fue el punto de origen de más de 235 mil (74.7%) transacciones dentro de la zona centro, 20 mil hacia OA dentro de Callao. En términos volumétricos, estas transacciones implicaron la comercialización de casi 800 MMGLS (72%), cerca de 79 MMGLS (10%) hacia OA dentro de Callao (ver **Gráfico 4**). Complementariamente,

Callao constituyó el origen del 12% de transacciones y el 17% del volumen hacia la zona norte; así como el 7% en transacciones y 14% del volumen hacia la zona sur.

Gráfico 4. Transacciones y volúmenes de diésel comercializados por DM de Callao, enero 2024-febrero 2025



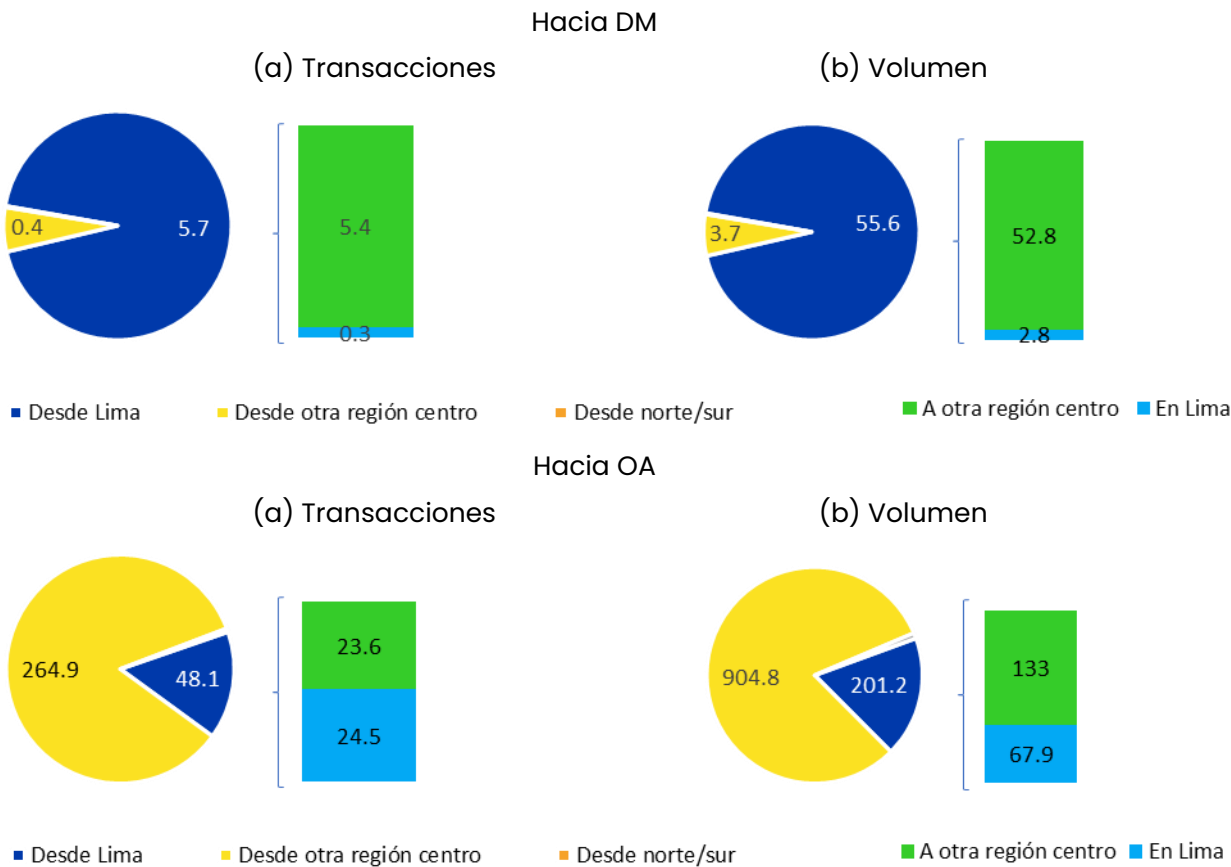
Nota: El número de transacciones está mostrado en miles y los volúmenes transados en millones de galones.
Fuente: SCOP-DSR-Osinerghmin. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

En el caso de Lima, esta región constituyó el punto de origen de más de 5600 (93.6%) transacciones entre DM de la zona centro, 286 (5.1%) dentro de Lima. En términos volumétricos, estas transacciones implicaron la comercialización de 55.6 MMGLS (93.7%), 2.8 MMGLS (5.1%) dentro de Lima. Complementariamente, Lima constituyó el origen del 0.3% de transacciones y volumen hacia la zona norte; así como el 0.06% en transacciones y volumen hacia la zona sur.

En el caso de transacciones de DM hacia OA, Lima fue el punto de origen de más de 48 mil (15.3%) transacciones dentro de la zona centro, más de 24 mil hacia OA dentro de Lima. En términos volumétricos, estas transacciones implicaron la comercialización de más de 201

MMGLS (18%), cerca de 68 MMGLS (33.7%) hacia OA dentro de Lima (ver **Gráfico 5**). Complementariamente, Lima constituyó el origen del 0.4% de transacciones y el 0.3% del volumen hacia la zona norte; así como el 2.8% en transacciones y 2.6% del volumen hacia la zona sur.

Gráfico 5. Transacciones y volúmenes de diésel comercializados por DM de Lima, enero 2024-febrero 2025



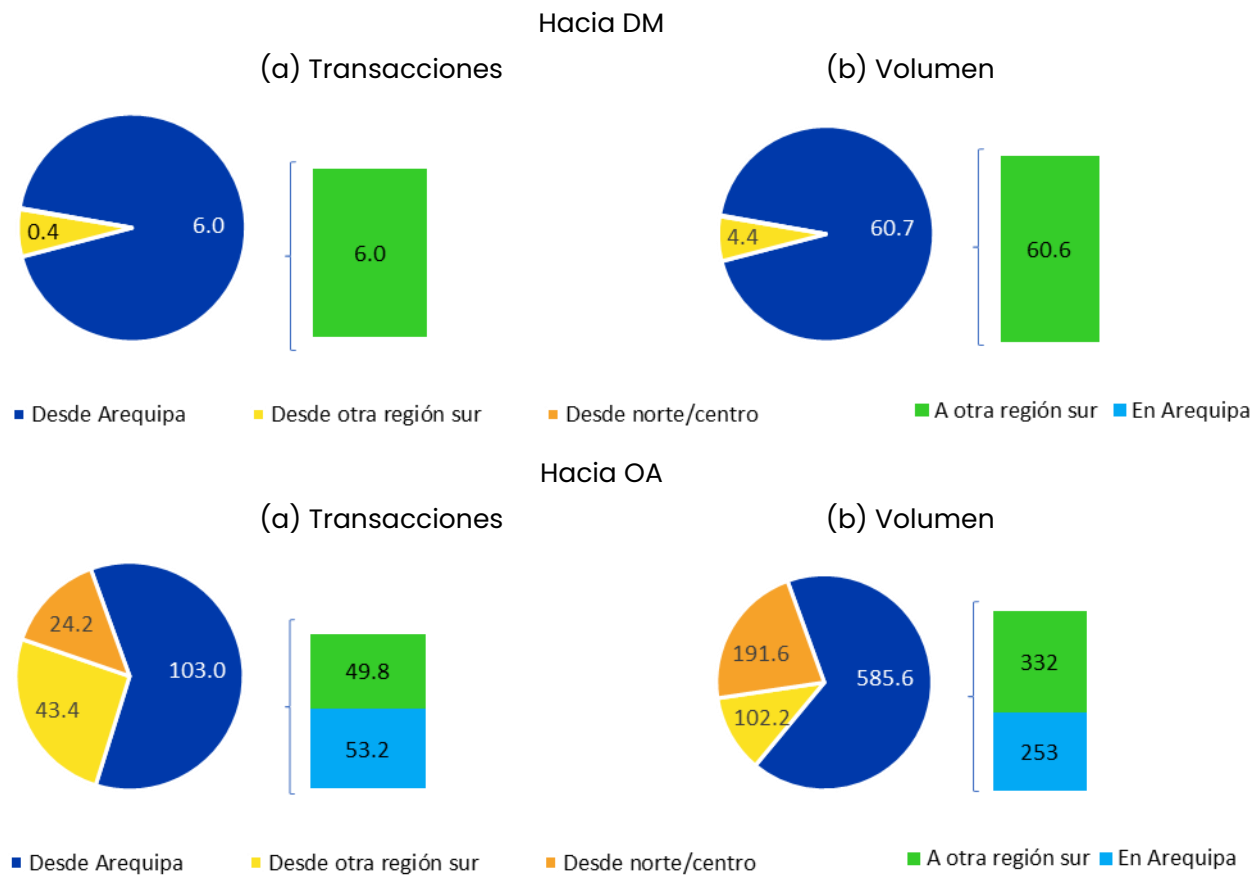
Nota: El número de transacciones está mostrado en miles y los volúmenes transados en millones de galones.
Fuente: SCOP-DSR-Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

Finalmente, en el caso de Arequipa, esta región constituyó el punto de origen de 6024 (93.1%) transacciones entre DM de la zona sur, 11 (0.2%) dentro de Arequipa. En términos volumétricos, estas transacciones implicaron la comercialización de 60.7 MMGLS (93.2%), 30.4 mil galones (0.05%) dentro de Arequipa.

En el caso de transacciones de DM hacia OA, Arequipa fue el punto de origen de más de 103 mil (60.4%) transacciones dentro de la zona sur, más de 53 mil hacia OA dentro de Arequipa.

En términos volumétricos, estas transacciones implicaron la comercialización de más de 585 MMGLS (66.6%), cerca de 253 MMGLS (43.3%) hacia OA dentro de Arequipa (ver **Gráfico 6**). Complementariamente, Arequipa constituyó el origen del 0.1% de transacciones y el 0.2% del volumen hacia la zona centro; así como el 0.03% en transacciones y 0.05% del volumen hacia la zona norte.

Gráfico 6. Transacciones y volúmenes de diésel comercializados por DM de Arequipa, enero 2024-febrero 2025



Nota: El número de transacciones está mostrado en miles y los volúmenes transados en millones de galones.

Fuente: SCOP-DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

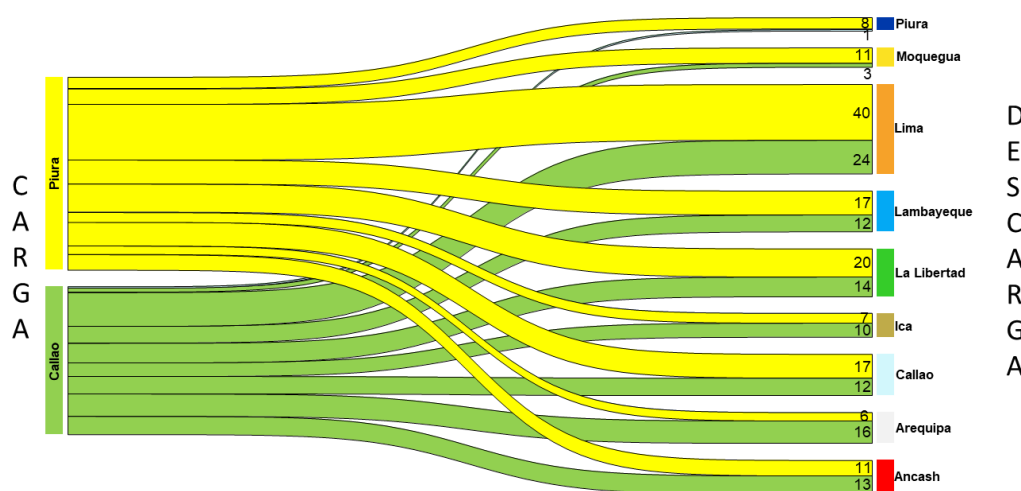
En relación al cabotaje marítimo, se puede identificar las regiones abastecedoras (cargas) y receptoras (descargas). De acuerdo con la información de la Dirección de Autorizaciones de Transporte Acuático del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (en adelante, DATA-

MTC)²⁷, en el periodo de análisis se realizaron 123 operaciones de carga de combustible que incluyeron al diésel B5 S50; de estas, 21 fueron exclusivamente de este combustible. Casi todas las operaciones de carga se realizaron en terminales portuarios de Callao (60) y Piura (59). De las operaciones exclusivas de diésel B5 S50, 16 fueron realizadas en Piura. El volumen cargado en las mencionadas 21 operaciones fue de 71 MMGLS, 55.6 MMGLS en Piura.

Las operaciones de descarga de combustible totalizaron 248 en el periodo analizado, 71 de las cuales fueron exclusivamente de diésel B5 S50. Las regiones con mayores operaciones de descarga desde barcos que transportaban diésel B5 S50 fueron Lima (26%), La Libertad (14.5%), Lambayeque y Callao (12.1% c/u). De las 71 operaciones de descarga exclusivamente de diésel B5 S50, las regiones de mayor participación fueron Lima (30%), Áncash (15%), Moquegua (14%), La Libertad y Piura (13% c/u). El volumen descargado en las mencionadas 71 operaciones fue de 165.2 MMGLS, 80.2 MMGLS en Lima.

Callao y Piura son los principales abastecedores dada la cantidad de operaciones de descarga de barcos que cargaron en los terminales de estas regiones (105 y 137 operaciones, respectivamente) (ver **Ilustración 1**).

Ilustración 1: Operaciones de carga²⁸ según punto de descarga de diésel B5 S50 y región, enero 2024–febrero 2025



Fuente: DATA-MTC. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

²⁷ De acuerdo con la información de la DATA-MTC, la información reportada por las empresas navieras incluye la cantidad total de combustible transportado sin desagregar por tipo de combustible, por lo que la información precisa sobre el volumen cargado y descargado es parcial, lo cual dificulta el dimensionamiento de la importancia del cabotaje como medio de abastecimiento.

²⁸ Se incluyen todas las operaciones de carga en las que se incluyó al Diésel B5 S50.

Si se abstrae solo a las operaciones de carga y descarga únicamente de diésel B5 S50, se puede identificar que Callao y Piura habrían sido los principales abastecedores mediante cabotaje de Áncash; Callao fue el principal proveedor de Lima; Ica y Callao fueron importantes proveedores entre sí; mientras que Piura fue un importante proveedor para Lambayeque, La Libertad, Moquegua y la propia Piura. Estos resultados relevan nuevamente el papel de la infraestructura de las regiones de Callao y Piura en el abastecimiento de diésel B5 S50 en particular, regiones que encabezan dos de las zonas comerciales analizados previamente.

En este sentido, las regiones que encabezan las zonas comerciales de DM tienen una alta importancia en el abastecimiento y punto de acceso para la comercialización de Diésel B5 y B5-S50 del país, desde donde se abastece en una importante proporción a varias regiones.

Dado que el abastecimiento de las zonas comerciales se lleva a cabo principalmente desde las plantas de abastecimiento de la propia zona, a continuación, se presenta el análisis de un escenario bajo los siguientes supuestos:

- La capacidad total de las plantas de abastecimiento que explícitamente indican que almacenan diésel B5 o diésel B5 S50 (18 de 27), es destinada solo a estos combustibles, asignándola según las zonas comerciales identificadas en el presente informe.
- Se paraliza toda forma de abastecimiento del producto (terrestre, fluvial, marítimo).
- No se requiere cumplir las obligaciones de existencias (se puede vender todo el combustible almacenado).

Al realizar la comparación con la demanda conjunta de diésel B5 y B5-S50 durante el 2024 publicada por SCOP-Osinermin, el resultado refleja que:

- 1) Si se toma el mes de máxima y mínima demanda de cada zona comercial, las plantas de abastecimiento podrían cubrir entre 30 y 41 días calendario (dc) en la zona norte; entre 50 y 70 dc en la zona centro y entre 39 y 50 dc en la zona sur.
- 2) Si se toma la demanda promedio diaria anual, se podría cubrir 34 dc en la zona norte, 58 dc en la zona centro y 44 dc en la zona sur.

La capacidad de almacenamiento de las plantas de abastecimiento es utilizada para almacenar multiplicidad de combustibles, por lo que los resultados mostrados son optimistas dentro de este escenario extremo. En ese sentido, en un escenario de dificultades en el abastecimiento, es posible que se desencadenen mecanismos de mercado que afecten la economía de los consumidores (ver sección 3), por lo que el análisis para la expansión o ubicación de infraestructura estratégica de almacenamiento sería una acción recomendable.

A continuación, se analiza la logística de abastecimiento de las zonas comerciales identificadas.

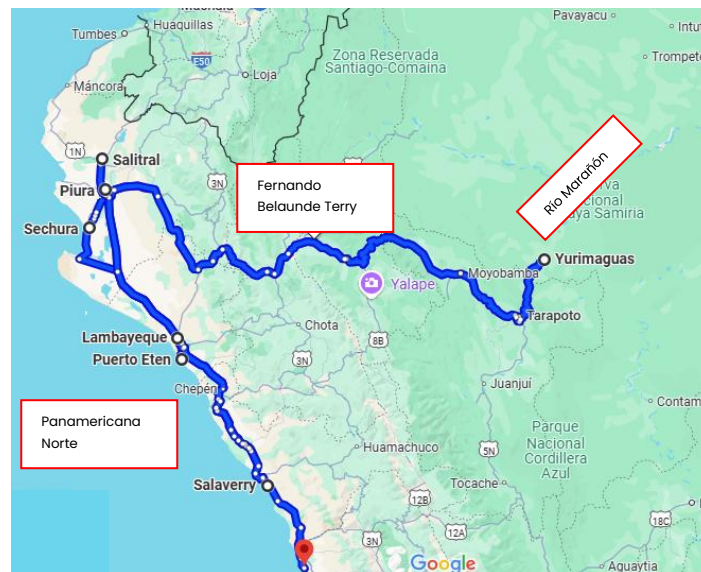
Logística de abastecimiento

De acuerdo a información del mapa vial del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), las principales rutas de ingreso a las regiones que cuentan con la mayor participación en la comercialización del diésel las constituyen la Longitudinal de la Costa Sur (Panamericana Sur) y la Longitudinal de la Costa Norte (Panamericana Norte). Esto debido a que las plantas de abastecimiento en las que operan los DM se ubican principalmente en la costa y relativamente cerca a los puertos. En el Centro, la Carretera Central es clave para el abastecimiento de las demás regiones de la sierra central y Ucayali. En el sur, las carreteras que parten desde Mollendo-Matarani hacia el interior y que cruzan la ciudad de Arequipa, de manera similar al caso de GLP son vías importantes -PE-34 y sus ramales (34A, 34E, por ejemplo) que comunican Arequipa con Puno y Cusco-. Si bien en las plantas de la costa se pueden abastecer de importaciones y cabotaje por vía marítima, una vez que se cuenta con el producto en la planta las vías mencionadas son el principal punto de envío.

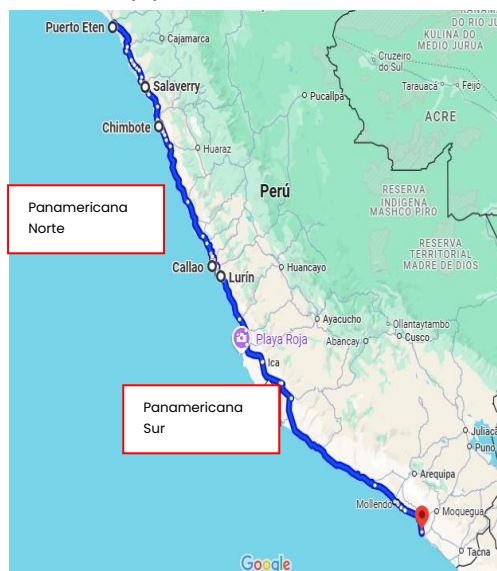
En el caso de la selva, en particular la región de Loreto, las vías fluviales de ríos navegables se convierten en puntos de acceso complementarios pero indispensables una vez que se llega al límite de las localidades con acceso a vías terrestres. Por ejemplo, en el periodo analizado hubo ventas de DM ubicados en Yurimaguas hacia Iquitos. Analizando el mapa del MTC se puede llegar vía fluvial por el río Marañón hasta Iquitos; mientras que, desde Piura, principal abastecedor de los DM de Loreto, el abastecimiento es hacia los DM de Yurimaguas, de donde parten ventas hacia Iquitos (ver **Mapa 4**).

Mapa 4. Mapa vial principales rutas de abastecimiento de Distribuidores Mayoristas desde regiones que encabezan los hubs

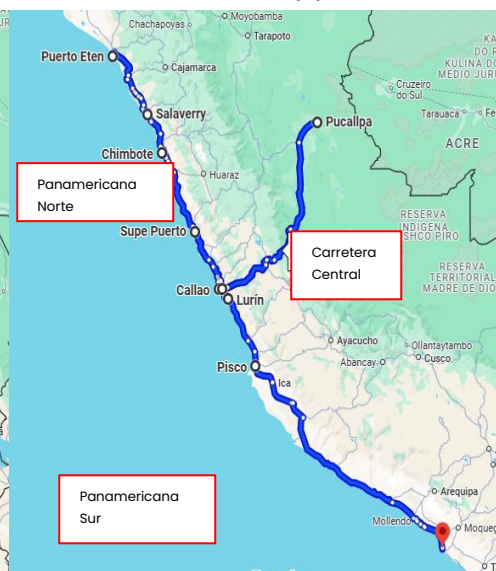
(a) Piura



(b) Callao



(c) Lima



Nota: Cuadros de texto añadidos.

Fuente: SCOP-DSR-Osinerghmin y Google Maps. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

Mapa 4 (continuación). Mapa vial principales rutas de abastecimiento de Distribuidores Mayoristas desde regiones que encabezan los hubs

(d) Arequipa



Nota: Cuadros de texto añadidos.

Fuente: SCOP-DSR-Osinergrmin y Google Maps. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

La presente sección ha mostrado evidencia de la importancia de algunas rutas de abastecimiento desde regiones como puntos focales o *hubs* en la comercialización del diésel: Piura en el Norte, Callao y Lima en el Centro y Arequipa en el Sur y que las principales vías de acceso terrestre son la Panamericana Sur y Norte, la Carretera Central, la carretera Fernando Belaunde Terry y las 34A y 34E; mientras que los principales puertos desde el cual se abastece por cabotaje marítimo e importación son los de Piura y Callao. A continuación, se describen algunos problemas que pueden generarse en la comercialización de diésel a nivel nacional cuando surgen situaciones que impiden el normal tránsito de mercancías.

3. Problemas identificados en la comercialización ante eventos que afecten el tránsito de combustibles

Durante el 2024, se registraron 45 eventos significativos que impactaron la continuidad del transporte de mercancías en las principales vías terrestres (Panamericana Norte y Sur, Carretera Central, entre otras), clasificados en climatológicos (19), humanos (22) y accidentes (4). Entre los eventos de origen humano, destacaron las protestas de trabajadores mineros

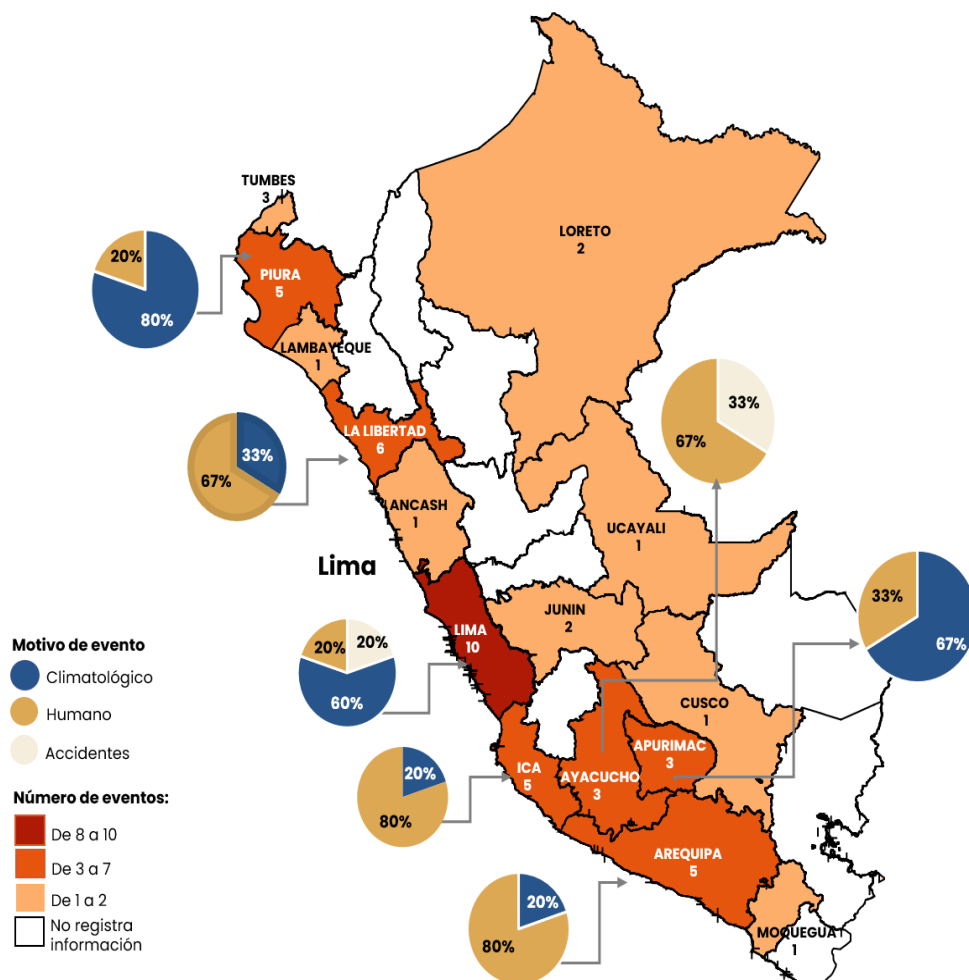
ocurridas en noviembre del 2024, que afectaron principalmente el acceso por la carretera Longitudinal de la Costa Sur (Panamericana Sur), provocando dificultades en el abastecimiento de combustibles en diversas regiones del país, como La Libertad, Lima, Ica, Arequipa y Moquegua (Infobae, 2024a).

En tanto, los eventos climatológicos registrados principalmente por oleajes anómalos ocurridos en distintas fechas del 2024 generaron el cierre de puertos. A fines de ese año, se cerraron 91 puertos a lo largo del litoral, ubicados principalmente en las regiones de Lima, Piura, Arequipa e Ica (Infobae, 2024b), afectando la recepción de combustibles en alrededor de 11 plantas de abastecimiento, que van desde la planta de abastecimiento de Eten en Lambayeque hasta Ilo en Moquegua. En marzo de 2025, la Dirección de Hidrografía y Navegación de la Marina de Guerra del Perú emitió avisos de oleajes anómalos que duraron hasta el 22 de dicho mes, afectando a 49 puertos en toda la costa (Infobae, 2025).

Por otro lado, hasta el 03 de marzo de 2025, en Sutrán se han reportado cuatro eventos, todos de origen climatológico (huaicos, deslizamientos de piedras, etc.) que han interrumpido la continuidad del transporte en las vías de Arequipa, Apurímac y Lima.

En términos generales, los eventos ocurridos entre 2024 e inicios de 2025 han afectado principalmente a las regiones de Lima, Piura, Arequipa, Ica, Apurímac, Ayacucho y La Libertad (ver **Mapa 5**).

Mapa 5: Eventos de mayor afectación en las principales vías de transporte de combustibles y mercancías (Ene-2024 a Mar-2025)



Nota: Se considera de mayor afectación al evento que haya generado como mínimo el detenimiento de 10 vehículos con mercancía. Los eventos totales de la región Lima incluyen también los eventos de la provincia Constitucional del Callao. Los eventos humanos implican protestas, huelgas, paros, movilizaciones sociales, entre otros. Los eventos climatológicos incluyen oleajes, huacicos y bajo caudal de los principales ríos de transporte de combustibles. En cuanto a los accidentes, estos se refieren a accidentes de tránsito.

Fuente: SUTRAN (2025), Infobae (2024) y Gestión (2024). Elaboración GPAE-Osinergmin.

La ocurrencia de eventos que impiden o dificultan el libre tránsito de mercancías puede afectar la economía tanto local como nacional dadas las interacciones e interdependencias entre las regiones y las actividades económicas.

Como se ha mencionado anteriormente, el abastecimiento de diésel del país se realiza por vía terrestre entre y desde plantas de abastecimiento (incluyendo las entregas desde las refinerías) -para posteriormente abastecer a los demás agentes-; y estas, a su vez, se abastecen también con la importación por vía marítima y la carga y descarga en terminales portuarios mediante cabotaje marítimo. Las principales vías terrestres dadas las transacciones analizadas son la Panamericana Sur y Norte, la Carretera Central, la carretera Fernando Belaunde Terry y las vías que conectan Mollendo con la ciudad de Arequipa, Juliaca y Cusco.

Cabe señalar que, ante eventos que afectan el abastecimiento de un bien, se genera incertidumbre y podrían empezar a funcionar otros mecanismos de mercado, tales como la reventa y el racionamiento (venta limitada del bien a los clientes) que derivan en el alza de precios. Se ha reportado un total de 49 eventos que impactaron en las principales vías de abastecimiento y un evento de oleaje anómalo que afectó mediante el cierre de la mayoría de puertos.

El abastecimiento de diésel B5 y B5-S50 se realiza principalmente en y desde las regiones de la costa. Dado que la Panamericana Sur y Norte son la principal vía terrestre de conexión entre las plantas de abastecimiento de la costa que normalmente se encuentran cerca de puertos, cualquier evento causado por eventos climatológicos o humanos como las protestas, el ingreso por otras vías implica un costo diferente por concepto de flete de transporte. Por ejemplo, un desvío por las carreteras interiores serían la principal forma de llegar de un punto a otro de la costa si una sección de la Panamericana está obstruida, aunque el uso de esta alternativa tendría mayor probabilidad en tanto el evento dure más. Esto también generará un aumento de precios dada la mayor distancia y los costos asociados. De igual manera si se opta por acceder a abastecimiento por vía portuaria (terminales, cabotaje) implica los costos de importación y/o de carga y descarga de un puerto a otro.

4. Conclusiones y recomendaciones

- Existen Plantas de Abastecimiento en quince (15) regiones del país, sin embargo, es una infraestructura cuya capacidad de almacenamiento está concentrada en cuatro (4) regiones con el 79% del total. Los Distribuidores Mayoristas totalizan 164 a nivel nacional, 70% en seis (6) regiones.
- Las regiones con mayor capacidad de almacenamiento “propia” (Lima, Arequipa, Callao) son, en cierto grado, independientes en el abastecimiento ya que los DM de la

propia región transan entre ellos y pueden importar por vía marítima. Piura, sin ser de las regiones con mayor capacidad también tiene esta característica. Las demás regiones dependen principalmente de las regiones con gran almacenamiento.

- Callao, Lima, Arequipa y Piura constituyen *hubs* de abastecimiento de diésel y conforman tres grandes zonas comerciales: centro, sur y norte, tanto por la proporción del volumen transado como por el número de transacciones de DM y OA en las demás regiones durante el periodo de análisis.
- La logística de abastecimiento de diésel a nivel nacional se da principalmente por vía terrestre a través de la Panamericana Sur y Norte, la carretera Central, la Fernando Belaunde Terry y las carreteras que conectan Mollendo con las principales ciudades del sur; por vía fluvial hacia Loreto. Las plantas de abastecimiento también se abastecen por vía marítima a través de importaciones o cabotaje marítimo. Este último se origina mayormente desde Piura y Callao.
- Según información de reportes de la Sutrán y medios periodísticos, las principales vías por donde se abastece de diésel entre las regiones han sido afectadas por eventos climatológicos y humanos lo cual dificulta el abastecimiento. Esto puede derivar en, por un lado, la aplicación de mecanismos de mercado alternativos como la reventa o el racionamiento o, por otro lado, el uso de rutas alternativas para abastecer a una zona afectada. Ambos pueden derivar en alzas de precios y demora en el abastecimiento de las zonas afectadas. Las rutas alternas implican un alza en los fletes de transporte y su uso puede depender de la duración del evento o fenómeno.
- En ese sentido, se consideran pertinentes las siguientes recomendaciones:
 - Mediante Ley 32315- Ley que establece medidas para impulsar la masificación del Gas Natural, publicada en El Peruano el 30 de abril de 2025, se creó la Agencia de Inventarios de Combustibles (AIC) que tiene entre sus funciones la gestión y operación de la infraestructura de almacenamiento no concesionada y pública, promover y ejecutar proyectos de infraestructura para combustibles, elaborar estudios de demanda de hidrocarburos y publicar estadísticas sobre existencias e indicadores de avance. Por ello, se recomienda que dicha agencia:
 - Analice la viabilidad de proyectos de almacenamiento de combustibles líquidos en zonas de paso intermedias de manera que aumente su capacidad de reserva, se reduzca la concentración y la necesidad de transporte terrestre desde dichos puntos.
 - Se identifique puntos en el interior del país para almacenamiento estratégico, como, por ejemplo, en la selva norte que depende del transporte fluvial, en zonas de mayor conflicto social o mayor demanda relativa; o en zonas de menor riesgo ante desastres naturales como sismos e inundaciones.

5. Referencias

- Gestión (2024). Bajo caudal en Amazonas pone en riesgo alimentos y combustibles en Loreto. Disponible en: <https://gestion.pe/economia/rio-amazonas-caudal-seguiria-bajando-hasta-noviembre-los-riesgos-que-acechan-loreto-sequia-rios-incendios-forestales-noticia/>
- Infobae (2024a). Bloquean diez carreteras en cuatro regiones: mineros informales reclaman la ampliación del Reinfo. Disponible en: <https://www.infobae.com/peru/2024/11/28/bloquean-diez-carreteras-en-cuatro-regiones-mineros-informales-reclaman-la-ampliacion-del-reinfo/>
- Infobae (2024b). Oleajes anómalos golpean Perú: puertos cerrados y embarcaciones afectadas en toda la costa. Disponible en:
 - <https://www.infobae.com/peru/2024/12/29/oleajes-anomalos-en-peru-en-vivo-maretazo-azota-la-costa-y-deja-pescadores-varados-puertos-cerrados-e-infraestructura-danada/>
- Infobae (2025). Oleajes anómalos: suben a 49 los puertos cerrados en todo el litoral peruano. Disponible en: https://www.infobae.com/peru/2025/03/20/oleajes-anomalos-suben-a-49-los-puertos-cerrados-en-todo-el-litoral-peruano/?utm_source=chatgpt.com

6. Anexos

Cuadro I-A: Número de agentes que comercializan diésel, por tipo y región

Tipo de agente	Total nacional	Región con mayor cantidad	% participación	Capacidad total (galones)	Región con mayor capacidad promedio	% Capacidad
Distribuidores minoristas	1448	Lima	32%	-	-	-
Grifos y estaciones de servicio	3495	Lima	13%	57 253 609	Lima	15%
Estaciones de servicios mixtas	211	Lima	85%	5 239 578	Lima	87%
Estaciones de servicio de venta de GNV	35	Lima	83%	1 049 892	Lima	83%
Estaciones de servicio con gasocentros de GLP	1380	Lima	24%	29 016 119	Lima	25%
CDCL y OPDH con instalaciones fijas	1641	Lima	33%	160 535 674	Moquegua	30%
CDCL y OPDH con instalaciones móviles	24	Cusco	21%	524 754	Loreto	49%
Grifos flotantes	149	Loreto	58%	-	-	-
Grifos rurales	554	Puno	39%	-	-	-
Transportistas de CL y OPDH en camiones	10 648	Lima	28%	72 037 490	Lima	26%
Transportistas de CL y OPDH en vagones	178	Arequipa	55%	2 417 114	Arequipa	49%
Transporte de CL de contenedores intermedios	390	Puno	18%	259 630	Puno	29%
Comercializadores de combustible de embarcación	440	Moquegua	31%	-	-	-
Medios de transporte acuático	192	Loreto	63%	-	-	-
Consumidores menores	377	Madre de Dios	100%	84 501	Madre de Dios	100%

Fuente: Registro de Hidrocarburos de Osinergmin al 31.12.2024. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 2-A: Grifos y estaciones de servicio que comercializan diésel, por región

Región	Cantidad	% Cantidad	Región	Capacidad total (gln)	% Capacidad	Región	Capacidad promedio (gln)
LIMA	444	13%	LIMA	8 513 940	15%	MADRE DE DIOS	24 305
PUNO	410	12%	CUSCO	7 140 639	12%	CALLAO	21 844
CUSCO	364	10%	PUNO	6 354 027	11%	SAN MARTIN	20 140
AREQUIPA	261	7%	AREQUIPA	3 880 922	7%	CUSCO	19 617
CAJAMARCA	179	5%	MADRE DE DIOS	3 111 016	5%	LIMA	19 176
PIURA	153	4%	SAN MARTIN	2 698 785	5%	UCAYALI	18 710
AYACUCHO	152	4%	UCAYALI	2 638 057	5%	APURIMAC	18 321
UCAYALI	141	4%	AYACUCHO	2 420 861	4%	TUMBES	17 707
ANCASH	139	4%	CAJAMARCA	2 326 944	4%	MOQUEGUA	17 631
LA LIBERTAD	137	4%	PIURA	2 283 167	4%	ICA	16 237
OTROS	1115	32%	OTROS	15 885 251	28%	OTROS	14 247
Total	3495	100%	Total	57 253 609	100%	Total	16 382

Fuente: SCOP-DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 3-A. Número de distribuidores minoristas que comercializan diésel, por región

Región	Cantidad	% Cantidad
LIMA	463	32%
LA LIBERTAD	214	15%
ICA	117	8%
PIURA	115	8%
CUSCO	63	4%
ANCASH	58	4%
OTROS	418	29%
Total	1448	100%

Fuente: SCOP-DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinerghmin

Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE

Informe Mensual de Energía y Minería – julio 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
Ricardo De La Cruz Sandoval
Carlos Alberto Miranda Velásquez

Gerente de Políticas y Análisis Económico
Especialista Senior en Análisis Económico
Analista Económico Regulatorio

• Electricidad

Carlos Renato Salazar Ríos
Marianella Crispin Cunya
David Gregory Sonco Jaramillo

Especialista en Métodos Cuantitativos
Especialista Senior Técnico Económico
Practicante Calificado

• Minería

Melissa Isabel Llerena Prato Longo
Victor Raul Zurita Saldaña
Francisco Javier Coello Jaramillo
Thais Chavez Porta
Joseph Cristian Vela Vargas
Jose Emilio Chicasaca Huamani
Wesley Miller Perez Ortiz

Especialista en Asociaciones Público-Privadas
Especialista Senior en Análisis Económico
Especialista Económico Sectorial
Analista Económico Sectorial
Analista del Sector Energía y Minería
Analista del Sector Energía y Minería
Practicante Calificado

• Hidrocarburos

Melissa Isabel Llerena Prato Longo
Victor Raúl Zurita Saldaña
Francisco Javier Coello Jaramillo
Thais Chavez Porta
Joseph Cristian Vela Vargas
José Emilio Chicasaca Huamani
Jackeline Diana De la Cruz Lopez
Wesley Miller Pérez Ortiz

Especialista en Asociaciones Público-Privadas
Especialista Senior en Análisis Económico
Especialista Económico Sectorial
Analista Económico Sectorial
Analista del Sector Energía y Minería
Analista del Sector Energía y Minería
Practicante Calificado
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 Osinerghmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad de Osinerghmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar el Informe como: Trelles, J.; De La Cruz, R.; Llerena, M.; Zurita, V.; Coello, F.; Miranda, C.; Chavez, T.; Vela, J.; Chicasaca, J.; Perez, W.; y De la Cruz, J. *Informe Mensual de Energía y Minería – julio de 2025*. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinerghmin – Perú.

Osinerghmin 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 Osinerghmin 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.