PROMIGAS Perú

Quavii
Una empresa PROMIGAS

INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL EN EL PERÚ



InfoGAS PROMIGAS

10 AÑOS

ÍNDICE

CONTENIDO

01. Introducción 4

02. Resumen ejecutivo 5

03. Celebrando 10 años de informes 12

- 3.1. Hitos en 10 años de informes 14
- 3.2. Cómo ha cambiado la industria en 10 años 21
- 3.3. Los tropiezos de la masificación del gas natural en el Perú 24

04. El gas natural en el Perú 25

- 4.1. Entorno económico 26
- 4.2. Cifras del sector 28

05. Avances de la masificación del gas natural en el Perú 77

- 5.1. Los grandes números a 2024 78
- 5.2. Los motores de la masificación 80
- 5.3. Hitos clave alcanzados recientemente en el Sector Gas Natural 83

06. Temáticas relevantes 90

- 6.1. La agenda del gas natural en el sur: pasos iniciales 91
- 6.2. La importancia del gas natural en la transición energética peruana 97
- 6.3. Retos regulatorios para viabilizar inversiones en el sector hidrocarburos 100

07. El gas natural a nivel mundial 113

- 7.1. Matriz energética y emisiones 114
- 7.2. Emisiones de CO_2 115
- 7.3. Reservas de gas natural 117
- 7.4. Producción de gas natural 118
- 7.5. Consumo de gas natural 119
- 7.6. Precios internacionales del gas natural y de otros commodities energéticos 120
- 7.7. Comercio internacional de gas natural 121
- 7.8. Cifras de Sur y Centroamérica 124
- 7.9. Cifras en Norteamérica 128

08. Anexos 131

InfoGAS PROMIGAS



1 INTRODUCCIÓN

PROMIGAS Perú

Quavii
Una empresa PROMIGAS

01

Introducción

Este año se presenta la décima edición del Informe del Sector Gas Natural en el Perú. Diez años después de aquella primera publicación en 2016, el documento reafirma su propósito original: ofrecer información técnica y confiable sobre el sector, y acompañar el proceso de masificación del gas natural en el país. Hoy, tras una década de seguimiento continuo, el informe se ha consolidado como un referente para comprender los avances, desafíos y oportunidades de una industria esencial para el desarrollo energético y económico del Perú.

Durante este período, el país ha logrado un progreso notable en la masificación del gas natural. Lo que en 2014 era una industria incipiente, concentrada casi por completo en Lima y Callao y con una cobertura inferior al 4% de la población, hoy llega a diez regiones y beneficia a cerca de una cuarta parte de los peruanos. El número de hogares conectados se multiplicó por más de siete en una década, superando los 2,4 millones de conexiones al cierre de 2024. Este avance ha sido posible gracias a la acción coordinada entre el Estado, las empresas distribuidoras y miles de trabajadores que, día a día, han hecho posible el acceso a una energía más limpia, segura y competitiva para las familias peruanas.

Este progreso no fue casual. Detrás de cada conexión hay políticas públicas, inversionistas constantes y la convicción de que el gas natural debía convertirse en un motor de inclusión energética. Programas como BonoGas y Ahorro GNV, financiados a través del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), han sido decisivos para acercar este servicio a los hogares y a los conductores en la costa peruana. En paralelo, las nuevas concesiones regionales –en especial las del norte, operadas por Promigas– demostraron que era posible masificar el gas natural fuera de Lima mediante modelos de transporte virtual y una gestión eficiente de la infraestructura. Gracias a estos esfuerzos, el crecimiento dejó de depender exclusivamente de la capital y se convirtió en una política de alcance nacional.

Aun con estos avances, persisten desafíos significativos. El proceso de masificación enfrenta limitaciones derivadas de brechas regulatorias y tarifarias, así como de la necesidad de fortalecer la infraestructura que sustente el crecimiento futuro. El informe de este año identifica estas restricciones y propone alternativas orientadas a ampliar la cobertura mediante nuevos proyectos de transporte y distribución. Destacan, en este sentido, las iniciativas de Cálidda y Transportadora de Gas del Perú (TGP), que buscan extender la red hacia nuevas regiones y garantizar el abastecimiento del sur del país, contribuyendo a resolver los desafíos estructurales del sector.

A nivel internacional, el documento analiza el papel del gas natural en un entorno energético que evoluciona hacia un modelo de agregación energética, en el que distintas fuentes –convencionales y renovables– interactúan para asegurar la flexibilidad, la estabilidad y la sostenibilidad del sistema. En este contexto, el gas natural conserva un papel fundamental como fuente que facilita la integración de energías limpias, sostiene la seguridad del suministro y apoya la competitividad industrial. Para el Perú, avanzar hacia esta visión integrada será clave para fortalecer su matriz energética y asegurar un desarrollo equilibrado y sostenible.

Como en las ediciones anteriores, el informe combina un análisis riguroso de los datos del sector con una revisión de las principales tendencias y acontecimientos del último año. Asimismo, ofrece una mirada retrospectiva a la evolución de la industria desde la primera edición, resaltando los hitos que han marcado su desarrollo y los aprendizajes que deja esta década de masificación. Esperamos que esta nueva edición sea una herramienta útil para entender la evolución del sector y, sobre todo, para seguir construyendo juntos un futuro energético más limpio, seguro y sostenible para el país.

Cumplir diez ediciones de este informe representa, para Promigas, una oportunidad para reafirmar su compromiso con el Perú y con el desarrollo sostenible del gas natural. Nuestro propósito ha sido, y seguirá siendo, aportar información confiable, promover el debate técnico y acompañar el crecimiento de una industria que contribuye al bienestar de millones de personas. Espero que esta nueva edición sea una herramienta útil para entender la evolución del sector y, sobre todo, para seguir construyendo juntos un futuro energético más limpio, seguro y sostenible para el país.





Juan Manuel Rojas Payán
Presidente Promigas

InfoGAS PROMIGAS 10 años



RESUMEN EJECUTIVO

PROMIGAS Perú

Quavii
Una empresa PROMIGAS

02

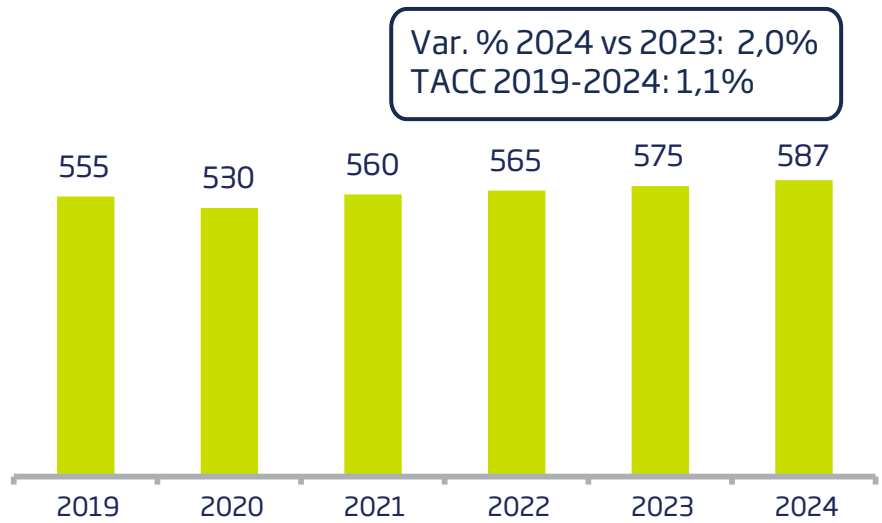
Resumen ejecutivo

Entorno internacional

El consumo energético global aumentó 2 % en 2024, algo por debajo del crecimiento económico (3 %). Los combustibles fósiles representaron 90 % del consumo.

Consumo energético mundial

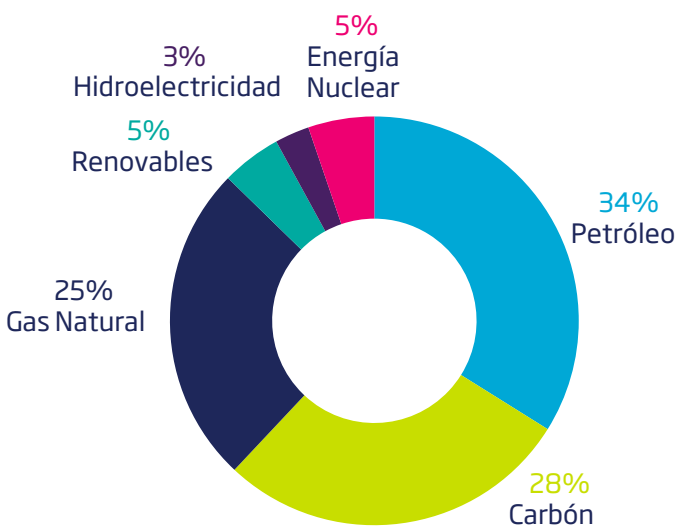
Exajoules



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2024: Consumo energético mundial

% del total

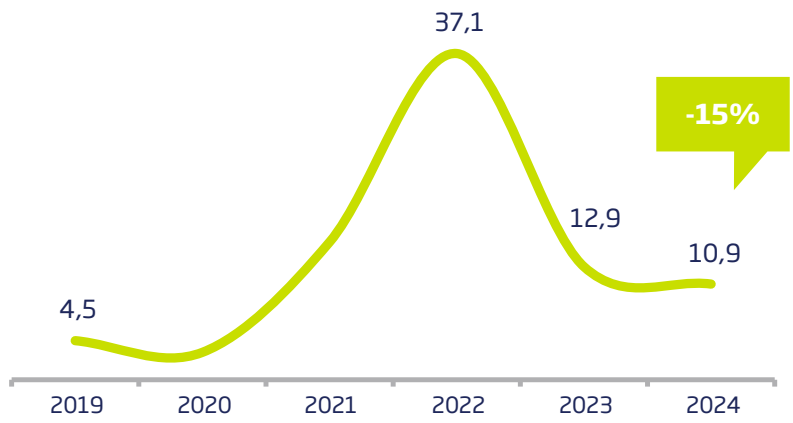


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Las cotizaciones internacionales de gas natural más importantes para el Perú permanecieron en niveles altos, aunque por debajo de los niveles récord registrados en los últimos dos años.

Dutch TTF ERDGAS

US$/MBTU[1]

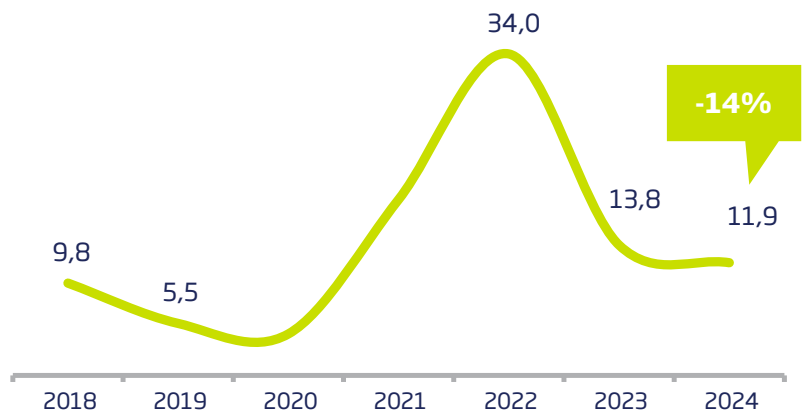


[1]Milllones de unidades térmicas británicas.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Japan Korea Marker

US$/MBTU[1]



[1]Milllones de unidades térmicas británicas.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

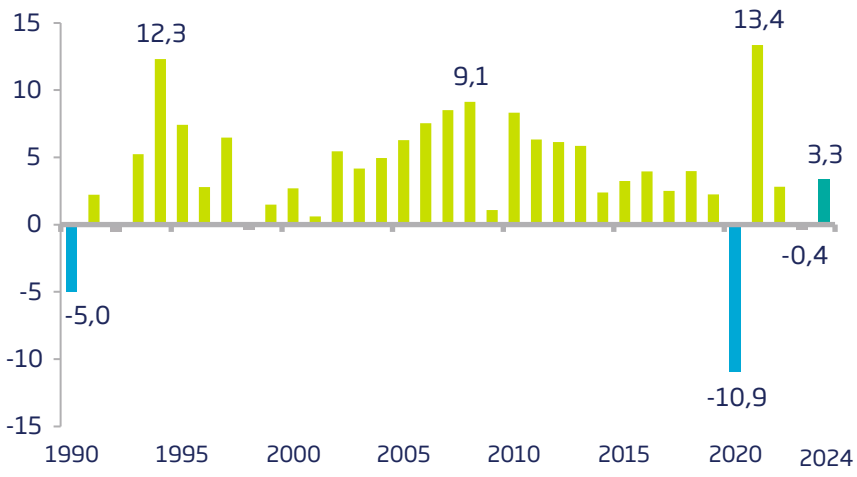
02

Entorno económico local

En 2024, la economía peruana pasó por un proceso de recuperación gradual luego de la recesión de 2023, debida al Fenómeno de El Niño y a las protestas por el cambio de presidente. La inversión creció de manera más marcada durante la segunda mitad del año.

1990-2024: Crecimiento económico

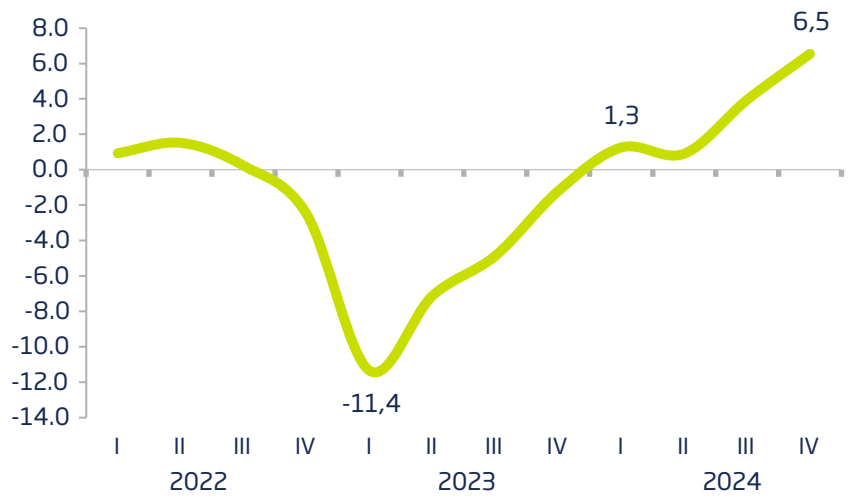
Var. % anual



Fuente: BCR

Inversión privada

Var. % real interanual



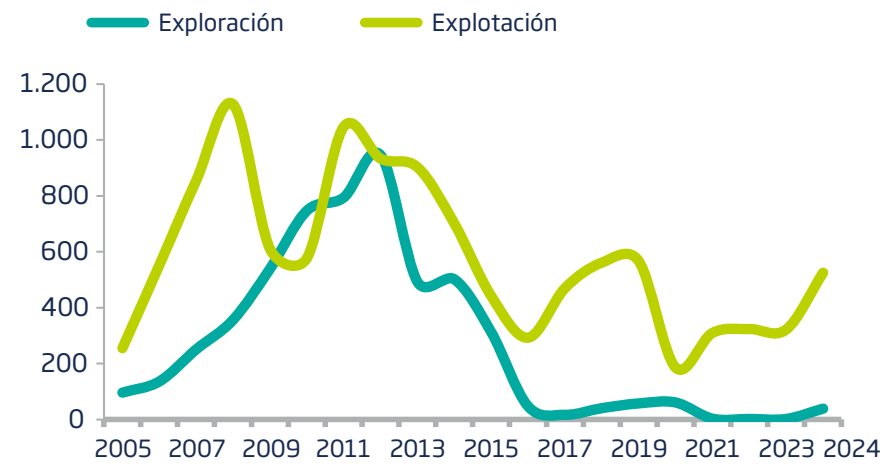
Fuente: BCR

El sector gas natural en el Perú

La inversión en el sector hidrocarburos mostró algo de recuperación en 2024, aunque concentrado en la explotación de lotes puntuales (lotes 95, 56 y 88). La inversión en exploración continuó en niveles muy bajos, sin resultados a nivel de reservas. El índice de autonomía de reservas se mantuvo en 15 años.

Hidrocarburos: Inversión en *upstream* por tipo

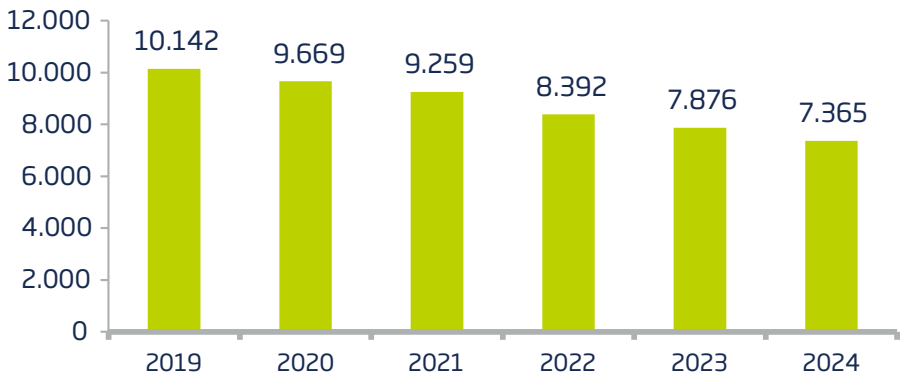
US$ Millones



Fuente: Perúpetro

Perú: Reservas probadas de gas natural[1]

Giga pies cúbicos (Gpc)



[1]Probadas: Reservas categorizadas mediante geociencia e ingeniería como de "certeza razonable". Con, por lo menos, un 90% de probabilidades de exceder o igualar las estimaciones.

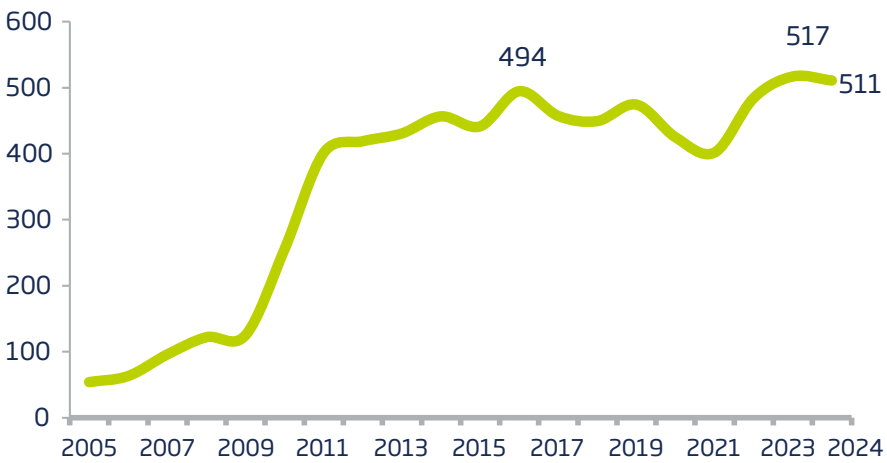
Fuente: Minem, Promigas, Perúpetro, APOYO Consultoría

La producción de gas natural y el transporte del mismo se contrajeron ligeramente, debido principalmente a la menor demanda para la generación eléctrica, luego del Fenómeno de El Niño de 2023, que afectó la generación hidroeléctrica.

Esto último se reflejó en la caída de la participación de la generación eléctrica en el consumo del gas natural, que pasó de 38 % en 2023 a 33 % en 2024. La recuperación de las exportaciones atenuó esta contracción, lo que limitó la caída de la producción agregada.

Producción de gas natural

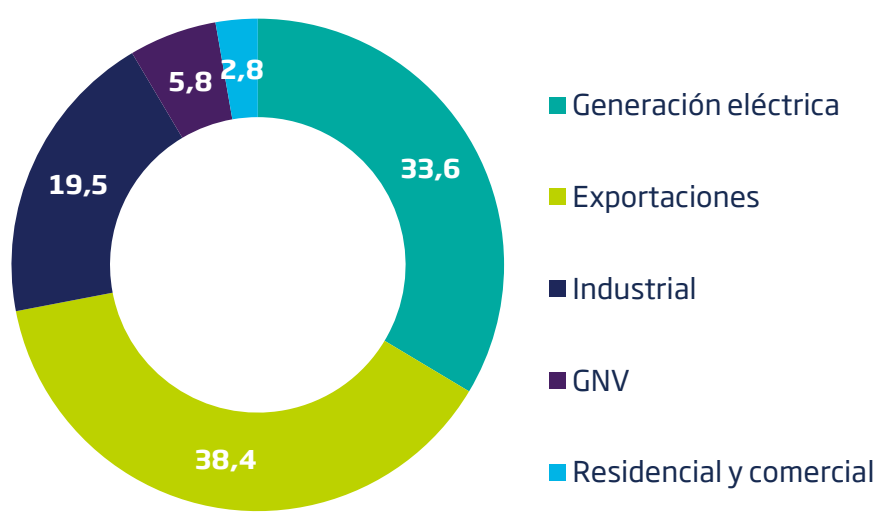
Giga pies cúbicos (Gpc)



Fuente: Perúpetro

2024: Consumo de gas natural por segmento

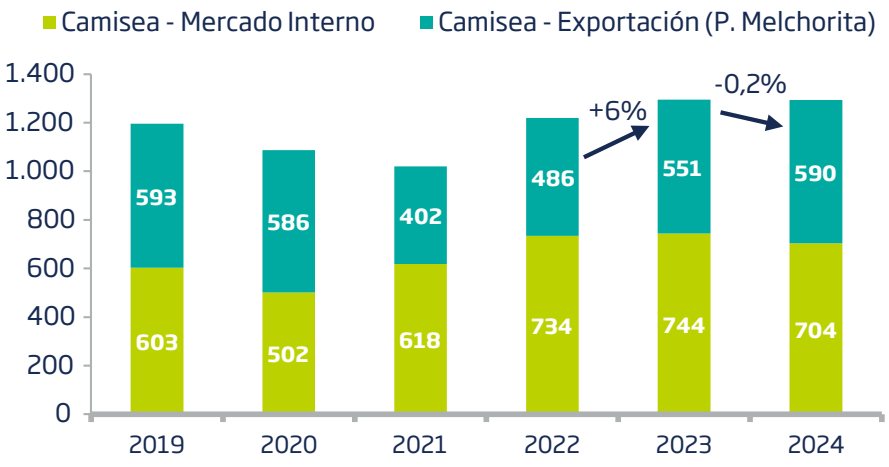
% del total



Fuente: COES, Minem, Osinergmin, Perúpetro, empresas del sector

Volumen transportado de gas natural por el ducto de Camisea

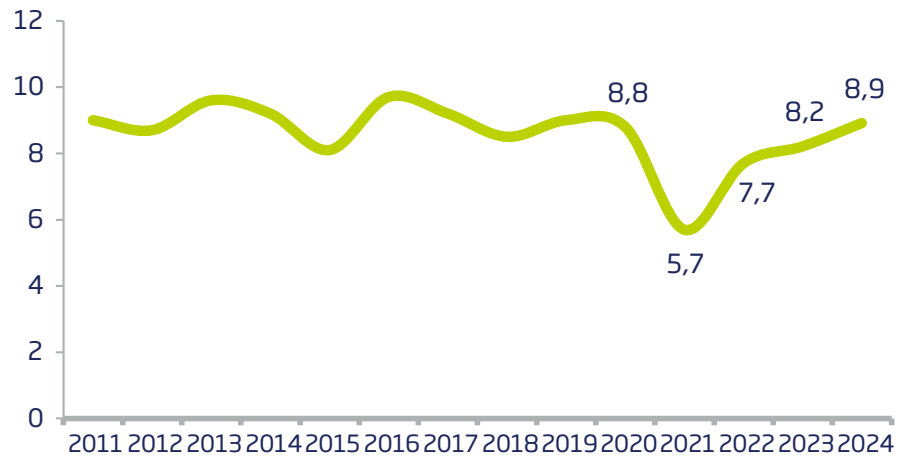
Millones de pies cúbicos por día



Fuente: Osinergmin

Volumen de exportaciones de gas natural licuado

Millones de metros cúbicos



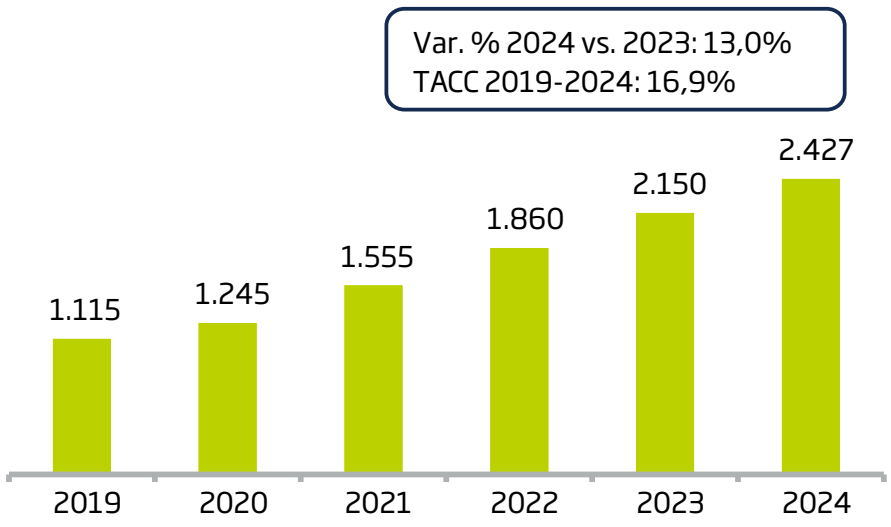
Fuente: BCR, Perúpetro

02

La masificación del gas natural continuó avanzando a muy buen ritmo. En 2024, se conectaron 279 mil nuevos usuarios –98 % residenciales– lo que permitió superar los 2,4 millones de conexiones totales. La mayoría de las nuevas conexiones se dieron en Lima y Callao, aunque su participación se redujo 11 puntos porcentuales con relación a 2023.

Usuarios de gas natural

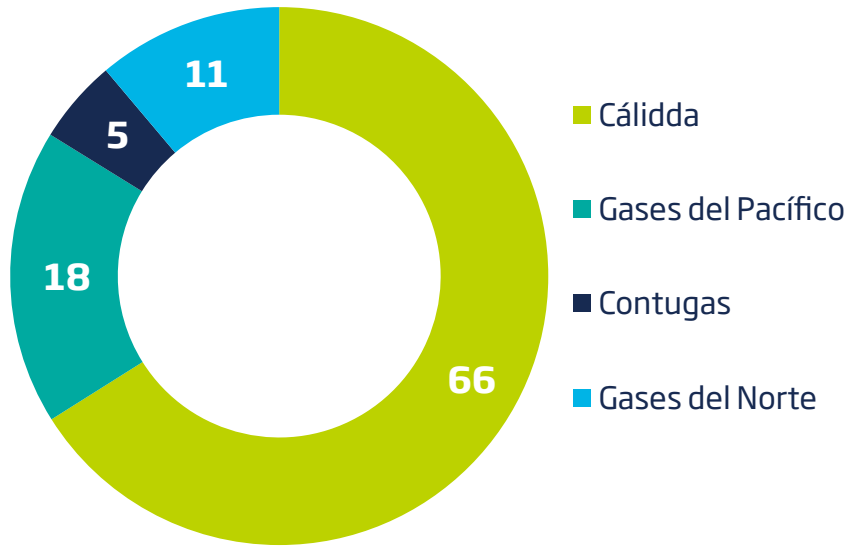
Miles de conexiones



Fuente: Empresas del sector, Osinergmin

2024: Nuevos usuarios por concesión

% del total

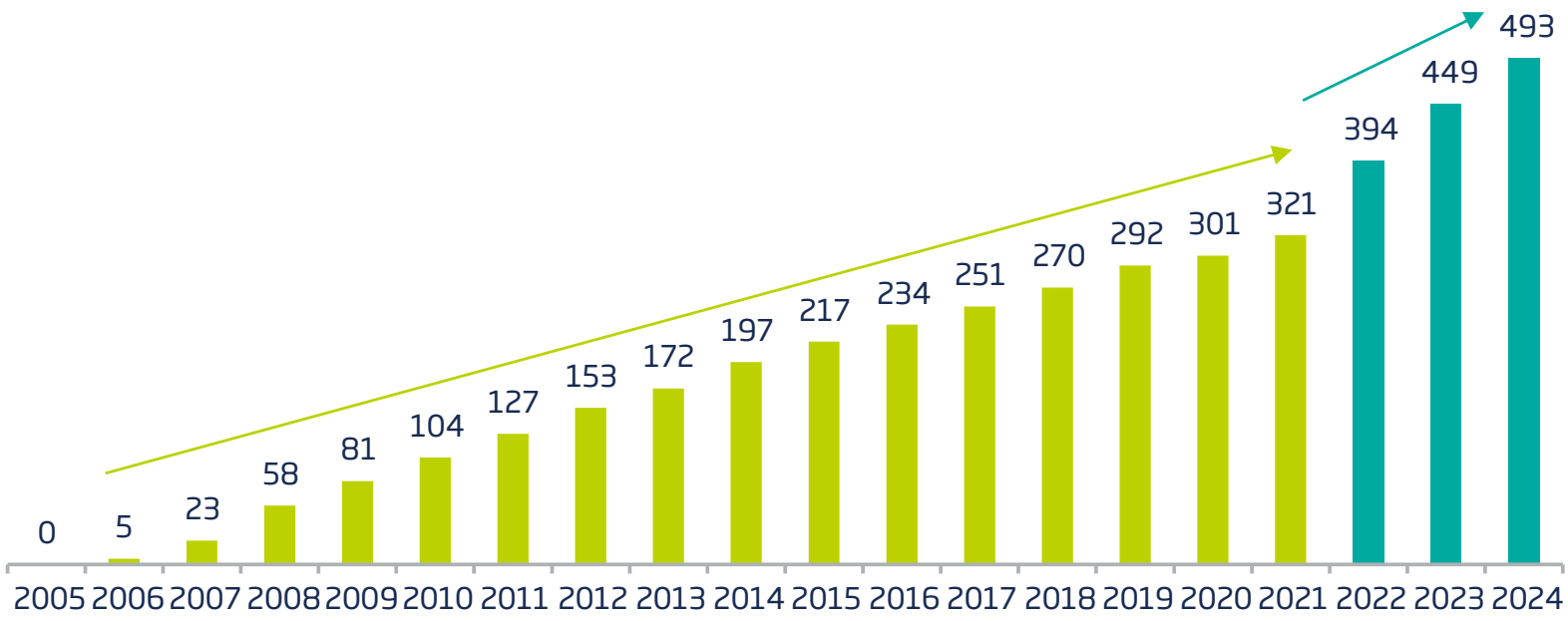


Fuente: Cálidda, Contugas, Promigas, Minem

También se dieron buenos resultados en transporte. Se pusieron en funcionamiento 46 mil vehículos a GNV entre conversiones y autos nuevos, y solo 2 mil se dieron de baja. Con ello, se alcanzaron 493 mil vehículos activos a GNV, lo que representa 15 % del parque automotor peruano.

Vehículos en uso a gas natural vehicular (GNV)

Miles de vehículos



Fuente: Infogas

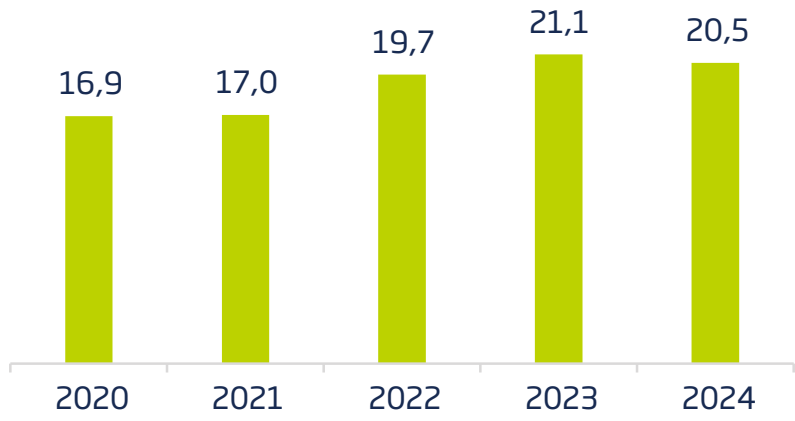
Tarifa residencial por concesión

US$ por millón de BTU

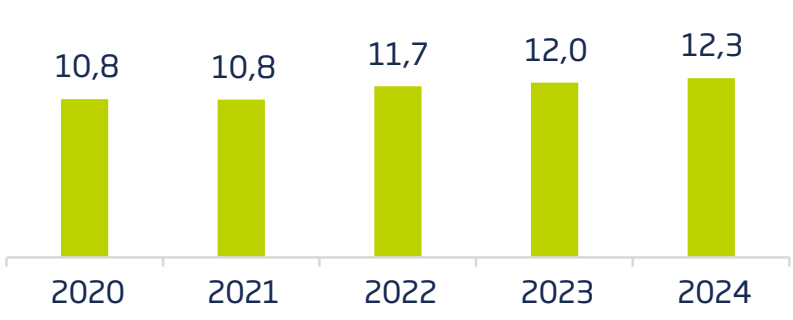
Cálidda



Quavii
GASES DEL PACÍFICO



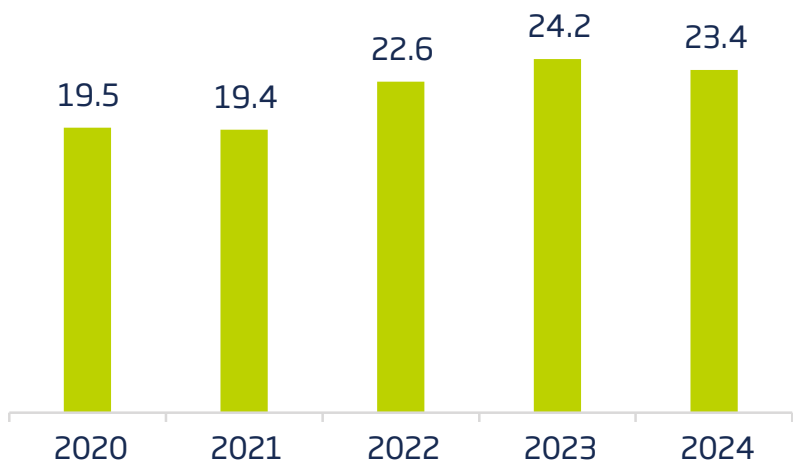
ConTugas
GrupoEnergíaBogotá



Quavii
GASES DEL NORTE DEL PERÚ



Petroperú



[1]Tarifa de Quavii Gases del Pacífico y Petroperú incluye el margen de promoción (costo promedio de la conexión que se cobra en la tarifa mensual).

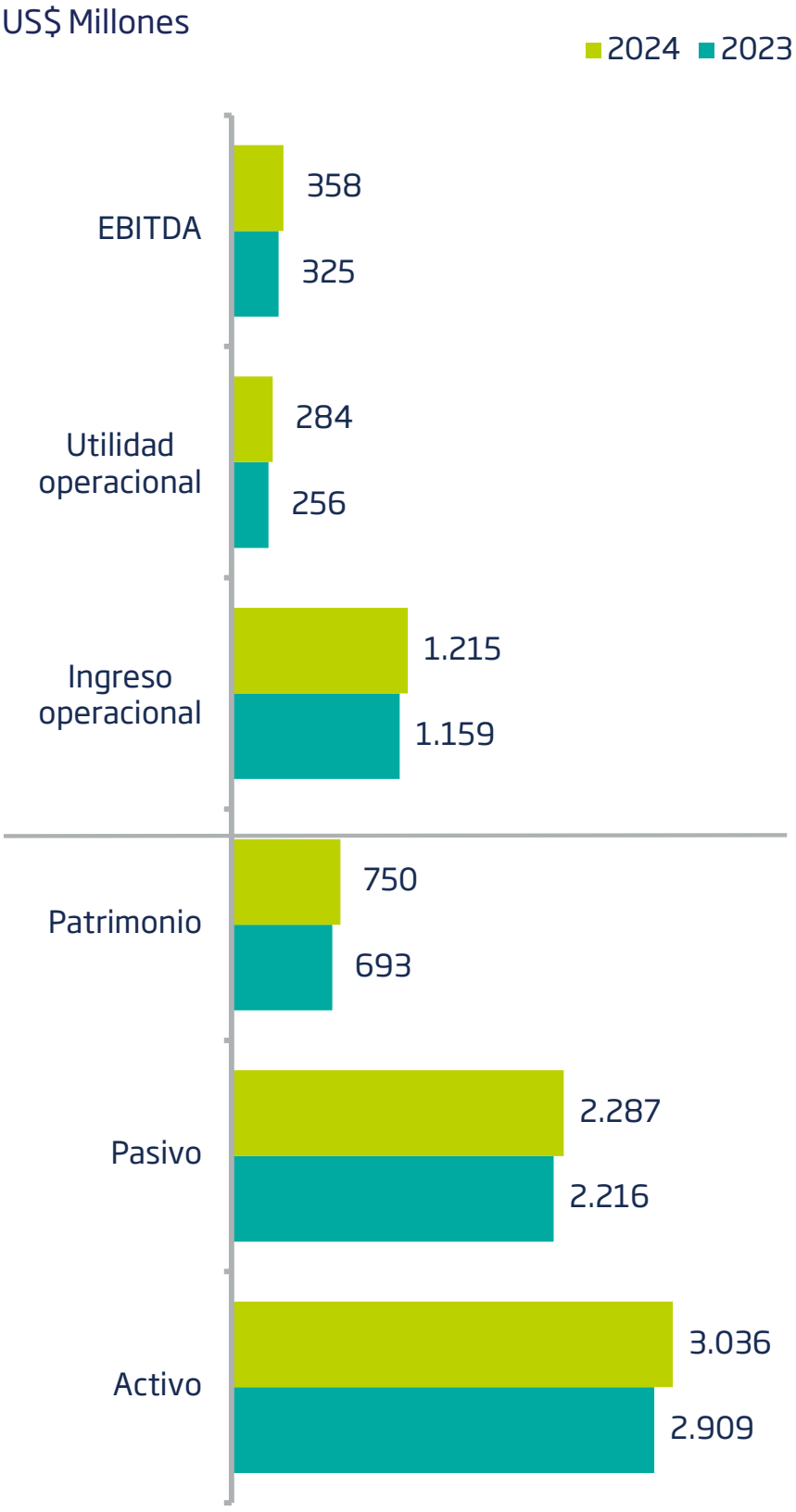
Fuente: Osinergmin, empresas del sector, APOYO Consultoría

02

Cifras financieras de los concesionarios de distribución de gas natural

Cifras financieras

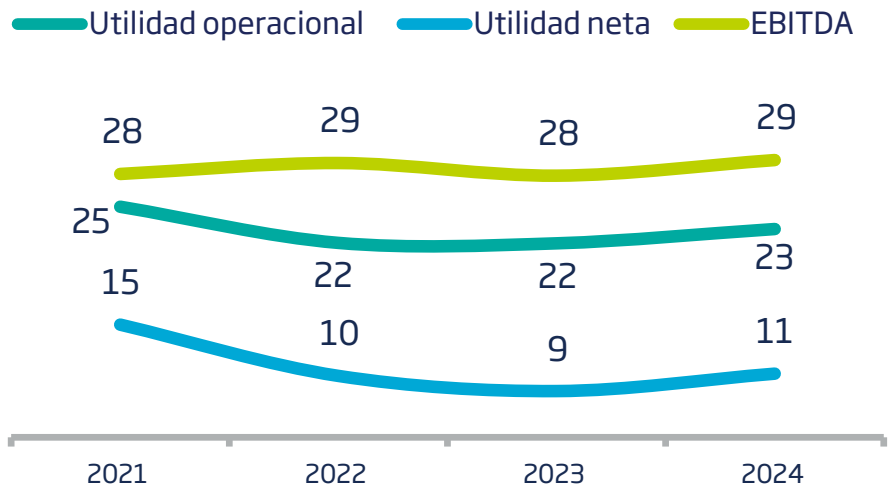
US$ Millones



Fuente: Empresas del sector

Márgenes

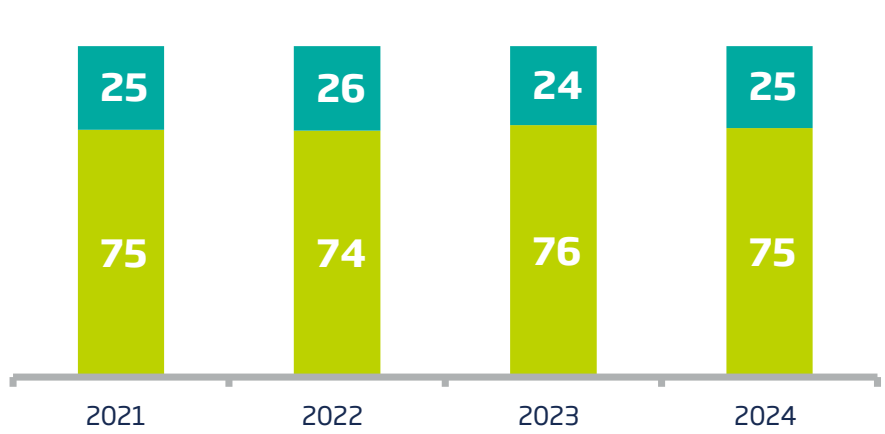
% de los ingresos operativos



Fuente: Empresas del sector

Estructura de endeudamiento

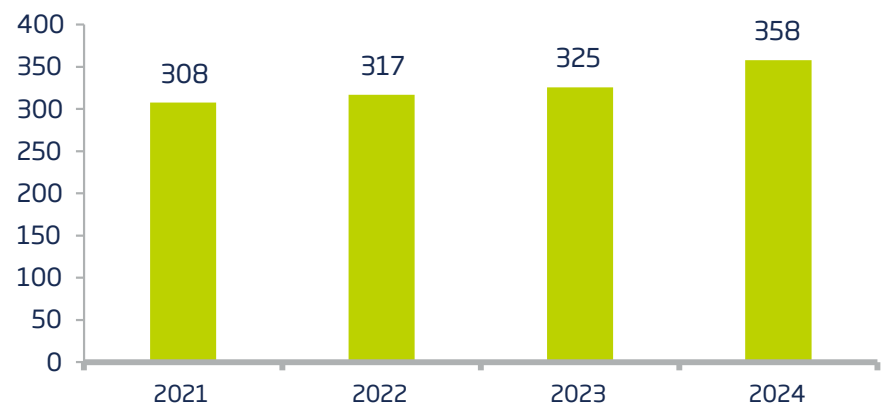
% del total (pasivo + patrimonio)



Fuente: Empresas del sector

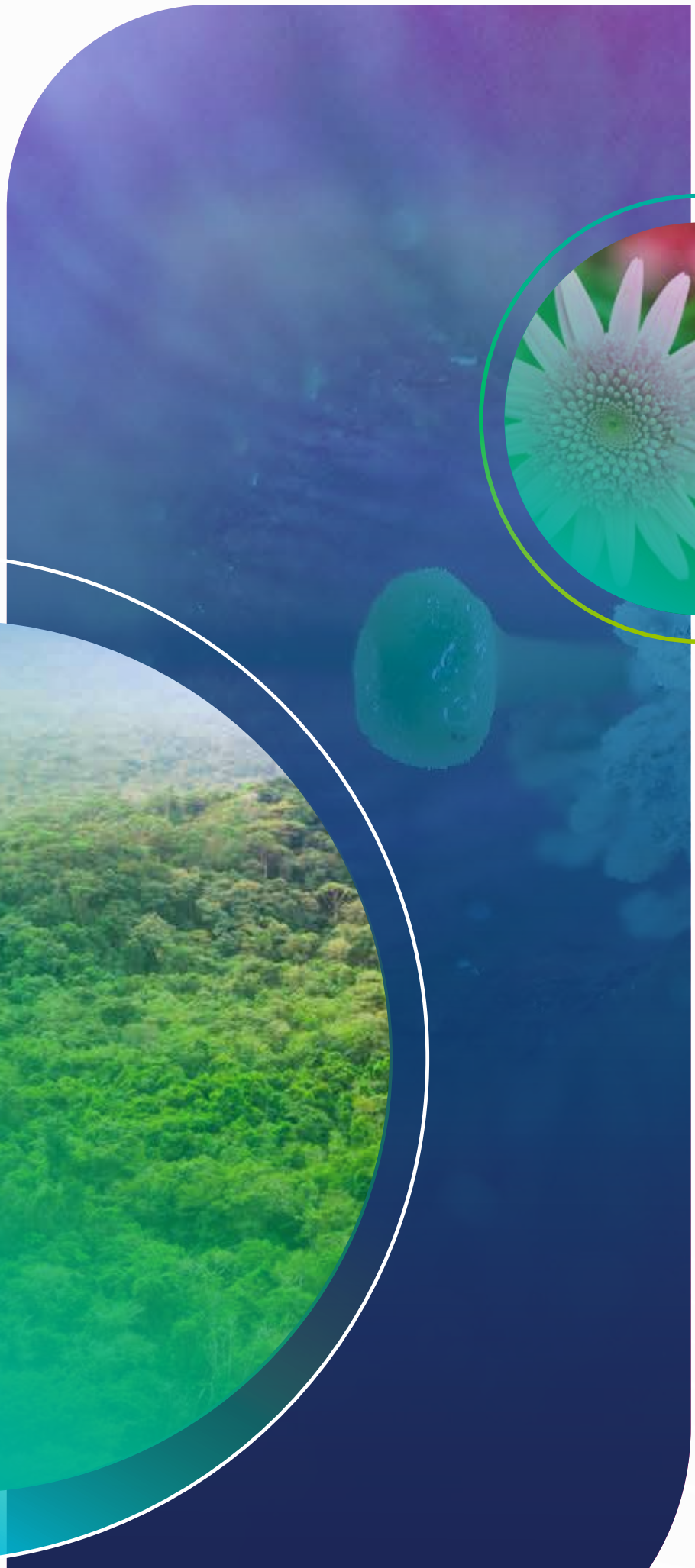
EBITDA

US$ Millones



Fuente: Empresas del sector

InfoGAS PROMIGAS 10 años



CELEBRANDO 10 AÑOS DE INFORMES

PROMIGAS Perú

Quavii
Una empresa PROMIGAS

03

Celebrando 10 años de informes

En 2016, un año después del ingreso de Promigas como operador directo de concesiones de distribución de gas natural en el Perú, la empresa publicó su primer informe sobre las principales cifras del mercado del gas natural en el país. El documento tomó como referencia el enfoque de su homólogo en Colombia –país de origen de Promigas–, que se publica anualmente desde inicios del milenio. Al igual que en ese mercado, Promigas identificó en el Perú la necesidad de consolidar en un solo estudio las cifras del sector y visibilizar los avances del proceso de masificación.

Desde entonces, Promigas ha mantenido informados a los actores clave de la economía peruana sobre los datos y hechos más relevantes del sector, tanto a nivel local como global. Para ello, cada edición del informe recoge de forma rigurosa información proveniente de fuentes oficiales, tanto gubernamentales como internacionales, así como de las propias empresas que operan en el mercado.

El informe se estructura tradicionalmente en tres secciones: i) Cifras del sector gas natural en Perú, ii) Temáticas relevantes que influyen en el desarrollo de la masificación, y iii) Cifras del gas natural a nivel mundial. En celebración de su décima edición, el informe de este año 2025 –que presenta cifras al cierre de 2024– incluirá dos secciones adicionales: un repaso por los hitos más relevantes abordados en informes anteriores y una comparación de las cifras actuales con las presentadas en la primera edición del documento.



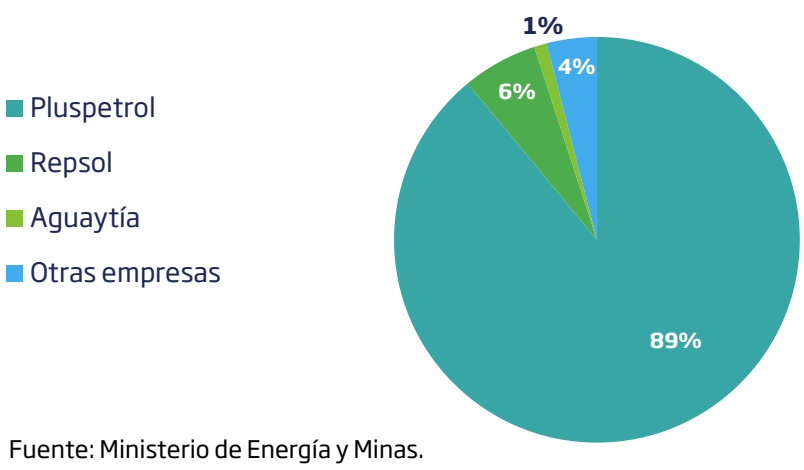
3.1 Hitos en 10 años de informes

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL - MMpcd

Zona	2005	2010	2014	2015	TACC 2005-2015	VARIACIÓN 2014-2015
Selva	120	669	1.214	1.164	77%	(4%)
Noroeste	17	20	31	39	23%	24%
Zócalo	10	11	6	6	20%	9%
Total	**147**	**700**	**1.250**	**1.209**	69%	**(3%)**

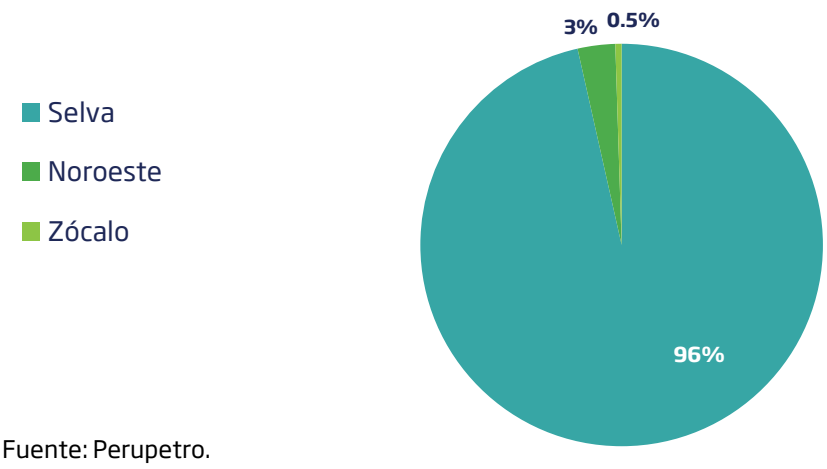
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Producción fiscalizada - 2015



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Producción fiscalizada - 2015



Fuente: Perupetro.

En el primer informe, publicado en el año 2016, se presentó el crecimiento del sector de gas natural a través de tablas y gráficos con cifras históricas hasta el año 2015. En ese momento, la producción había superado los 1.200 millones de pies cúbicos diarios (441 giga pies cúbicos totales), lo que representaba un crecimiento promedio anual de 23% desde 2005 (primer año completo de operación de la industria del gas natural en el país). El mercado de exportación y el sector de generación eléctrica se consolidaban como los principales destinos del gas natural, con participaciones del 39% y 32%, respectivamente. Por su parte, la concesión de Cálidda (Lima y Callao) era la única que mostraba avances significativos en el proceso de masificación, con cerca de 350 mil clientes residenciales y comerciales conectados.



RESERVAS DE GAS NATURAL - Gpc

Tipo	2005	2010	2014	2015	TACC 2005-2015	VARIACIÓN 2014-2015
Probadas	11.928	12.462	14.626	14.086	2%	(4%)
Probables	6.817	10.622	6.445	3.825	(6%)	(41%)
Posibles	11.612	20.554	4.830	1.971	(16%)	(59%)
Total	**30.357**	**43.638**	**25.900**	**19.881**	**(4%)**	**(23%)**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.
Reservas 2015, tomadas del Libro de reservas 2015, página 4, carpeta MEM.

Reservas totales de gas natural - Gpc



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Reservas de gas natural - 2015



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL - Gpc

TIPO	2015	Participación
Reservas	19.881	23 %
Contingentes	6.247	7 %
Prospectivos	60.248	70 %
Total	**86.376**	**100 %**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Como consecuencia del aumento de la producción durante la década, las reservas de gas natural disminuyeron de manera importante. Entre 2005 y 2015 cayeron en promedio 4% anual, alcanzando su nivel máximo en 2009 tras el inicio de operación del lote 56.

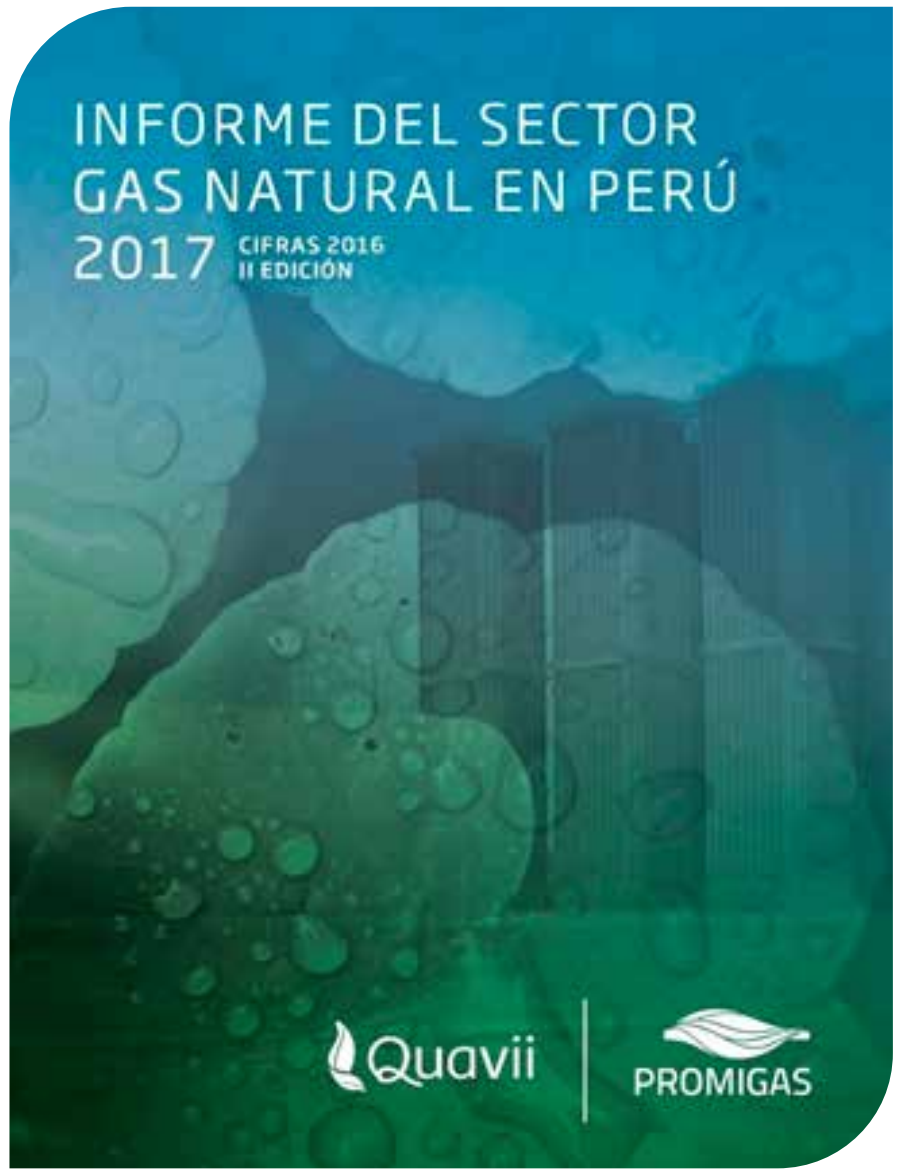


03

Principales hitos de **cada informe**



En junio de 2015, se actualizó el Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos y las normas de seguridad, fortaleciendo la supervisión de Osinergmin e incorporando estándares de calidad del servicio y plazos para atender nuevos usuarios. También se dispuso la publicación de redes georreferenciadas y la ejecución de planes de inversión quinquenales y anuales, impulsando la masificación del gas natural.



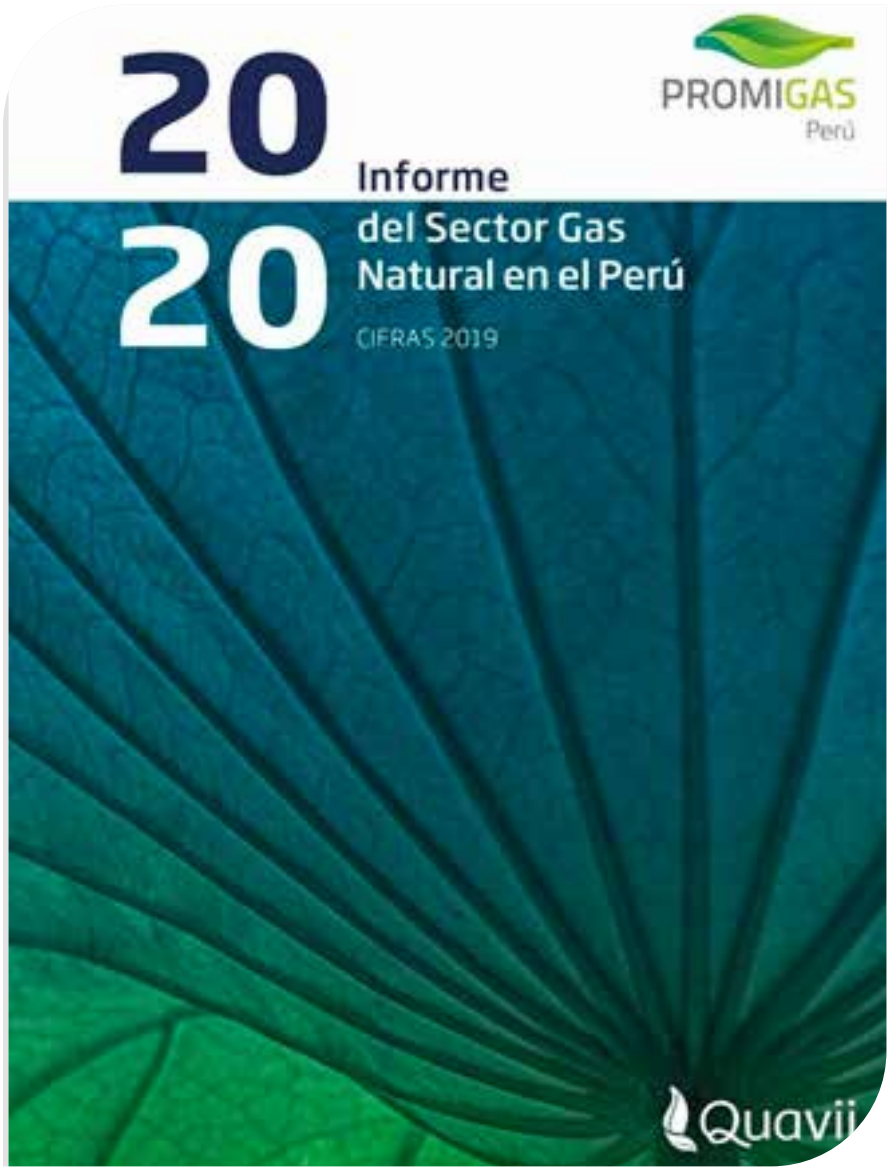
En agosto del 2016, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) implementó el Programa BonoGas, destinado a financiar parcial o totalmente la instalación interna de gas natural en hogares de estratos vulnerables en Lima y Callao. Posteriormente, el programa se extendería a otras regiones del país.

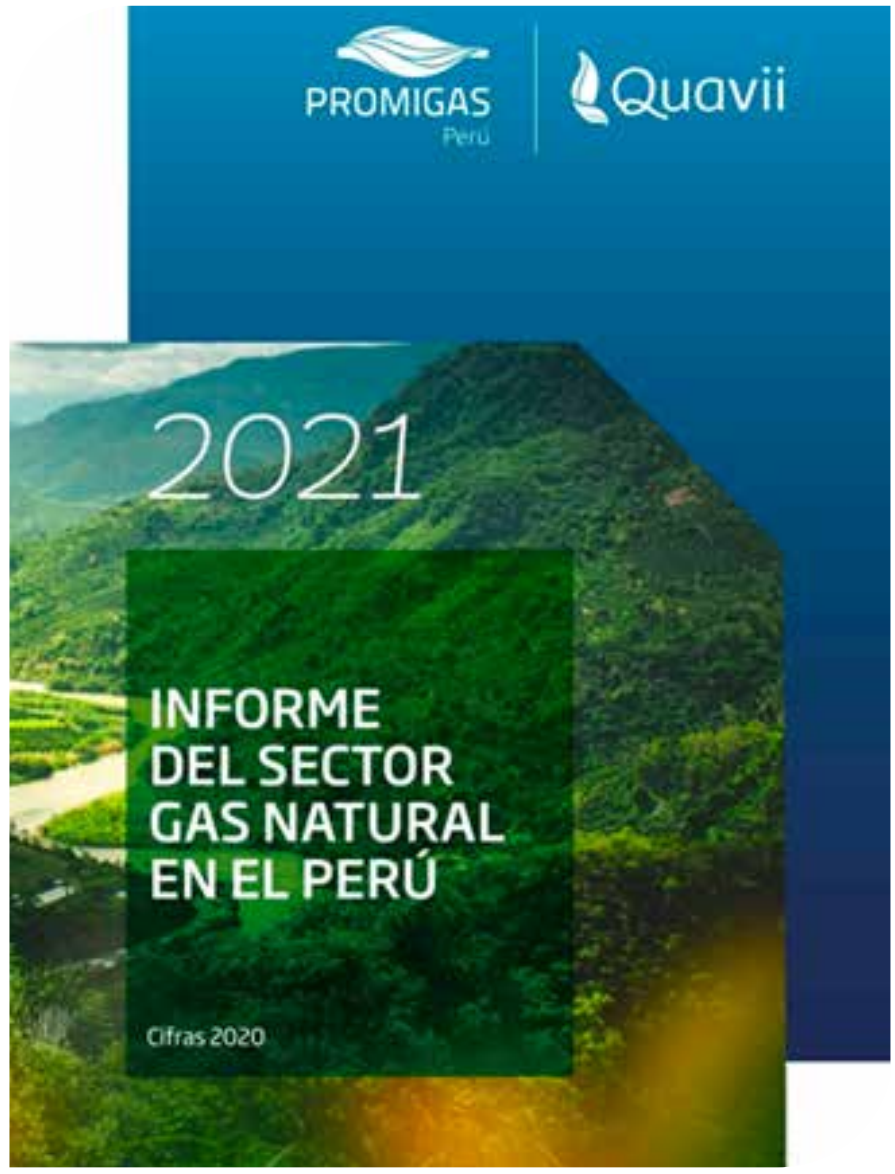




En 2017 se inició la operación comercial de las concesiones de distribución de gas natural en la zona norte, a cargo de Quavii (Promigas), y en la zona suroeste, a cargo de Naturgy (que posteriormente sería asumida por Petroperú).

En diciembre de 2018, el Minem emitió el D.S. 037-2018-EM, que permite a las distribuidoras modificar las zonas de instalación previstas en sus planes quinquenales, siempre que exista una justificación técnica o de factibilidad. La norma respondió a las limitaciones detectadas por Cálidda en Lima y Callao, como la falta de autorizaciones municipales o hallazgos arqueológicos, acelerando la masificación del recurso.

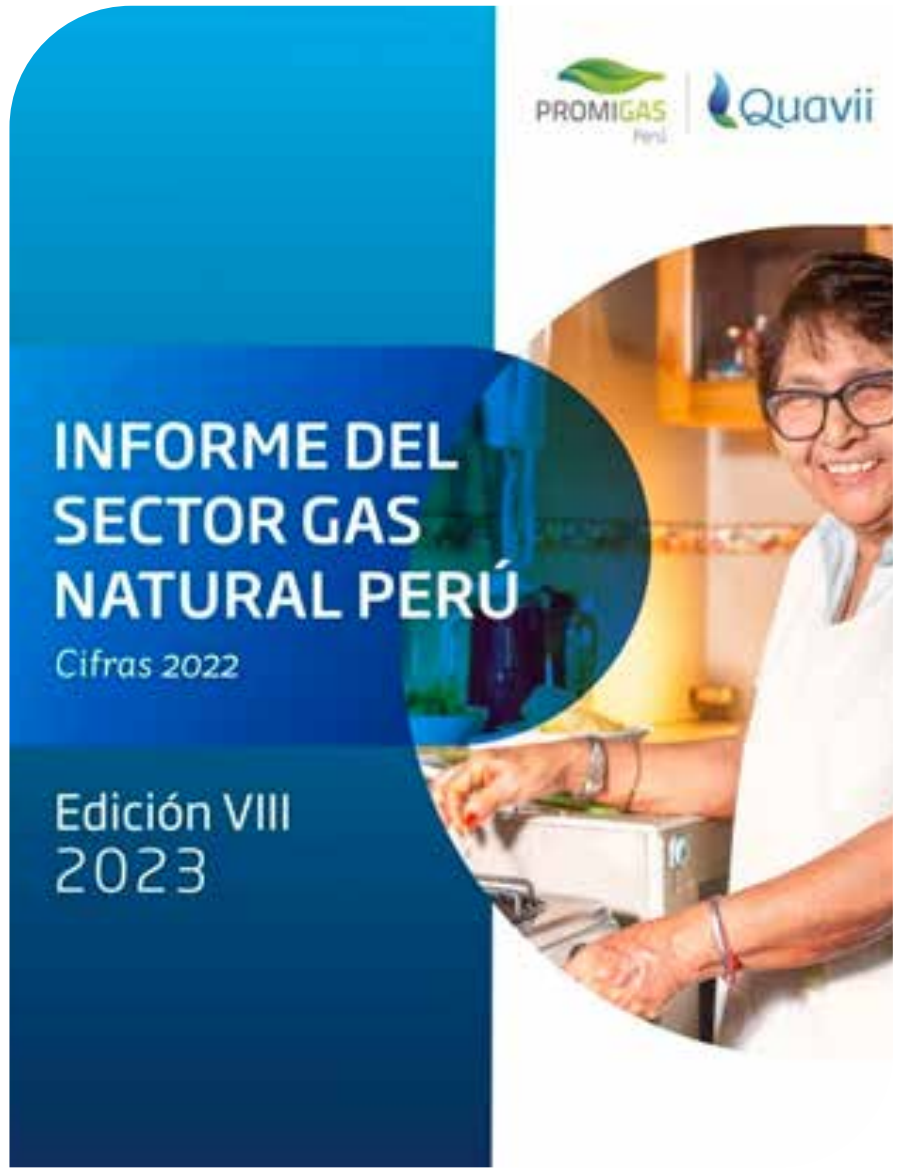




En abril de 2019, el Minem aprobó mediante la Resolución Suprema N.° 001-2019-EM la primera adenda al contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Gases del Pacífico S.A.C. (Áncash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque). Esta modificación ajustó las categorías y el pliego tarifarios con el fin de mejorar la competitividad del gas natural para los usuarios, favoreciendo su expansión.

En 2020, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) asumió la administración del FISE, responsabilidad que antes correspondía a OSINERGMIN. Desde entonces, el MINEM gestiona de manera directa los programas vinculados a la masificación del gas natural, como las conexiones domiciliarias y las conversiones vehiculares.





En 2021, el Decreto Supremo 004-2021-EM impulsó cambios en el programa BonoGas. Gracias a esta norma, el FISE empezó a cubrir viviendas multifamiliares, MYPES, pequeños negocios e instituciones sociales (comedores populares, albergues y asilos). El objetivo fue promover combustibles más eficientes, económicos y limpios, según la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

A inicios de 2022, Gases del Norte del Perú (Gasnorp), filial de Quavii Promigas, inauguró la puesta en operación temprana del sistema de distribución de gas natural en las ciudades de Talara, Sullana y Piura, departamento de Piura.
Adicionalmente, se extendió el alcance del programa Ahorro GNV, incluyendo la posibilidad de convertir vehículos pesados (camiones, buses, etc.) a gas natural. Además, se implementaron nuevos bonos a la conversión de vehículos si se trataba de motores a GLP o a gasolina en regiones.



En 2023, comenzó la aplicación del programa Con Punche Perú como medida de reactivación económica, destinando S/780 millones exclusivamente a obras vinculadas al gas natural, incluyendo la ampliación de la red de distribución, la conexión de nuevos hogares al servicio, la conversión de vehículos livianos al GNV y el impulso de un transporte público más sostenible. En junio del 2024, Promigas y Cálidda pusieron en pleno funcionamiento el primer corredor verde de Gas Natural Licuado (GNL) que garantiza el suministro de este combustible para el tránsito de vehículos pesados a lo largo de toda la costa norte (tres estaciones: Lima, Trujillo y Chiclayo).



3.2 ¿Cómo ha cambiado la industria en 10 años?

Producción

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ZONA

Giga pies cúbicos (Gpc)

CAMPOS	2015	2024	Relación 2024-2015 (# de veces)	TACC 2015-2024
Camisea (Lote 56, 57 y 88)	418,8	486,9	1,2	1,7%
Talara (Lote X y XIII)	8,7	14,3	1,6	5,7%
Aguaytía (Lote 31C)	6,1	2,5	0,4	-9,3%
Otros lotes	7,6	6,9	0,9	-1,0%
Total	441,2	510,7	1,2	1,6%

Fuente: Perúpetro

En 2024, la producción de gas natural en el Perú aumentó, en agregado, en 20% con respecto a la del 2025. La composición de esta producción no sufrió grandes cambios a diferencia de la década previa. Camisea continuó como el principal lote productivo, concentrando alrededor del 95% del total nacional.

Solo los lotes de Talara registraron un incremento de producción por encima de Camisea, relacionado con el desarrollo de la demanda de gas natural en Piura en el segmento industrial y residencial.

Consumo de gas natural

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SEGMENTO

Millones de pies cúbicos diarios

CAMPOS	2015	2024	Relación 2024-2015 (# de veces)	TACC 2015-2024
Generación eléctrica[1]	437	463	1,1	1%
Exportaciones	481	529	1,1	1%
Industrial[2]	135	269	2,0	8%
GNV	65	80	1,2	2%
Residencial y comercial	8	38	4,7	19%
Total	1.126	1.378	1,2	2%

[1] Cálculos realizados por Promigas a partir de la información del COES y del consumo reportado por las generadoras del mercado eléctrico y de uso propio al Minem.

[2] Incluye el consumo independiente de gas natural (venta directa de los productores a grandes empresas).

Fuente: COES, Minem, Osinergmin, Perúpetro, empresas del sector

03

El crecimiento del consumo de gas natural en el Perú se dio principalmente en los sectores vinculados a la demanda local, especialmente aquellos asociados al proceso de masificación. El consumo industrial prácticamente se duplicó entre 2015 y 2024, incrementando su participación de 12% a 20%. En el segmento residencial y comercial, aunque el volumen sigue siendo reducido, la demanda se quintuplicó en el mismo período. Este aumento estuvo impulsado por el inicio de operación de las concesiones regionales y programas estatales como Bonogas, que facilitaron el acceso al gas natural en nuevos hogares y comercios.

Exportaciones

2015: EXPORTACIONES DE GAS NATURAL LICUADO POR DESTINO

Miles de metros cúbicos

DESTINOS	Volumen
México	5.463
España	1.435
Francia	469
Japón	342
India	145
Egipto	119
Corea del Sur	112
Total	8.084

Fuente: Perúpetro

2024: EXPORTACIONES DE GAS NATURAL LICUADO POR DESTINO

Miles de metros cúbicos

DESTINOS	Volumen
Corea Del Sur	2.569
Países Bajos	1.896
China	910
Japón	841
Taiwán	811
Francia	497
Otros países	1.389
Total	8.913

Fuente: Perúpetro

En 2015, México concentraba cerca del 70% de las exportaciones de GNL peruano. Esto respondía a un contrato de largo plazo firmado con Repsol para viabilizar la construcción del proyecto Camisea Fase 2 (Lote 56) y la planta de licuefacción de Perú LNG. Repsol, que tenía participación en la terminal de Manzanillo (México), canalizaba la mayor parte del gas peruano hacia ese destino. En 2014, Shell adquirió los activos globales de GNL de Repsol, incluyendo su posición contractual con Perú LNG, lo que marcó el inicio de un proceso de diversificación gradual en los destinos de exportación.

Para 2024, México desapareció de la lista, tras sustituir el GNL importado por gas más barato proveniente de Estados Unidos vía gasoductos. Actualmente, tres quintas partes del volumen de gas peruano exportado se dirigen a países asiáticos como Corea del Sur, Japón, China y Taiwán, mientras que poco más de una cuarta parte tiene como destino a países europeos como Países Bajos y Francia.

03

Cobertura de distritos y regiones

En 2015, solo dos regiones del Perú –Lima e Ica–, y una provincia constitucional (Callao) contaban con servicio residencial de gas natural por ductos. En particular, Cálidda, que opera desde 2004, atendía tan solo a 18 de los 49 distritos de Lima y Callao. Casi una década después, 41 de esos 49 distritos cuentan con cobertura. Asimismo, se sumaron tres nuevas concesiones, con lo que incrementó a diez el número de departamentos que cuentan con suministro de gas por ductos. En 2017, Gases del Pacífico inició operación comercial en Áncash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque, al igual que Naturgy –que luego abandonaría la concesión– en Arequipa, Moquegua y Tacna. Petroperú asumió la operación de estas últimas tres regiones en 2020. En 2022, Gases del Norte inició el suministro en Piura.

Canon y regalías gasíferos

TRANSFERENCIAS POR CANON Y REGALÍAS GASÍFERAS

S/ Millones

GOBIERNO	2005-2014	2015-2024	Relación 2024-2015 (# de veces)
Locales	9.671,4	15.265,3	1,6
Regionales	3.223,6	5.081,6	1,6
Total	12.894,9	20.346,9	1,6

Fuente: MEF

En los últimos 10 años, las transferencias por concepto de canon y regalías gasíferas superaron los S/20.000 millones, lo que representa un incremento del 58% respecto a la década anterior. Estos recursos, generados por la explotación del gas natural, fueron distribuidos entre los gobiernos regionales y locales del Cusco, conforme a la normativa vigente. El monto transferido en los últimos 10 años es suficiente para pavimentar la red vial nacional, construir seis aeropuertos de Chinchero o 250 escuelas de última tecnología, como las Escuelas del Bicentenario.

3.3 Los tropiezos de la masificación del gas natural en el Perú

Pese a los grandes avances alcanzados en la última década, el proceso de masificación del gas natural ha registrado constantes altibajos, que han dejado escapar oportunidades clave para acelerar el ritmo de avance, especialmente fuera de Lima. Un caso crítico fue la paralización del Gasoducto Sur Peruano (GSP) en 2017, debido a su vinculación con el caso de corrupción de 'El Club de la Construcción'. El proyecto, de más de US$ 4.500 millones, buscaba llevar gas natural a las regiones del sur disminuyendo los costos de transporte de la Concesión Suroeste (Arequipa, Moquegua y Tacna), pero también conectar a las centrales del nodo energético, lo que asegura la estabilidad del sistema eléctrico, y permitir el desarrollo de la industria petroquímica.

En paralelo, las concesiones de Quavii (norte) y Naturgy (suroeste) enfrentaron retrasos para el inicio de la operación comercial, debido principalmente a la demora en la construcción del cargadero de camiones de Gas Natural Licuado (GNL) en Pampa Melchorita, crítico para el abastecimiento de las concesionarias. La obra presentó complicaciones debido a la contratación de una empresa sin la solvencia financiera necesaria para ejecutar el proyecto. Esto permitió que distintas empresas de Gas Natural Comprimido (GNC) obtuvieran contratos con empresas industriales, lo que afectó financieramente a las concesionarias. Ambas situaciones, sumadas a la pandemia del COVID-19, generaron que en 2020 Naturgy decidiera resolver su contrato de concesión con el Estado peruano. Poco después, Petroperú asumió la operación de la Concesión Suroeste, la cual no ha tenido avances debido a las restricciones financieras de la empresa estatal, que le impiden seguir invirtiendo.

Ante la importante brecha que se generó entre las tarifas de las regiones y Lima, en parte, debido a los sucesos antes mencionados, en los últimos cinco años se presentaron distintas propuestas para hacer más competitiva la distribución de gas natural por ductos en el norte y el sur. A pesar de los potenciales beneficios de estas, tras varios años de discusión no se han aplicado aún de manera óptima. El principal ejemplo fue el proyecto de Ley de Tarifa Nivelada. Tras cuatro años de ser presentado, el Congreso decidió aprobarla con una modificación crítica que excluyó a medianas y grandes empresas del sistema de nivelación tarifaria, pese a las recomendaciones del Ejecutivo, reguladores y gremios empresariales. Esta exclusión limitó sustancialmente su alcance, dado que el consumo de hogares y pequeños comercios no es suficiente para viabilizar nuevas redes, a diferencia de los usuarios de gran escala.

Por su parte, Contugas propuso extender su ducto por la costa sur (de Ica a Arequipa), para cumplir con los objetivos del GSP de llevar gas natural al nodo energético del sur. No obstante, tras más de cuatro años no se han anunciado avances concretos. Transportadora de Gas del Perú (TGP), empresa operadora del ducto que transporta el gas natural desde Camisea hasta la costa, presentó al Gobierno en 2024 un proyecto similar, en el que se comprometía a invertir US$ 2.000 millones a cambio de 10 años adicionales de concesión. Al cierre de este informe, la adenda necesaria para viabilizar la propuesta no se ha concretado.



InfoGAS PROMIGAS | 10 años



EL GAS NATURAL EN EL PERÚ

PROMIGAS Perú | Quavii Una empresa PROMIGAS

04

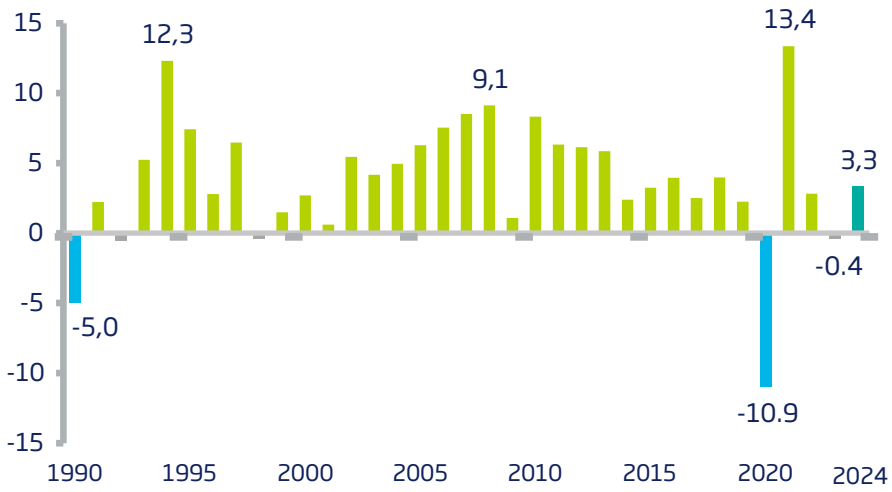
El gas natural en el Perú

4.1 Entorno económico

El Perú registró un crecimiento de 3,3 % en 2024, lo que refleja una recuperación moderada tras la recesión del año previo. Se presentaron diferencias en el ritmo de recuperación de los distintos motores de la economía. Durante el primer semestre del año, los sectores primarios, como minería, agro y pesca de anchoveta, presentaron tasas de crecimiento más altas debido a una base comparativa afectada por las protestas que, especialmente en el sur del país, se generaron tras la salida de Pedro Castillo de la Presidencia y por el impacto del Fenómeno de El Niño (FEN).

1990-2024: Crecimiento económico

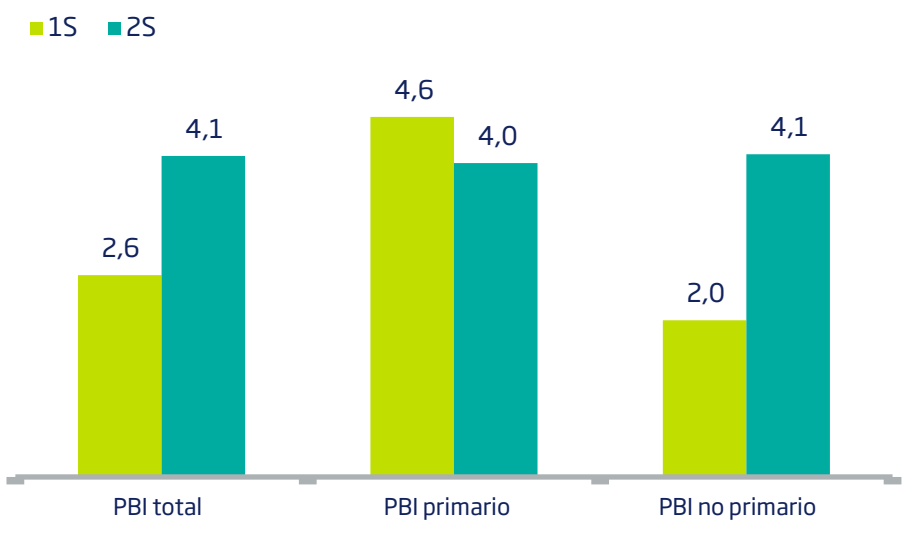
Var. % anual



Fuente: BCR

2024: PBI

Var. % real



Fuente: BCR

Por otro lado, la inversión privada mostró una recuperación más marcada en la segunda mitad del año, impulsada por una mejora importante en la confianza empresarial, menores costos de financiamiento y el avance de grandes proyectos de infraestructura, como el puerto de Chancay, la Línea 2 del Metro de Lima y la expansión del aeropuerto Jorge Chávez. Esto, sumado a que la inversión pública mantuvo un buen desempeño a lo largo del año, permitió que algunas actividades no primarias, como la construcción o la manufactura presentaran un mayor dinamismo.

Confianza empresarial para invertir

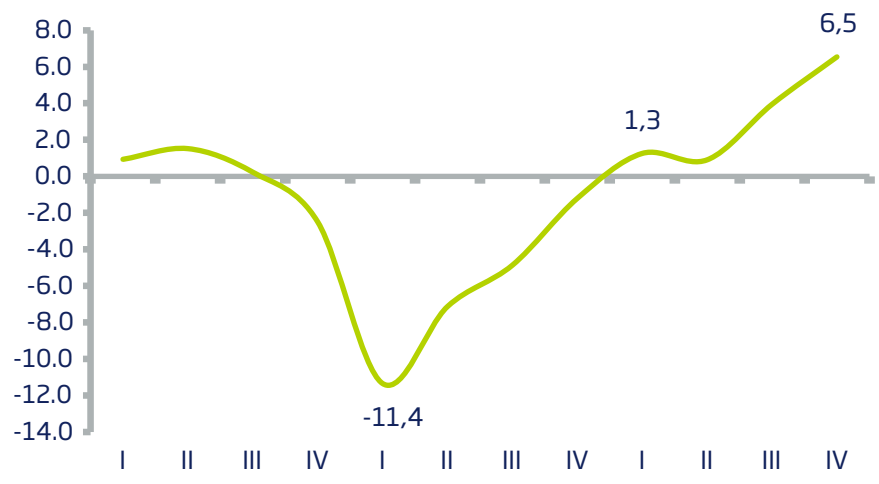
Puntos, promedio de período



Fuente: Sondeos SAE - APOYO Consultoría

Inversión privada

Var. % real interanual

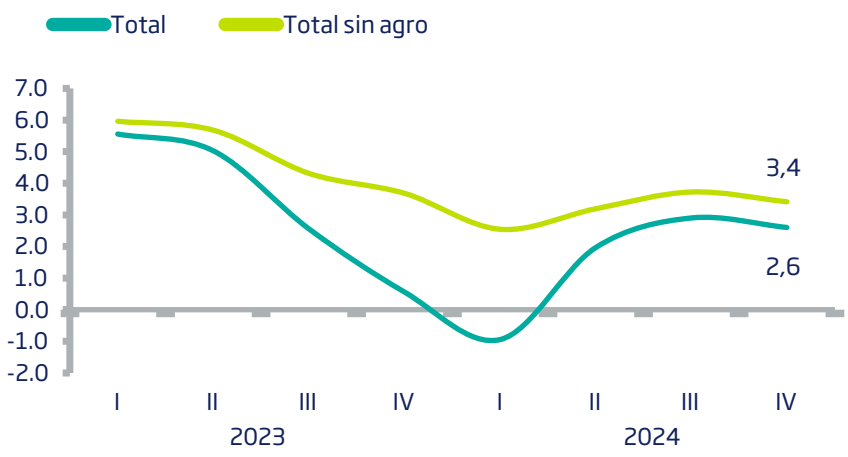


Fuente: BCR

Como consecuencia de las mejoras en la inversión empresarial y en los sectores primarios -especialmente el agro-, el empleo formal también registró una recuperación más clara durante la segunda mitad del año. Debido a ello, la capacidad adquisitiva de las familias se incrementó de manera gradual, dinamizando el consumo privado. Este último, también se vio impulsado por un nuevo retiro de los fondos privados de pensiones. La expansión del consumo se reflejó en un mejor desempeño de los sectores no primarios de mayor relevancia, como el comercio y los servicios.

Puestos de trabajo en el sector formal privado

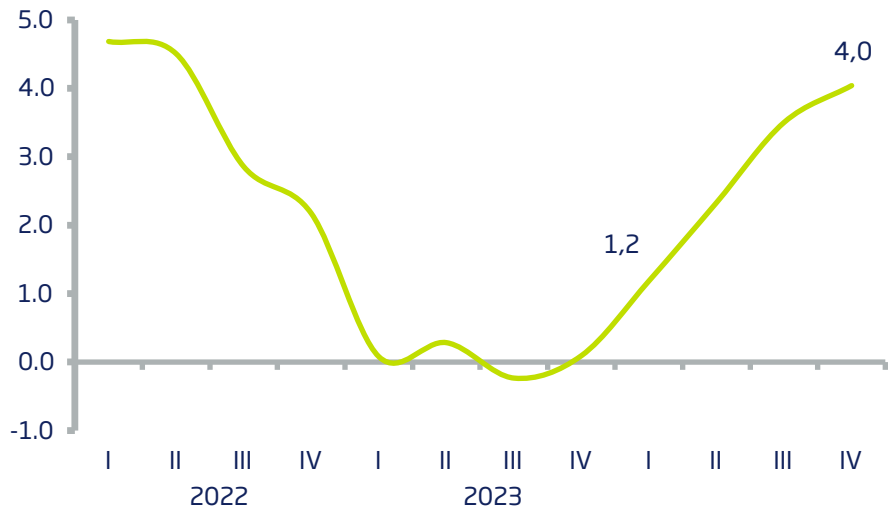
Var. % anual



Fuente: BCR

Consumo privado

Var. % real interanual



Fuente: BCR

PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS

	2020	2021	2022	2023	2024
I. Indicadores de crecimiento (var.% real)					
PBI	-10,9%	13,4%	2,8%	-0,4%	3,3%
Ventas locales	-9,1%	16,0%	2,4%	-0,6%	3,2%
Inversión privada	-16,5%	37,0%	-0,5%	-7,3%	2,6%
Inversión pública	-15,1%	24,7%	6,0%	2,8%	14,1%
Consumo privado	-9,9%	12,4%	3,6%	0,1%	2,8%
Exportaciones	-19,7%	13,3%	5,2%	4,9%	5,1%
Empleo formal privado	-8,8%	7,5%	8,8%	3,1%	-0,2%
II. Balances macroeconómicos (% del PBI)					
Resultado fiscal	-8,9%	-2,5%	-1,7%	-2,8%	-3,6%
Deuda pública	34,5%	36,1%	35,1%	35,5%	32,7%
III. Inflación, tasa de interés y tipo de cambio					
Inflación anual, fin de período, IPC (%)	2,0%	6,4%	8,5%	3,2%	2,0%
Inflación anual de precios al por mayor, fin de período, IPM (%)	1,6%	13,6%	7,0%	-1,0%	-1,4%
Tasa de referencia del BCR, fin de período (%)	0,25%	2,50%	7,50%	6,75%	5,00%
Tipo de cambio, fin de período, (S/ por dólar)	3,62	3,99	3,81	3,71	3,77
IV. Otros indicadores					
Remuneración mínima vital (S/)	930	930	1.025	1.025	1.025
Tasa de desempleo nacional (%)	7,4%	5,9%	4,7%	5,4%	5,6%
Tasa de desempleo en Lima Metropolitana (%)	12,8%	11,1%	7,8%	6,9%	6,5%
Riesgo país, EMBIG (fín de período)	143	174	196	162	154

Fuente: BCR, INEI

4.2 Cifras del sector

Canasta energética y emisiones de CO_2

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE

Millones de toneladas de petróleo equivalente

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Petróleo	12,1	9,2	11,4	12,0	12,3	12,9	4,9%	1,3%
Gas natural[1]	7,0	5,8	7,1	8,0	8,5	8,0	-5,3%	2,9%
Energía hidroeléctrica	2,7	2,6	2,7	2,6	2,5	2,8	10,1%	0,4%
Energías renovables	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	1,1	18,8%	8,0%
Carbón	0,7	0,5	0,7	0,7	0,7	0,6	-9,8%	-2,9%
Total	**23,2**	**18,9**	**22,8**	**24,1**	**24,9**	**25,4**	**2,0%**	**1,8%**

[1] *Estimación realizada a partir de información de empresas del sector y autoridades locales.*

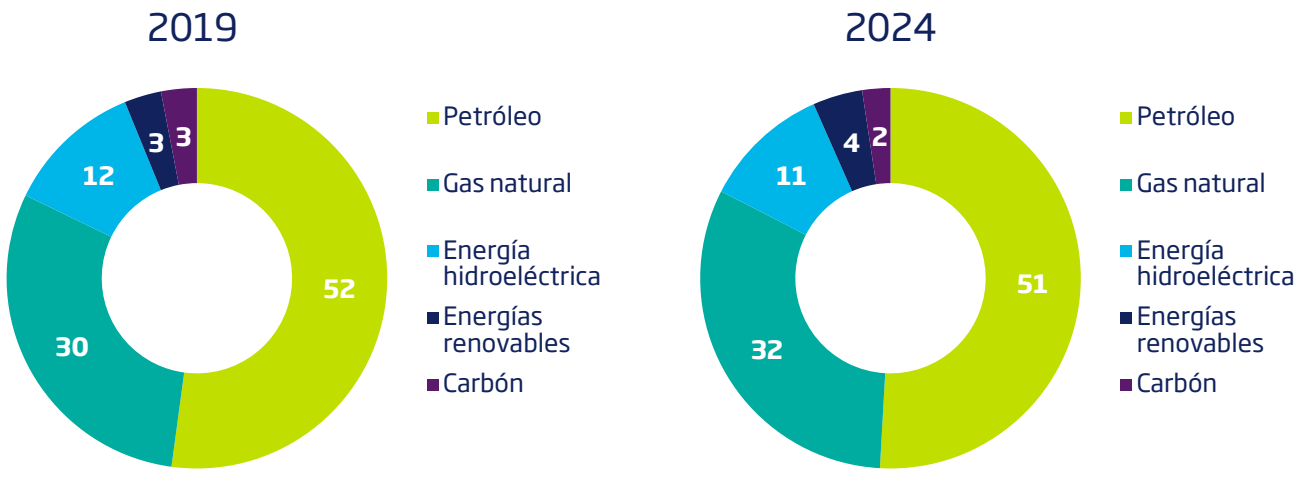
Fuente: COES, empresas del sector, Energy Institute Statistical Review of World of Energy 2025, Osinergmin, APOYO Consultoría

El consumo energético en el Perú aumentó 2 % en 2024, ligeramente por debajo del crecimiento económico nacional. Si bien el resultado de 2024 estuvo alineado a las tasas de crecimiento registradas en el último quinquenio, sí hubo diferencias importantes en las fuentes utilizadas. Por un lado, el consumo de energía a partir de petróleo –la más importante a nivel nacional– se incrementó en casi 5 %, debido, principalmente, a mejoras en el transporte, tanto aéreo –por la recuperación del turismo– como terrestre –como rezago de la pandemia–.

El gas natural y la energía hidroeléctrica tuvieron resultados contrapuestos en 2024 dada la regularización de las condiciones climáticas tras el Fenómeno de El Niño, que afectó las precipitaciones desde finales de 2022. Finalmente, las energías renovables y el carbón registraron resultados contrarios también, debido a las tendencias de transición energética hacia fuentes menos contaminantes. Las energías renovables, en particular, continuaron mostrando tasas altas de crecimiento ante el inicio de operación de nuevos proyectos. En 2024, se conectaron al sistema dos nuevas centrales eólicas y dos solares, que sumaron 0,5 GWh de potencia adicional e incrementaron la capacidad RER en 40 % respecto a 2023.

Consumo final de energía según fuente

% del total

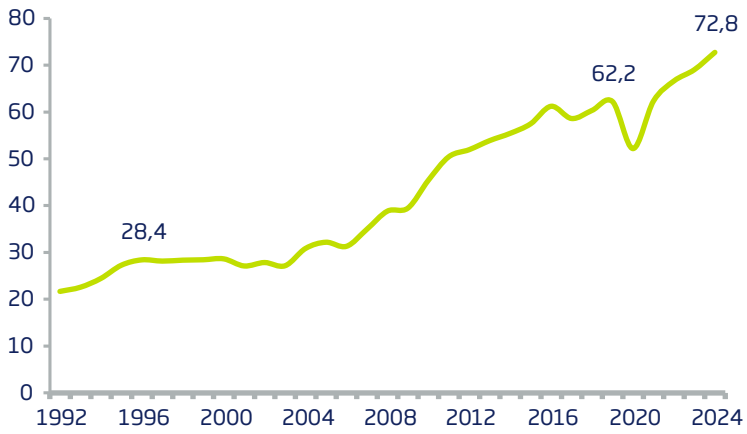


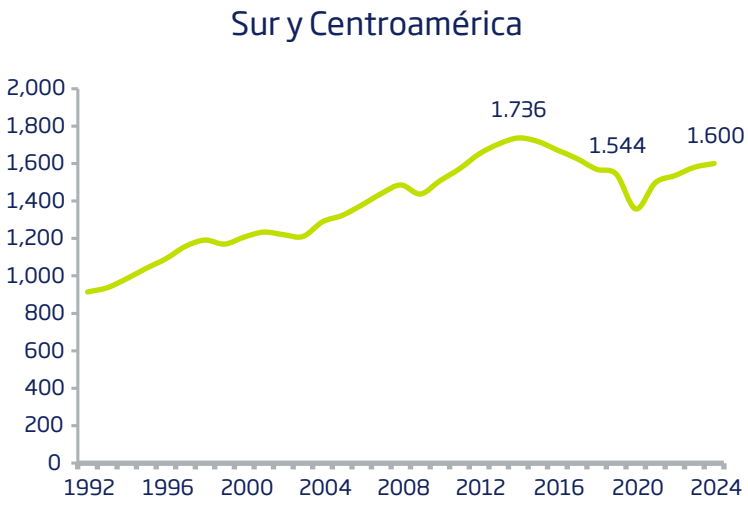
Fuente: COES, empresas del sector, Energy Institute Statistical Review of World, Energy 2025, Osinergmin, APOYO Consultoría

04

Emisiones de CO_2[1]

Millones de toneladas equivalentes





[1] Suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, la quema, las emisiones de metano asociadas a la producción, transporte y distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Las emisiones de dióxido de carbono en 2024 continuaron aumentando en el Perú y en la región (Sur y Centroamérica), como resultado del crecimiento económico y el mayor consumo de energía. No obstante, el incremento de las emisiones en el Perú estuvo bastante por encima del crecimiento en la región, pues registró una tasa superior a 5 % (vs. 1,2 %). Esto se debe, en parte, al incremento del consumo de petróleo a nivel local y al inicio de operación de la Nueva Refinería de Talara. A pesar de ello, el Perú mantiene la sexta posición en la región como país que más emisiones de carbono produce, por detrás de Brasil, Argentina, Venezuela, Colombia y Chile; aunque la diferencia con este último se ha ido acortando debido a su fuerte desarrollo de centrales renovables. A pesar de las tasas de crecimiento algo elevadas, la participación del Perú en las emisiones de carbono a nivel global sigue siendo baja tanto en la región (4,5 % de las emisiones de Sur y Centroamérica), como a nivel global (0,2 %).



04

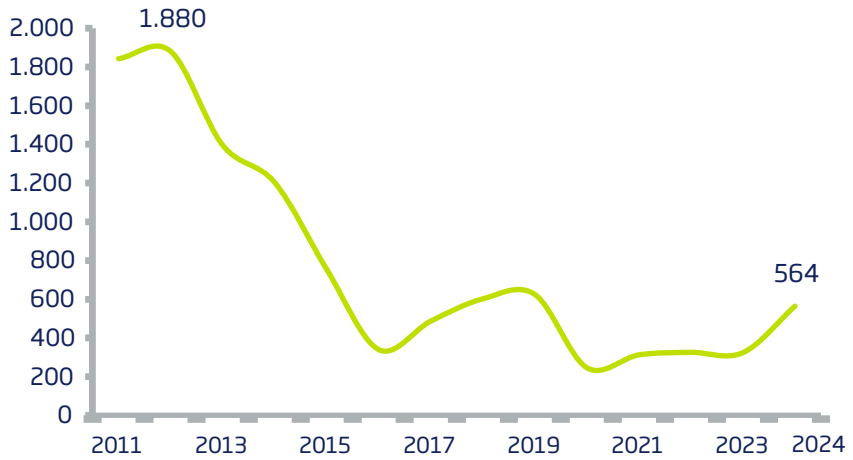
Exploración y reservas

La inversión en exploración y explotación de hidrocarburos (segmento *upstream*) alcanzó alrededor de US$ 565 millones en 2024. Este resultado representó un crecimiento importante de casi 75 % con respecto al año anterior. Aunque se trata del nivel más alto desde los últimos cinco años, todavía se encuentra por debajo de los niveles prepandemia y muy lejos de los niveles registrados a inicios de la década previa (cerca a los US$ 2.000 millones).

La mayor parte de la inversión se concentró en actividades de explotación, especialmente desde los principales lotes de producción petrolera y gasífera. Así, Pluspetrol -operador de los lotes gasíferos 56 y 88- y Petrotal -operador del lote petrolero 95- representaron dos tercios de la inversión nacional. Después se ubicaron Unna Energía (lotes petroleros III y IV) y Repsol (lote gasífero 57). Desafortunadamente, dos tercios de lotes concesionados para la explotación de hidrocarburos (18 de 27) no recibieron inversión alguna en 2024.

Hidrocarburos: Inversiones en *upstream*

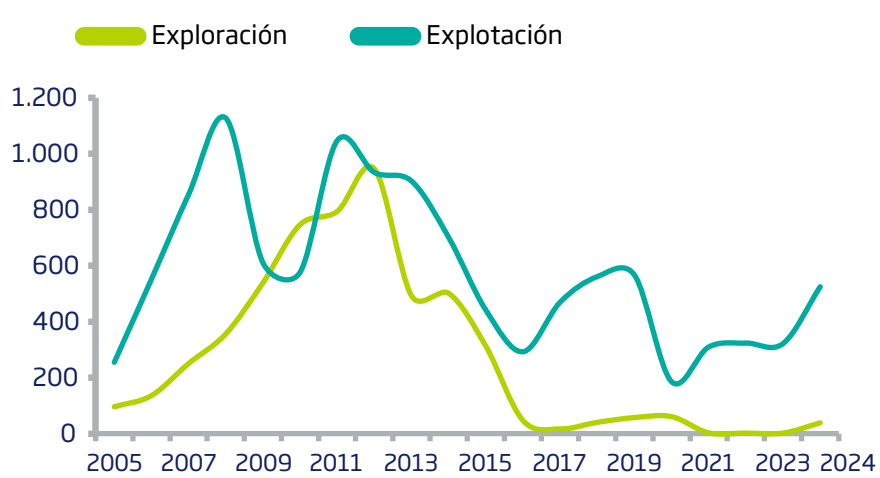
US$ Millones



Fuente: Perúpetro

Petróleo y gas: inversión en *upstream* por tipo

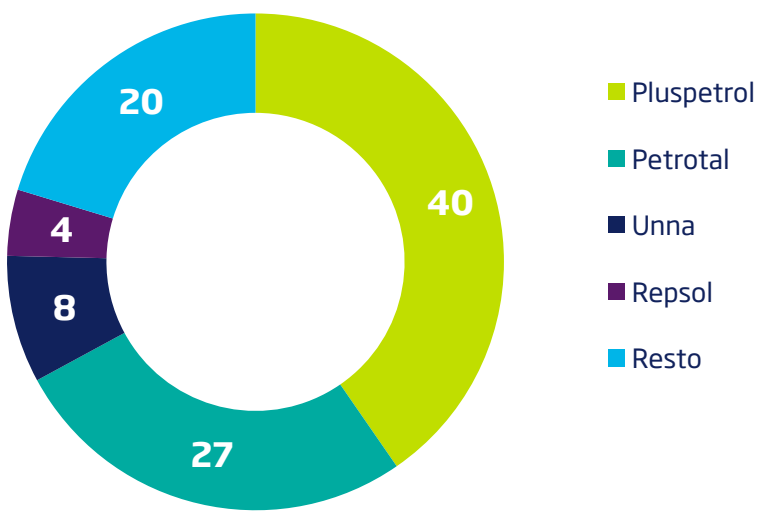
US$ Millones



Fuente: Perúpetro

2024: Inversión por empresa

%



Fuente: Perúpetro

HIDROCARBUROS: INVERSIÓN EN *UPSTREAM* POR SEGMENTO

US$ Millones

TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Exploración	57,8	61,1	3,1	2,3	2,3	39,1	1621,1%	-7,5%
Explotación	567,0	185,3	309,6	323,5	321,7	525,0	63,2%	-1,5%
Total	**624,8**	**246,4**	**312,8**	**325,8**	**324,0**	**564,1**	**74,1%**	**-2,0%**

Fuente: Perúpetro

Luego de varios años de estancamiento, la inversión en exploración de hidrocarburos mostró algunos signos de recuperación, a partir de actividades en los lotes *offshore* (zócalo) en los que trabaja la petrolera estadounidense Anadarko -subsidiaria de Occidental-. No obstante, al igual que la inversión en explotación, la actividad continúa en niveles muy por debajo de los alcanzados una década atrás. Esto se debe, en parte, a los pocos contratos firmados y vigentes para la exploración de gas y petróleo. De los 32 contratos que a diciembre de 2024 manejaba Perúpetro, solo cinco corresponden a actividades únicamente de exploración. De estos, uno de ellos -Lote XXIII de Upland Oil- permanece suspendido por fuerza mayor debida a conflictos sociales. Los cuatro restantes no exploran yacimientos gasíferos. No existen contratos de exploración en la selva sur del país, a pesar del alto potencial de la zona, donde ya hay operaciones importantes, como los yacimientos de Camisea.

CONTRATOS VIGENTES POR TIPO Y UBICACIÓN

Número de contratos

FASE	Ubicación	2019	2024
Exploración	Noroeste	4	1
	Selva Central	1	1
	Selva Norte	2	0
	Selva Sur	1	0
	Zócalo	5	3
	Total	**13**	**5**
Explotación	Noroeste	11	12
	Selva Central	2	2
	Selva Norte	6	6
	Selva Sur	4	4
	Zócalo	3	3
	Total	**26**	**27**

Fuente: Perúpetro

Por otro lado, tampoco se observaron resultados positivos para la exploración de gas en los yacimientos más importantes que se encuentran en operación. Durante los últimos cinco años, ni Pluspetrol -operador de los lotes 56 y 88 en Camisea- ni Repsol, responsable del Lote 57, han realizado perforaciones exploratorias para intentar reponer reservas. Las únicas dos perforaciones para este fin se realizaron en los lotes petroleros IV y XIII, ambos ubicados al noroeste del país.

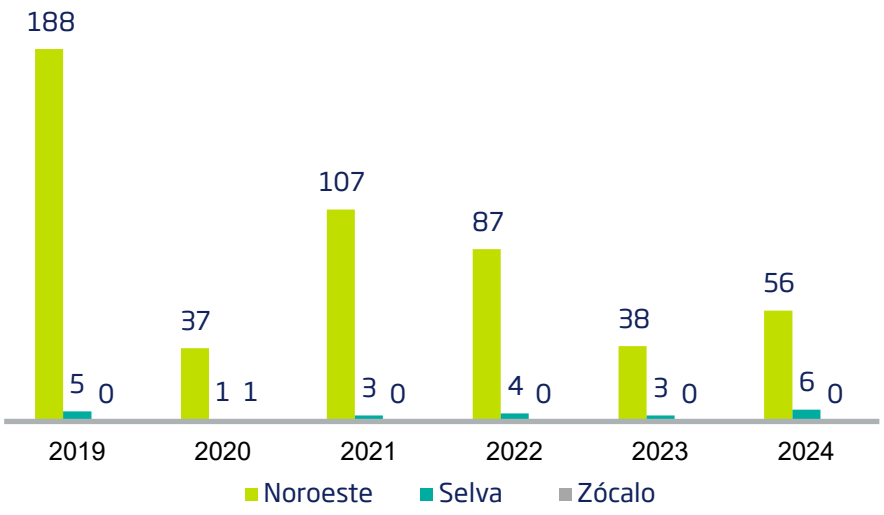
POZOS PERFORADOS POR TIPO

Cantidad de pozos perforados

TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Desarrollo	187	38	109	91	41	58	41,5%	-20,9%
Confirmatorio	3	0	0	0	0	2	n.d.	n.d.
Exploratorios	3	1	1	0	0	2	n.d.	-7,8%
Total	**193**	**39**	**110**	**91**	**41**	**62**	**-54,9%**	**-20,3%**

Fuente: Perúpetro

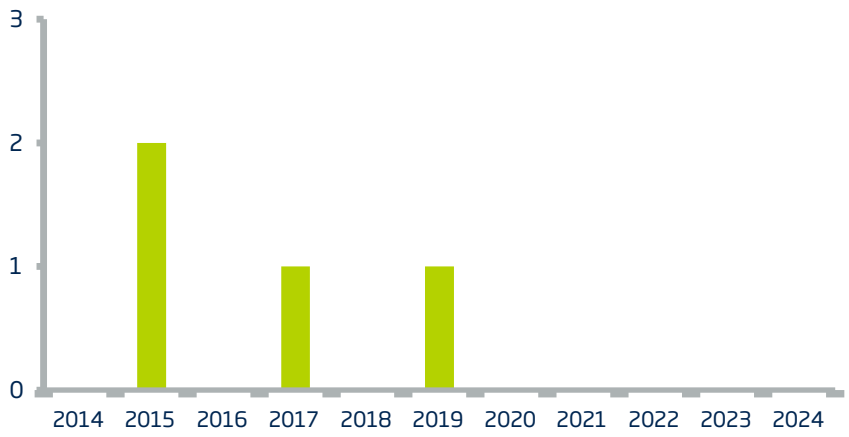
Pozos perforados por zona



En 2024, la inversión en exploración se enfocó principalmente en estudios sísmicos 3D de Anadarko en los lotes Z-61, Z-62 y Z-63. Entre mayo y julio, la petrolera realizó la mayor adquisición de datos de sísmica 3D en la historia del Perú, evaluando más de 6.000 km². Este hito es aún más relevante dado que se dio tras un período de más de siete años sin actividad geofísica. Según información de la petrolera, se encuentran en la etapa de procesamiento de datos. Los resultados podrían gatillar perforaciones exploratorias en 2026.

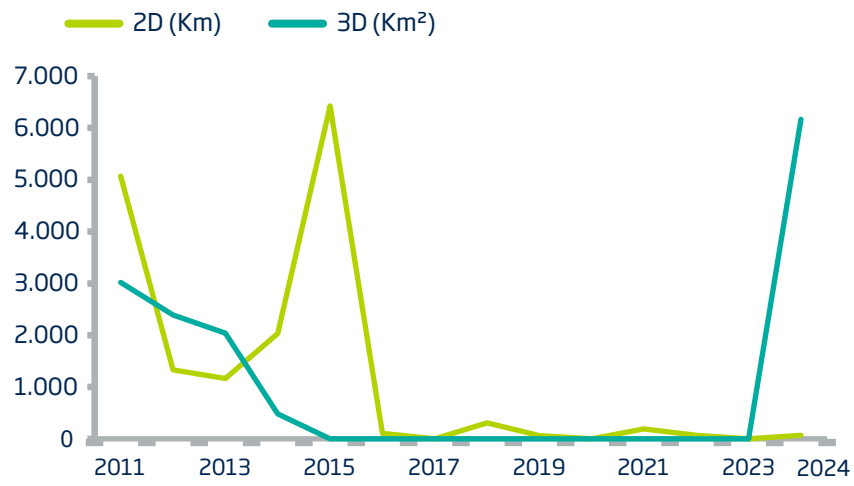
Fuente: Perúpetro

Perforación de pozos exploratorios en camisea (lotes 56,57 y 88)



Fuente: Perúpetro

Actividad Geofísica

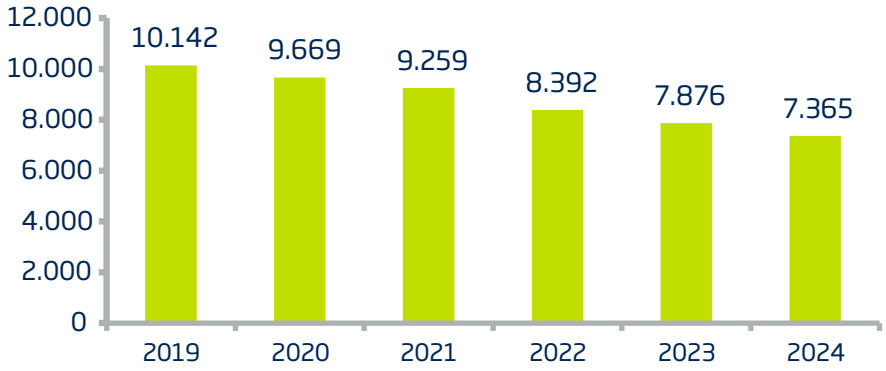


Fuente: Perúpetro

A nivel de reservas, solo se cuenta con cifras oficiales a 2023. Tomando en cuenta que durante 2024 no se perforó ningún pozo exploratorio o confirmatorio, se podría obtener una cifra preliminar de reservas probadas al cierre del año restándole al último dato oficial de reservas (al cierre de 2023) la producción fiscalizada de 2024. En base a dicho cálculo, se estima que las reservas probadas al cierre de 2024 habrían sido de 7,4 tera pies cúbicos (Tpc) de gas natural. Esto representa 6 % menos de lo registrado a finales de 2023 y un nivel 24 % por debajo del registrado al cierre de 2020.

Perú: Reservas probadas de gas natural[1]

Giga pies cúbicos (Gpc)

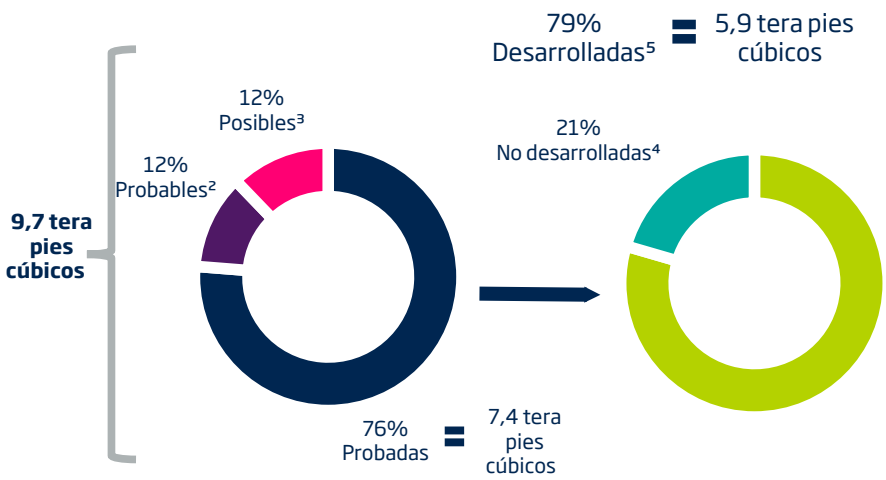


[1] Probadas: Reservas categorizadas mediante geociencia e ingeniería como de "certeza razonable". Con, por lo menos, un 90% de probabilidades de exceder o igualar las estimaciones.

Fuente: Minem, Promigas, Perúpetro, APOYO Consultoría

Entre 2018 y 2023, las reservas probables y posibles disminuyeron a un mayor ritmo que las reservas probadas. Esto suele ocurrir cuando la inversión en exploración se reduce, pues no se incorporan nuevos hallazgos que compensen la reclasificación o eliminación de reservas tras evaluaciones más precisas. Como resultado, durante ese periodo aumentó la proporción de reservas probadas respecto del total (Índice de Comprobación de Reservas). Si en 2024 se repite la tasa de caída promedio de las reservas probables y posibles observada en la última década, su participación se mantendría en 24 %, nivel similar al registrado en 2023.

2024: Reservas totales de gas natural por tipo[1]



[1] Estimaciones realizadas asumiendo que todas las reservas consumidas en 2024 fueron reservas desarrolladas, y que las reservas probables y posibles se redujeron en la tasa promedio de los últimos 10 años.

[2] Que, en agregado con las probadas, tienen un 50 % de probabilidades de igualar o exceder las estimaciones.

[3] Que, en agregado con las probadas y las probables, tienen un 10 % de igualar o exceder las estimaciones.

[4] Reservas probadas que deberán ser recuperadas mediante inversiones futuras porque requieren nuevas perforaciones o profundizaciones de pozos conocidos.

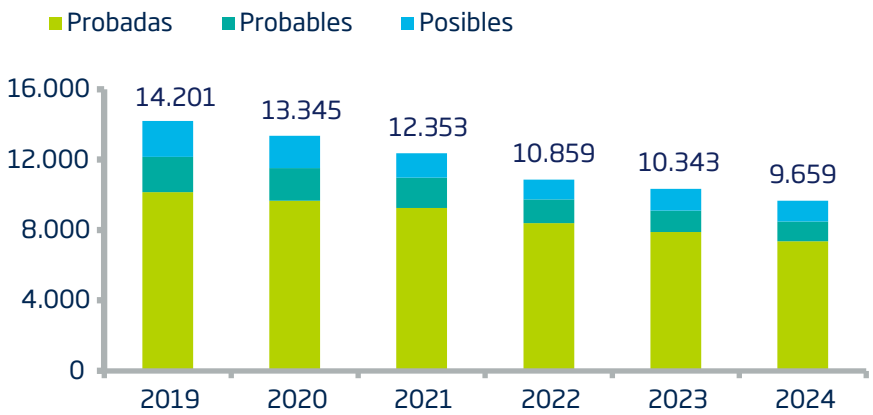
[5] Reservas probadas que se pueden recuperar a partir de pozos, instalaciones y tratamientos existentes.

Fuente: Minem, Promigas, Perúpetro, APOYO Consultoría



Reservas totales por tipo[1]

Giga pies cúbicos (Gpc)

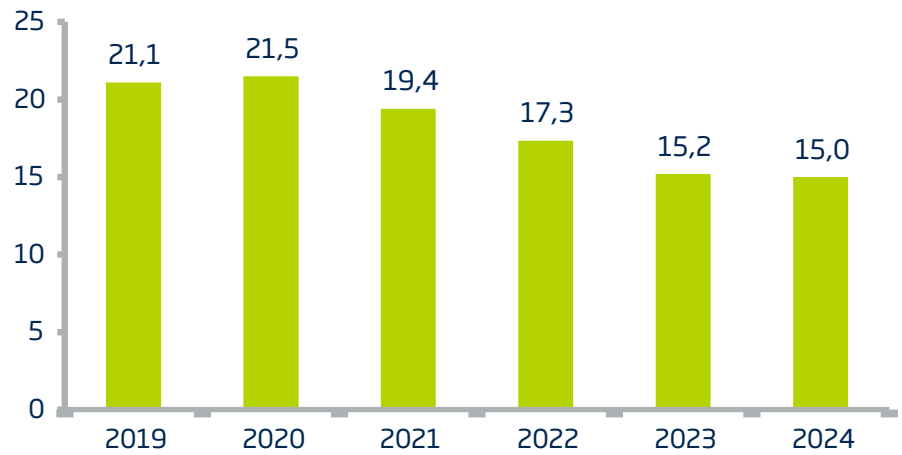


[1] Estimaciones realizadas asumiendo que todas las reservas consumidas en 2023 fueron reservas desarrolladas, y que las reservas probables y posibles se redujeron en la tasa promedio de los últimos cinco años.

Fuente: Minem, Promigas, Perúpetro, APOYO Consultoría

Índice de autonomía de reservas[1]

Años

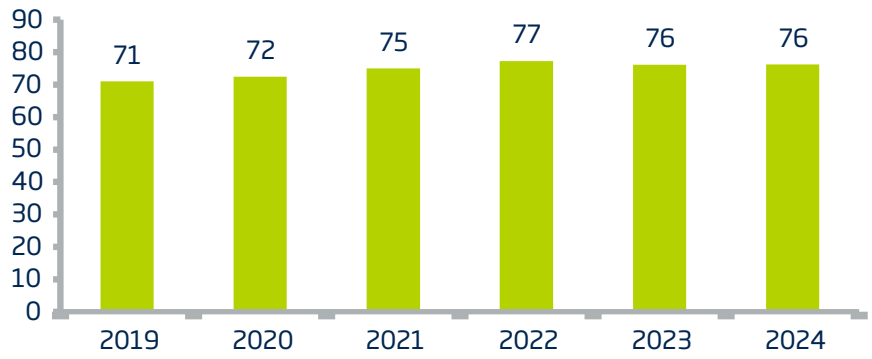


[1] Años que alcanzarían las reservas actuales si la producción anual se mantuviera.

Fuente: Minem, Promigas, Perúpetro, APOYO Consultoría

Índice por comprobación de reservas[1]

% del total de reservas



[1] Participación de las reservas probadas sobre las totales. Estimaciones realizadas asumiendo que todas las reservas consumidas en 2024 fueron reservas desarrolladas, y que las reservas probables y posibles se redujeron en la tasa promedio de los últimos diez años.

Fuente: Minem, Promigas, Perúpetro, APOYO Consultoría

Si la producción de gas natural esperada para 2025 se mantuviera en los siguientes años, las reservas estimadas podrían abastecer la demanda hasta 2039. El Índice de Autonomía de Reservas (IAR) se redujo de manera muy moderada en 2024, dado que se espera que la producción de 2025 retroceda ligeramente en comparación con la del año previo.



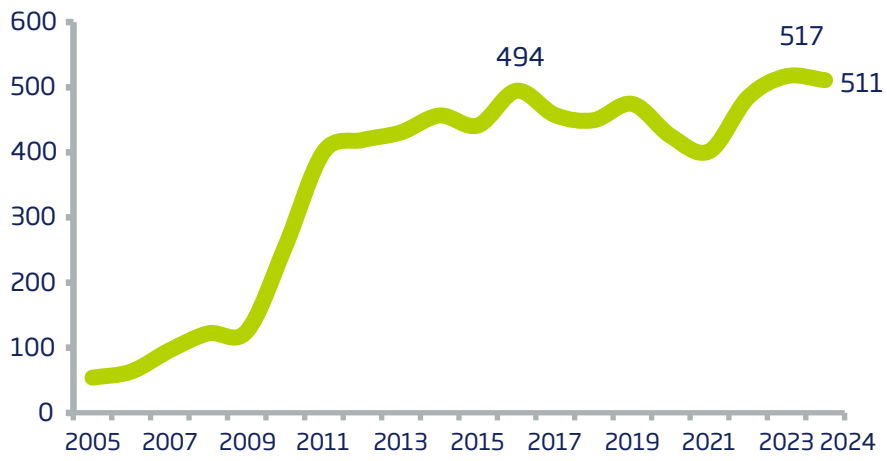
04

Producción de gas natural en el Perú

En 2024, la producción de gas natural alcanzó alrededor de 510 giga pies cúbicos (Gpc), un nivel ligeramente por debajo del nivel de 2023 (-1 %), año en el que se registró el máximo histórico.

Producción de gas natural

Giga pies cúbicos (Gpc)

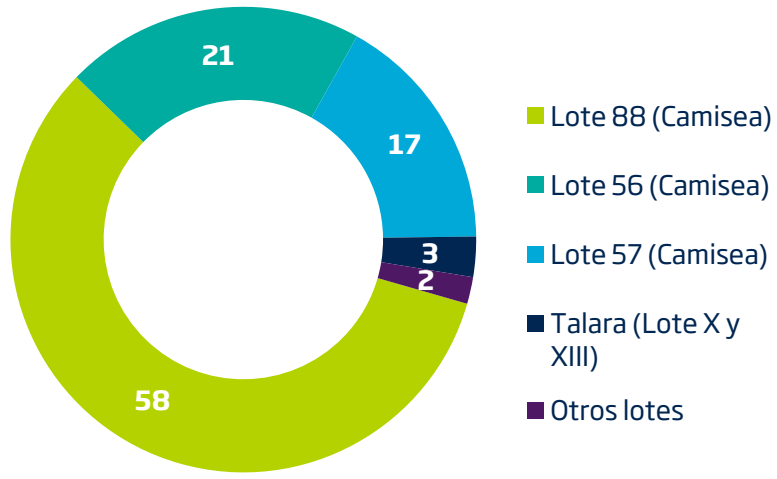


Fuente: Perúpetro

a reducción se explicó principalmente por los dos lotes de Camisea operados por Pluspetrol (56 y 88). Ambos registraron, en conjunto, una caída de 18 Gpc con respecto al año anterior. Tras el Fenómeno de El Niño de 2023, la mayor caída se evidenció en el Lote 88 -restringido contractualmente para abastecer la demanda local-, debido a una regularización en el uso de gas natural para generación eléctrica.

Producción de gas natural por lote

% del total

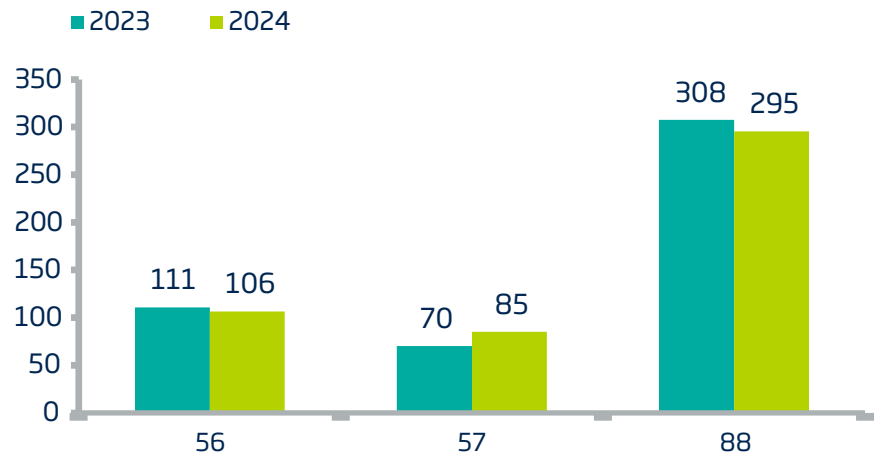


[1] Lotes I, II, IV, VI, VII, 31-C, Z-2B y Z-69.

Fuente: Perúpetro

2023-2024: Producción de gas natural en los principales lotes

Giga pies cúbicos (Gpc)



Fuente: Perúpetro

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR ZONA

Giga pies cúbicos (Gpc)

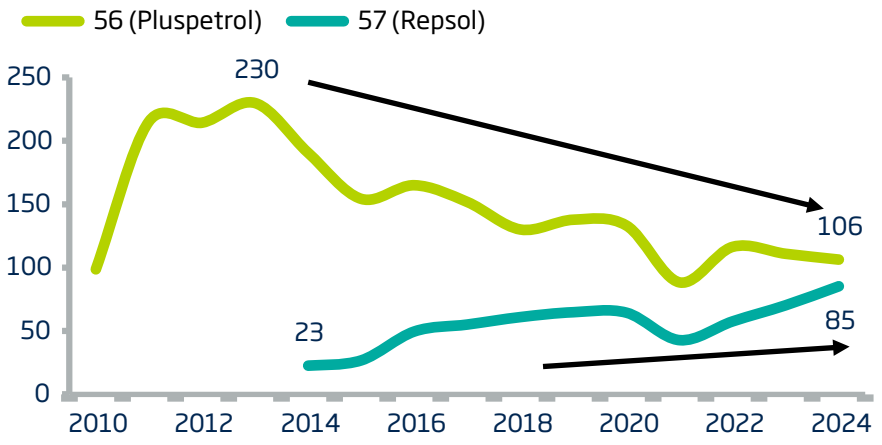
TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Camisea (Lote 56, 57 y 88)	451,6	408,3	382,9	460,5	489,7	486,9	-0.6%	4,5%
Talara (Lote X y XII)	12,0	10,5	9,7	12,3	15,2	14,3	-6.1%	8,1%
Aguaytía (Lote 31c)	4,0	1,0	2,6	3,7	4,5	2,5	-43.4%	27,7%
Otros lotes	6,6	5,1	6,5	7,5	7,3	6,9	-5.5%	7,8%
Total	**474,2**	**424,8**	**401,7**	**484,0**	**516,7**	**510,7**	**-1.2%**	**4,7%**

Fuente: Perúpetro

En contraste, el Lote 57 de Repsol continuó aumentando su producción (+15 Gpc) en línea con la tendencia de los últimos años. Esto ha permitido que el volumen de gas destinado para exportaciones continúe aumentando a pesar del retroceso de la producción del Lote 56.

Producción de gas natural en lotes de exportación

Giga pies cúbicos (Gpc)

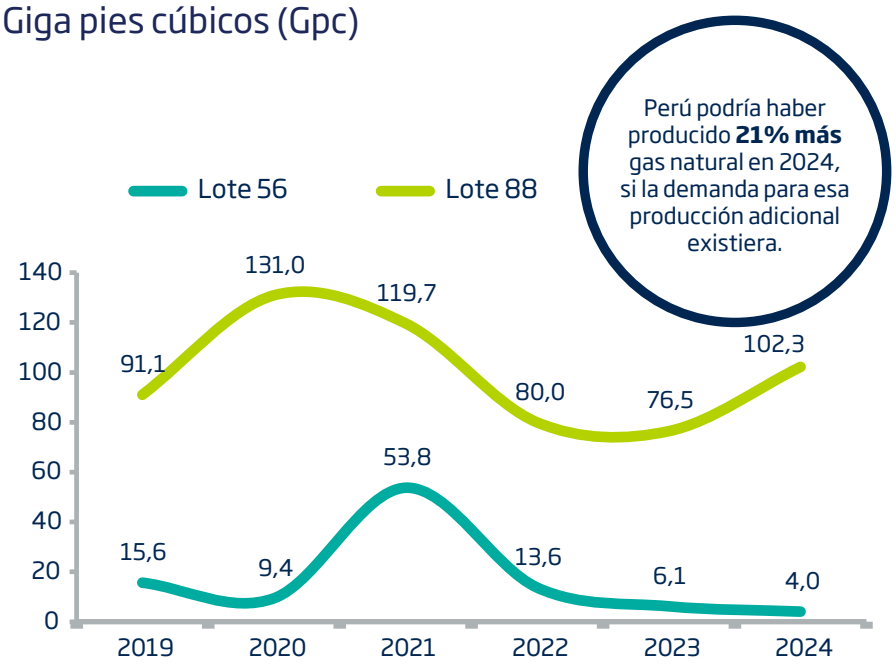


Fuente: Perúpetro

La reducción de la demanda de gas natural local, especialmente desde el sector eléctrico, provocó un aumento importante en la reinyección de gas a los pozos. En agregado, se reinyectaron 106 Gpc, un incremento de 28 % con respecto al año anterior. Este nivel de reinyección equivale a 21 % de la producción registrada de gas natural en 2024. Esto quiere decir que la producción de gas natural en el Perú pudo haber sido bastante más alta si la demanda existiera.

Reinyección de gas natural por lote

Giga pies cúbicos (Gpc)



Fuente: Osinergmin



Transporte de gas natural

El sistema de transporte de gas natural en el Perú no ha registrado cambios en los últimos ocho años, desde la ampliación de capacidad del gasoducto de Transportadora de Gas del Perú (TGP) en 2016. Desde entonces, la capacidad total del sistema principal de transporte se ha mantenido en 1.540 millones de pies cúbicos diarios (MPCD). Si bien la capacidad nominal del ducto troncal de TGP es de 920 MPCD, la operación de estaciones compresoras, la inyección adicional de gas en tramos intermedios y la bifurcación hacia la planta de licuefacción de Perú LNG permiten que el sistema en su conjunto transporte un volumen total mayor.

INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS

EMPRESA PROPIETARIA / DUCTO	ORIGEN	DESTINO	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (MILLONES DE PIES CÚBICOS POR DÍA)
Transportadora de Gas del Perú (TGP)				
Ducto principal	Camisea	City Gate Lurín	730,0	
Loop costa I	Pampa Melchorita	Chilca	105,0	
Loop costa II	Chilca	City Gate Lurín	31,0	920,0
Compresora Kámani	Camisea - Lima KP 127[1]		NA	
Ducto de derivación	Camisea - Lima KP 277[2]	Ayacucho	18,0	
Perú LNG	Chiquintirca	Pampa Melchorita	408,0	1.290,0
Otros ductos				
Olimpic Perú Inc.	Estación La Casita	Estación Olimpic	33,0	11,0
Petrochina	Cuenca de Talara	Termoeléctrica Malacas	n.d.	n.d.
Perú LNG	Pampa Melchorita	Pampa Melchorita	1,4	n.d.
Aguaytía Energy	Curimaná	Padre Abad y Pucallpa	174,0	55,0
Pluspetrol	Humay	Pisco	40,0	35,0
BPZ	Pariñas	Peña Negra (Talara)	27,0	n.d.
	TOTAL		1.568,0	

[1] Punto ubicado a 127 km del origen del ducto en Camisea.
[2] Punto ubicado a 277 km del origen del ducto en Camisea.

Fuente: TGP, Osinergmin, Perú LNG

Por el contrario, el Estado peruano continúa enfrentando dificultades para relanzar el proyecto del Gasoducto Sur Peruano, hoy denominado Sitgas, paralizado desde 2017. La opción que se perfila más viable para llevar gas al sur del país es el gasoducto costero, que permitiría conectar Arequipa y Moquegua a la red principal y abastecer al nodo energético del sur, conformado por grandes plantas de generación térmica en Ilo y Mollendo. En 2024, TGP –operadora del ducto Camisea, que transporta el gas desde los lotes de Camisea hasta Lima– presentó una propuesta formal al Gobierno para ejecutar el proyecto con inversión 100 % privada a cambio de 10 años adicionales de concesión. Al cierre de este informe, la adenda se encuentra aún en revisión por el Gobierno peruano.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR EL DUCTO CAMISEA

Millones de pies cúbicos por día

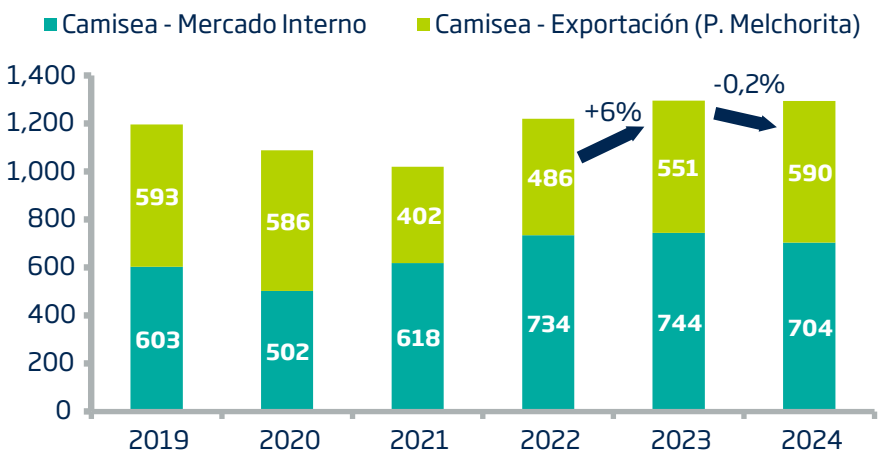
USO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Camisea - Mercado Interno	603,0	501,5	618,2	734,0	744,2	703,9	-5,4%	3,1%
Camisea - Exportación (P. Melchorita)	593,0	586,0	401,7	485,7	551,3	589,5	6,9%	-0,1%
Total	**1.196,0**	**1.087,5**	**1.019,9**	**1.219,7**	**1.295,5**	**1.293,4**	**-0,2%**	**1,6%**

Fuente: Osinergmin

En 2024, el volumen transportado por el ducto Camisea se mantuvo estable respecto de 2023, y alcanzó 1.293 millones de pies cúbicos diarios (equivalente a 472 giga pies cúbicos totales). Este resultado estuvo alineado con el desempeño de la producción, incluso en las dinámicas diferenciadas que se registraron entre los lotes de exportación y el lote para consumo interno.

Volumen transportado de gas natural por el ducto de camisea

Millones de metros cúbicos



Fuente: Osinergmin



04

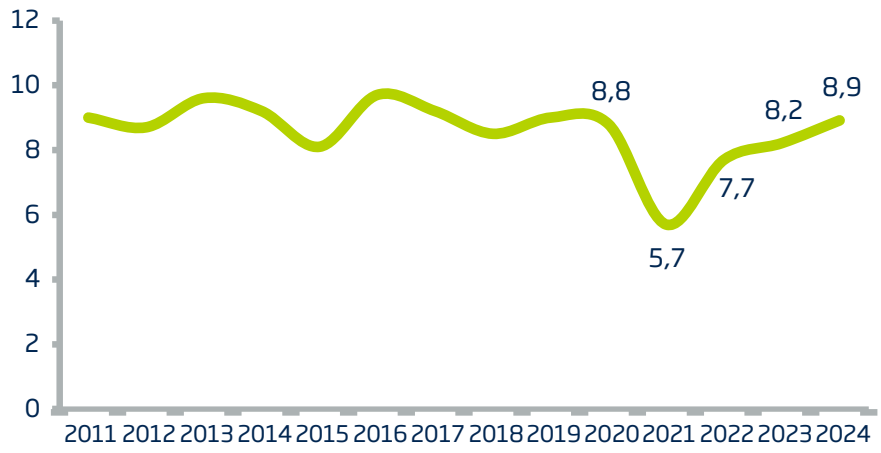
Exportaciones de gas natural licuado

En 2024, el Perú incrementó el volumen de Gas Natural Licuado (GNL) exportado por tercer año consecutivo, y alcanzó una tasa de crecimiento de 9 % con relación al año previo. Se exportaron 8,9 millones de metros cúbicos de GNL en estado líquido, equivalentes a 529 millones de pies cúbicos diarios en estado gaseoso. El gas natural destinado a la exportación se enfría a temperaturas extremadamente bajas (-162 °C), pasando a un estado líquido criogénico que reduce su volumen unas 600 veces, lo que facilita su transporte y almacenamiento.

Este resultado marca el retorno a los niveles usuales de exportación previos a la pandemia –que promediaron los 9 millones de m³ entre 2011 y 2020–. En 2021, se registró una falla técnica en la planta de licuefacción de Pampa Melchorita, que ralentizó la recuperación pospandemia de manera importante, además de enfrentar desafíos por oleajes anómalos en años previos.

Volumen de exportaciones de gas natural licuado (en estado líquido)

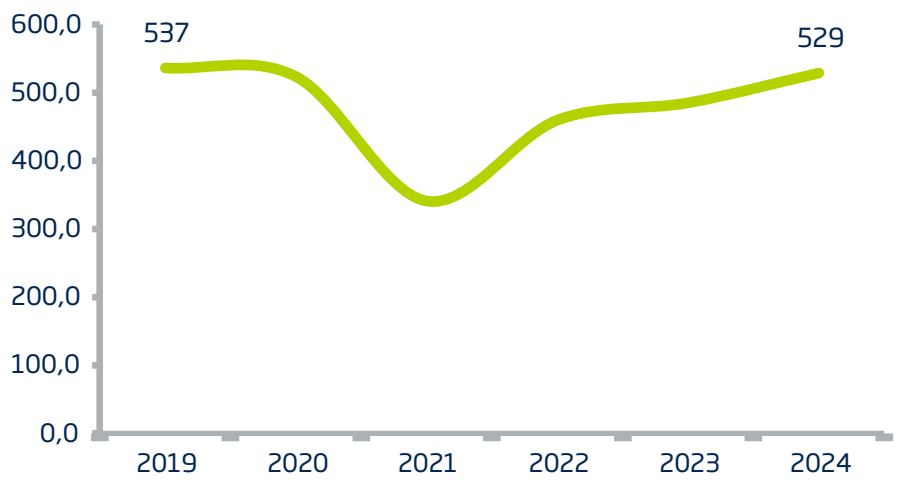
Millones de pies cúbicos por día



Fuente: BCR, Perúpetro

Volumen de producción de gas natural con destino de exportación

Millones de pies cúbicos por día



Fuente: BCR, Perúpetro, Veritrade

A pesar del incremento en volumen, se exportó 3 % menos GNL en valor con relación a 2023, y se alcanzaron casi US$ 1.500 millones. La caída se explica principalmente por menores precios internacionales.

CIFRAS RELEVANTES SOBRE LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

INDICADOR	UNIDAD	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Monto exportado	US$ Millones	623,1	576,2	1.703,3	3.166,2	1.540,3	1.493,6	-3.0%	19.1%
Volumen exportado	Millones de metros cúbicos	9,0	8,8	5,7	7,7	8,2	8,9	8,5%	-0,2%
	Billones de BTU (British Thermal Unit)	209,3	204,8	132,9	179,1	190,4	206,6	8,5%	-0,3%
Precio promedio	US$ por metro cúbico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	167,6	-10.7%	19,4%
	US$ por millón de BTU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,2	-10,6%	19,4%
Regalía promedio	US$ por millón de BTU	0,3	0,4	3,2	4,7	1,8	1,7	-8,4%	41,2%
Número de embarques	Cantidad	58,0	56,0	39,0	51,0	65,0	71,0	9,2%	4,1%

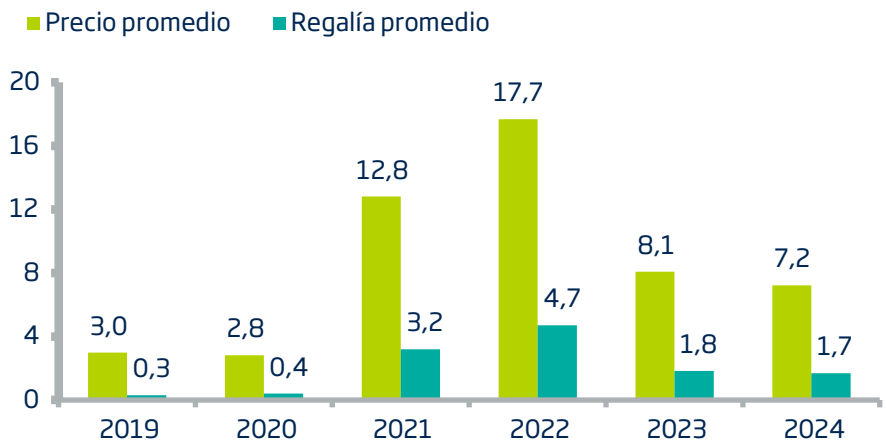
Fuente: BCR, Perúpetro

El precio de exportación del GNL peruano promedió US$ 168 por metro cúbico en 2024, un nivel 11 % inferior al del año previo. No obstante, se trata de un precio bastante favorable con relación a las cotizaciones que se registraban antes de la pandemia. La caída respecto a 2023 esconde el efecto estadístico de una base comparativa aún alta luego de la imposición de sanciones a la compra de gas natural ruso a raíz del conflicto armado de Rusia y Ucrania, cuyo principal impacto ha sido en 2022. Adicionalmente, se registró un invierno más frío de lo normal en el hemisferio norte lo que ejerció aún más presión sobre la cotización en el segundo semestre de 2023.

En 2024, las cotizaciones más importantes para las exportaciones peruanas –JKM (Asía) y TTF (Europa)– sostuvieron una senda moderadamente positiva, debido principalmente al proceso de diversificación energética que plantea la Unión Europea para dejar de importar gas desde Rusia hacia 2027. A ello se le sumó el incremento de la demanda asiática, especialmente de China, que expandió su capacidad de regasificación en busca de reducir sus emisiones de carbono. Esta tendencia creciente se mantendría en los siguientes años hasta que ingrese nueva oferta importante al mercado o se moderen las sanciones a Rusia.

Regalía y precio de exportación del gas natural licuado

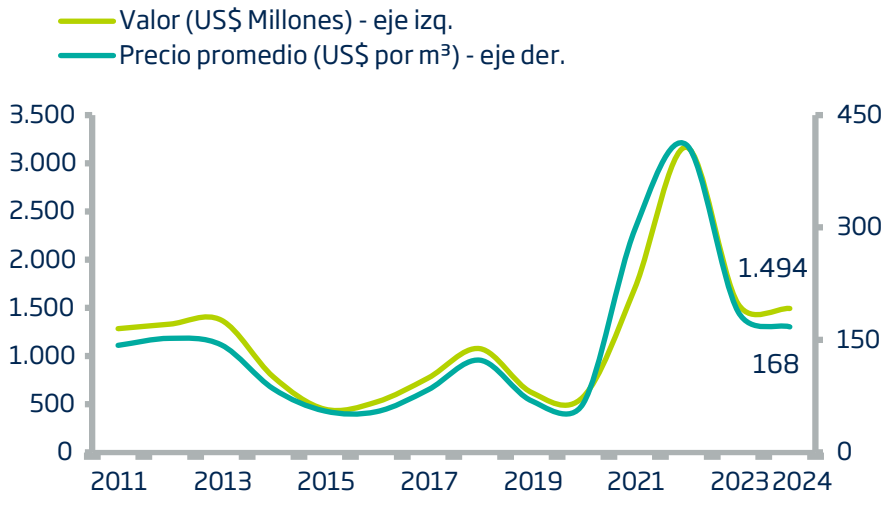
US$ por millón de BTU



Fuente: Perúpetro

Los destinos de exportación del gas natural peruano continuaron en 2024 liderados por Asia, con Corea del Sur, Japón y China concentrando, en conjunto, 55 % de los envíos. No obstante, la demanda europea ha ganado peso en los últimos años, producto del proceso de diversificación antes mencionado. En 2019, la participación de los cuatro principales destinos europeos –Países Bajos, Francia, España y Reino Unido– era de apenas 20 %. Tras la crisis, esta participación casi se ha duplicado.

Exportaciones de gas natural licuado

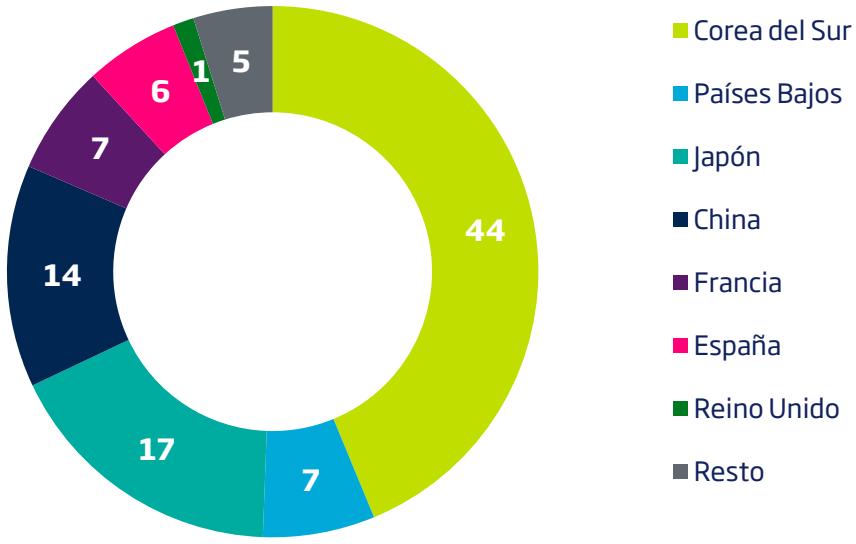


Fuente: BCR, Perúpetro



2019: Exportaciones de gas natural licuado por destino

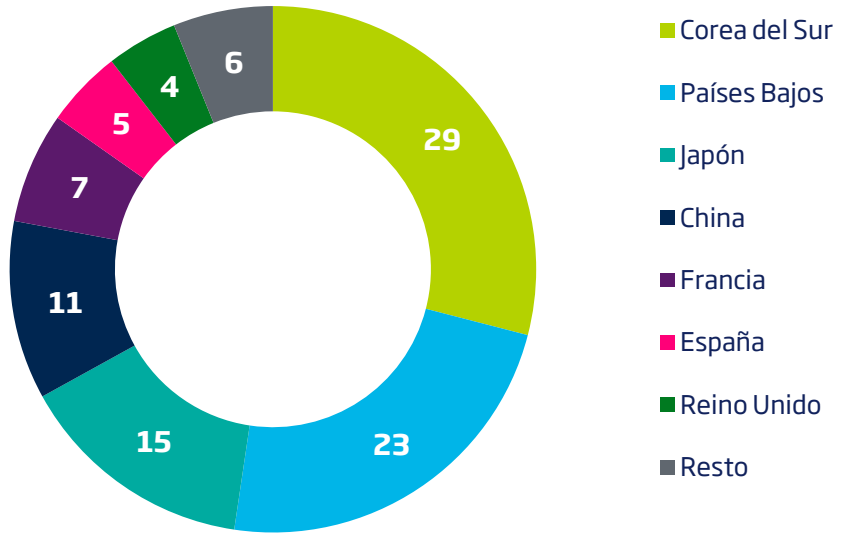
% del total en valor (US$ FOB)



Fuente: Veritrade

2024: Exportaciones de gas natural licuado por destino

% del total en valor (US$ FOB)

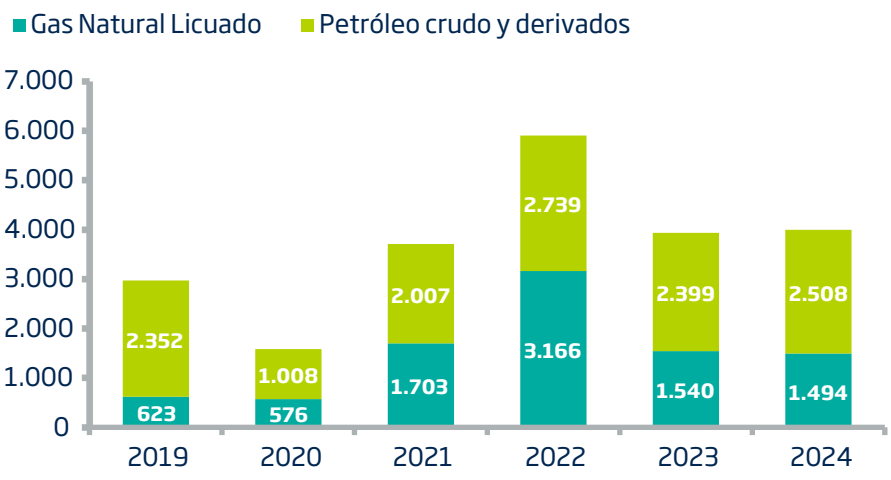


Fuente: Veritrade

La participación del gas natural sobre las exportaciones totales de hidrocarburos alcanzó 37 % en 2024, esto es, una ligera caída de 2 puntos porcentuales con respecto al año anterior. Esta disminución se explicó por la caída en el valor de las exportaciones de GNL, sumada a un moderado incremento en las exportaciones de petróleo crudo y derivados. Aun así, el gas natural licuado alcanzó el octavo puesto entre los productos más exportados por el Perú –según valor–, el mismo resultado que el año previo.

Exportaciones peruanas de hidrocarburos

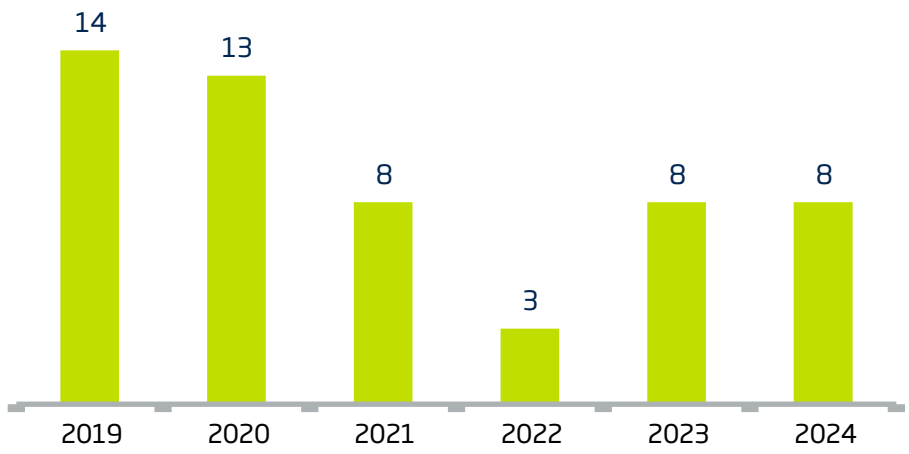
US$ millones



Fuente: BCR

Puesto de GNL en el ranking de exportaciones por producto

Puesto

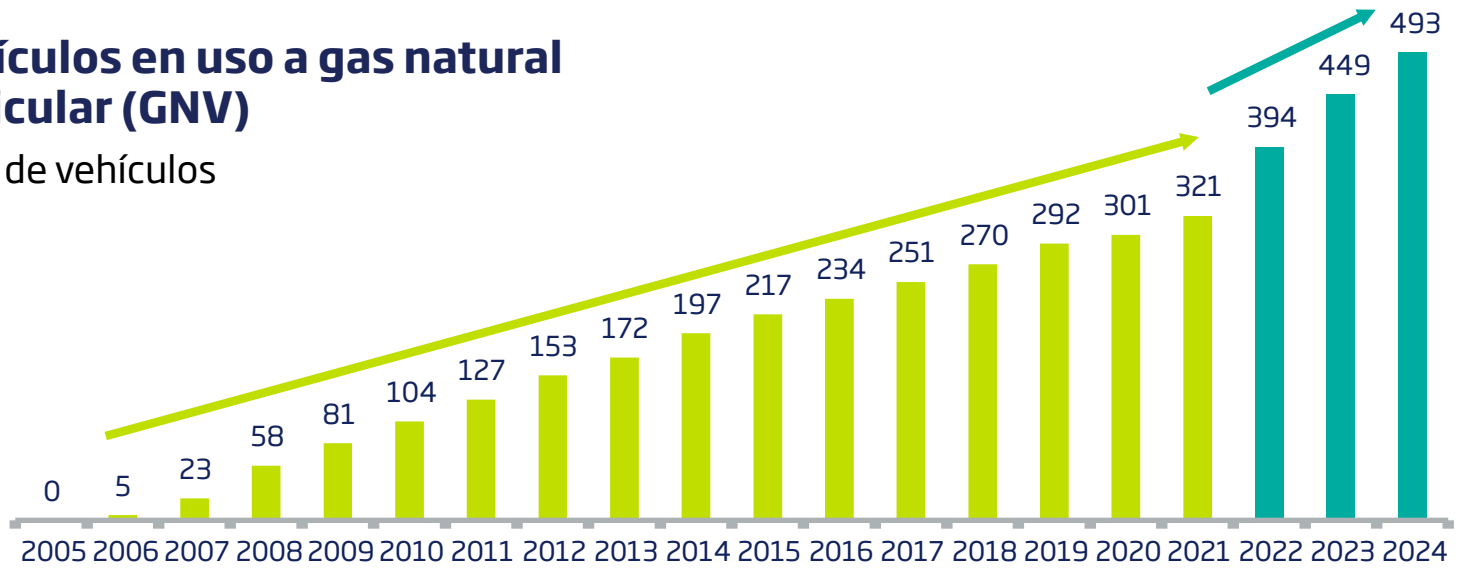


Fuente: SUNAT

Gas natural vehicular (GNV)

Vehículos en uso a gas natural vehicular (GNV)

Miles de vehículos



Fuente: Infogas

Al cierre de 2024, el número de vehículos a GNV en circulación (activos) fue de aproximadamente 493 mil unidades, en su mayoría del segmento de livianos. Esto representó un incremento de 10 % respecto a diciembre de 2023. Se trata de un crecimiento importante, aunque menor al de los últimos dos años.

VEHÍCULOS A GNV ADICIONALES POR TIPO

Cantidad de vehículos

SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Convertidos	16.339	6.904	18.796	73.563	55.893	44.639	-20,1%	22,3%
Nuevos	5.684	2.618	1.646	943	1.054	1.476	40,0%	-23,6%
Ensamblados	60	2	0	0	0	0	n.d.	n.d.
Total	**22.083**	**9.524**	**20.442**	**74.506**	**56.947**	**46.115**	**-19,0%**	**15,9%**

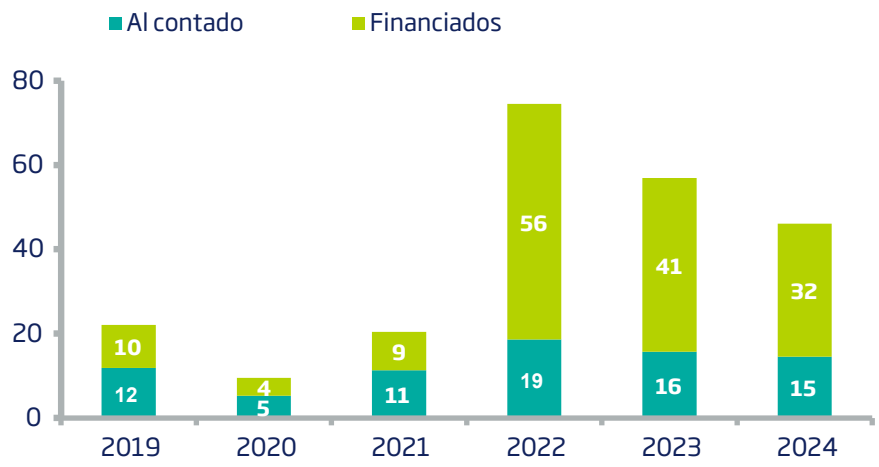
Fuente: Infogas

Durante 2024, ingresaron a circulación poco más de 46 mil vehículos a gas natural, de los cuales la gran mayoría fueron convertidos desde otros combustibles, principalmente gasolina. No obstante, el mayor incremento porcentual se dio en el segmento de autos nuevos. Cerca de 1.500 unidades fueron adquiridas con el sistema ya implementado, una tendencia que se está reavivando gradualmente. En paralelo, salieron de circulación 2.010 vehículos, por retiro de cilindros (reconversión) o bajas.

A pesar de la ralentización de las conversiones, 2024 fue el tercer mejor registro de la historia, con marcada diferencia respecto al período 2006-2021. El buen desempeño de los últimos tres años se explica, en gran medida, por el programa de Ahorro GNV del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Activo desde finales de 2021, Ahorro GNV financia la conversión de vehículos en cinco años sin intereses ni comisiones, y, en algunos casos, otorga un bono de 50 % del costo de conversión.

Vehículos adquiridos o convertidos por tipo de pago

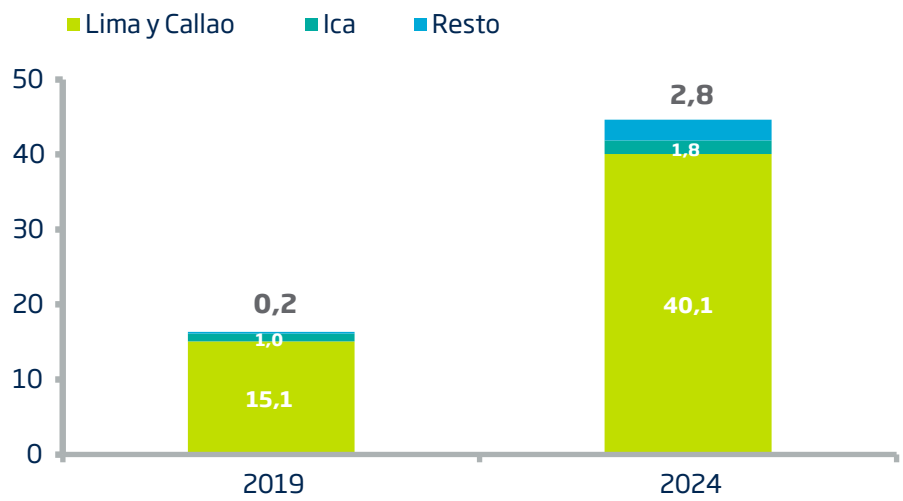
Miles de vehículos



Fuente: Infogas

Conversiones por región

Miles de vehículos

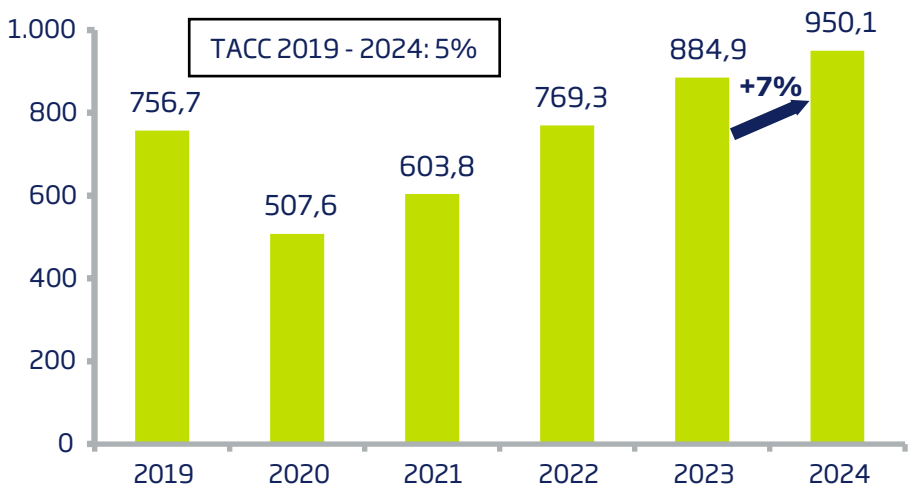


Fuente: Infogas

Las ventas de Gas Natural Vehicular Comprimido (GNV-C) crecieron 7 % en 2024 y alcanzaron 950 millones de metros cúbicos. Durante 2020 y 2021, la pandemia redujo considerablemente la movilidad y afectó las ventas. No obstante, desde 2022, el aumento de las conversiones y el retorno a la presencialidad han permitido superar ampliamente los niveles previos a la pandemia.

Venta de gas natural vehicular comprimido

Millones de metros cúbicos



Fuente: Infogas



Distribución

Consumo

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SEGMENTO

Millones de pies cúbicos diarios

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Generación eléctrica[1]	425,6	359,0	426,2	495,0	537,4	462,8	-13,9%	1,7%
Exportaciones	536,6	523,9	341,2	460,0	485,4	529,1	9,0%	-0,3%
Industrial[2]	227,8	190,5	254.1	265,6	258,8	268,6	3,8%	3,3%
GNV	70,1	46,5	53,3	65,7	73,8	79,5	7,7%	2,5%
Residencial y comercial	19,2	22,8	25,2	29,4	33,4	37,9	13,5%	14,6%
Total	**1.279,3**	**1.142,7**	**1.099,9**	**1.315,7**	**1.388,8**	**1.377,9**	**-0,8%**	**1,5%**

[1] Cálculos realizados por Promigas a partir de la información del COES y del consumo reportado por las generadoras del mercado eléctrico y de uso propio al Minem.
[2] Incluye el consumo independiente de gas natural (venta directa de los productores a grandes empresas).

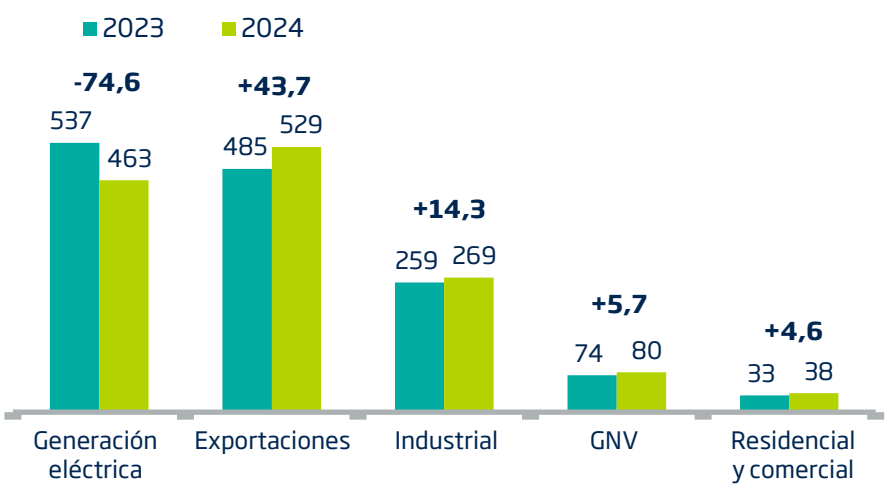
Fuente: COES, Minem, Osinergmin, Perúpetro, empresas del sector

En 2024, el consumo de gas natural peruano alcanzó casi 1.380 millones de pies cúbicos diarios, un nivel similar al registrado el año previo. No obstante, hubo cambios importantes en la composición del consumo. Las exportaciones regresaron a ser el segmento que más gas consume, con 38 % del total, tras cuatro años de estar detrás de la generación eléctrica. Este último segmento presentó una caída abrupta de casi 14 % debido a la regularización de las condiciones climáticas, particularmente del nivel de precipitaciones en la zona sur luego del Fenómeno de El Niño (FEN) de 2023. Las exportaciones continuaron con un ciclo de recuperación luego de fallas técnicas presentadas en la planta de licuefacción años atrás.

Los segmentos más vinculados a la masificación del gas natural mostraron tasas de crecimiento bastante positivas. La demanda industrial registró un crecimiento de alrededor de 4 %, debido principalmente al primer año completo de operación de la Nueva Refinería de Talara en la Concesión Piura, y a la recuperación de la actividad económica del país luego del FEN. Por otro lado, la demanda vehicular creció casi 8 % como resultado de buen número de conversiones a GNV en los últimos años y la apertura de nuevas estaciones de servicio, especialmente en el norte del país. Finalmente, la demanda residencial y comercial continuó creciendo a tasas cercanas a 15 %, como resultado de la construcción de nuevas redes de distribución en las zonas concesionadas en los últimos años, en parte financiadas por recursos extraordinarios del FISE en los planes de 'Con Punche Perú'.

Consumo de gas natural por segmento

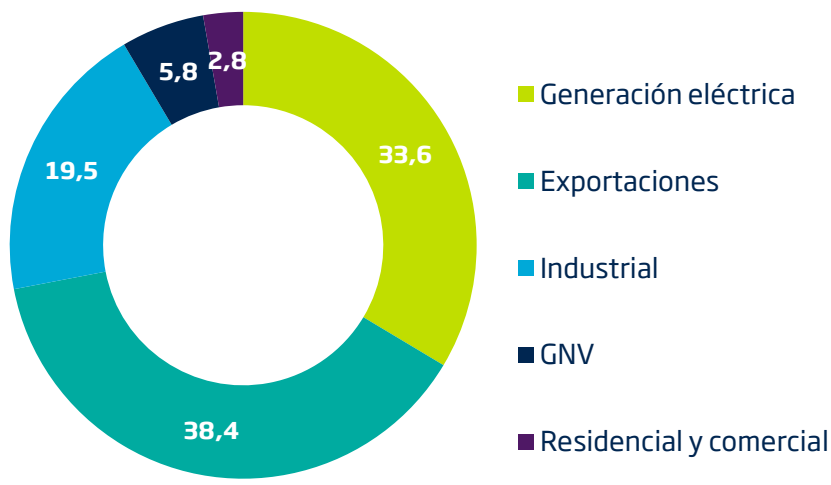
Millones de pies cúbicos diarios



Fuente: COES, Minem, Osinergmin, Perúpetro, empresas del sector

2024: Consumo de gas natural por segmento

% del total



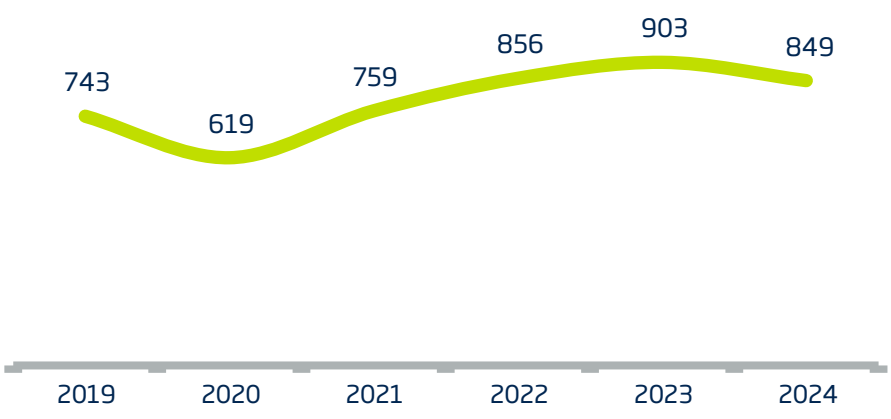
Fuente: COES, Minem, Osinergmin, Perúpetro, empresas del sector

04

En 2024, el consumo interno de gas natural experimentó una caída de 6 %, un hecho que no se registraba desde el inicio de la pandemia. La contracción respondió principalmente a un menor consumo en el segmento de generación eléctrica, asociado a la normalización de las condiciones climáticas, mientras que el resto de los segmentos mantuvo su crecimiento. Hasta 2023, este segmento había mostrado tasas de crecimiento positivas, aunque con tasas de crecimiento cada vez menores.

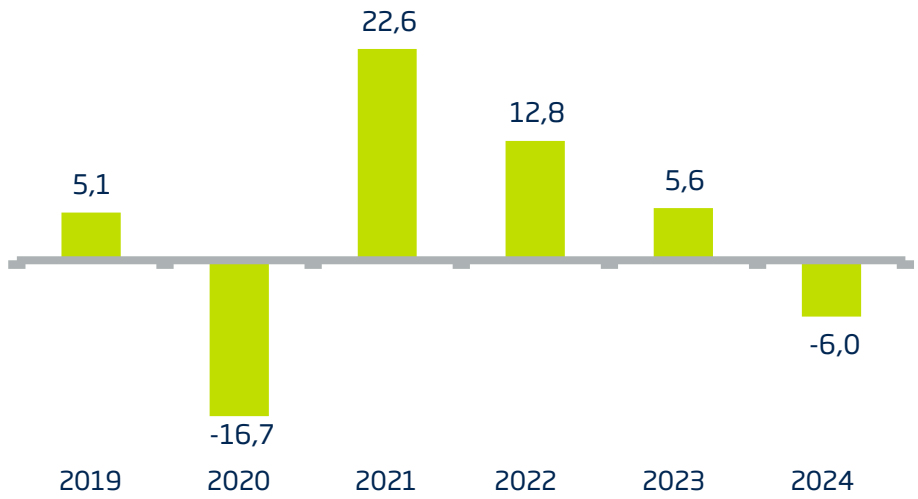
Consumo de gas natural en el mercado interno

Millones de pies cúbicos diarios



Consumo de gas natural en el mercado interno

Var. %



Fuente: COES, Minem, Osinergmin, empresas del sector

Fuente: COES, Minem, Osinergmin, empresas del sector

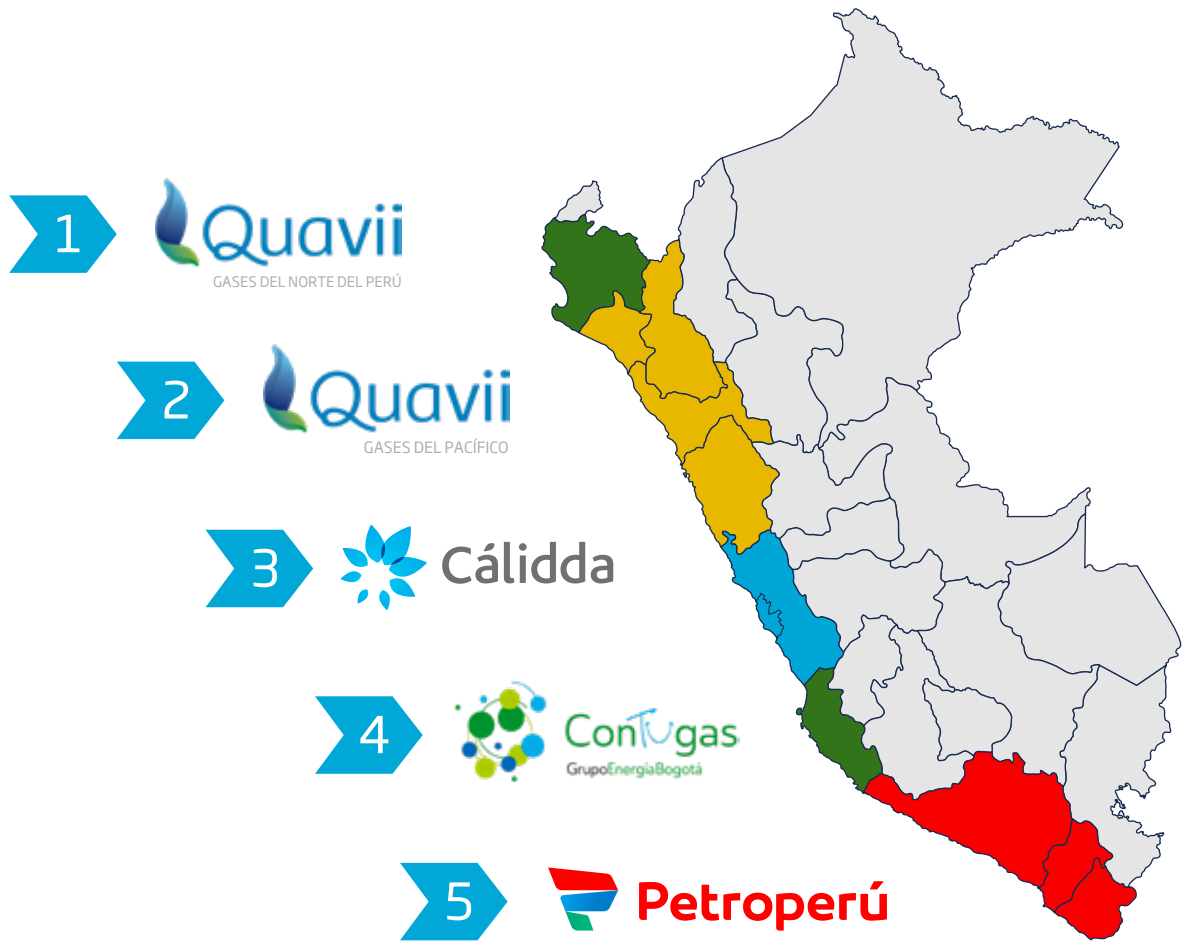


04

Distribución

En el Perú operan cuatro empresas en cinco concesiones de distribución que llevan gas natural a familias, comercios e industrias en 10 regiones y una provincia constitucional.

a Cifras agregadas de las cinco concesiones de distribución



Ciudades

1. Talara, Piura, Sullana, Sechura, Paita
2. Cajamarca, Lambayeque, Chiclayo, Pacasmayo, Trujillo, Chimbote, Huaraz
3. Lima y Callao
4. Ica, Chincha, Pisco, Marcona, Nazca
5. Arequipa, Ilo, Moquegua y Tacna

CLIENTES DE GAS NATURAL POR SEGMENTO

Número de conexiones

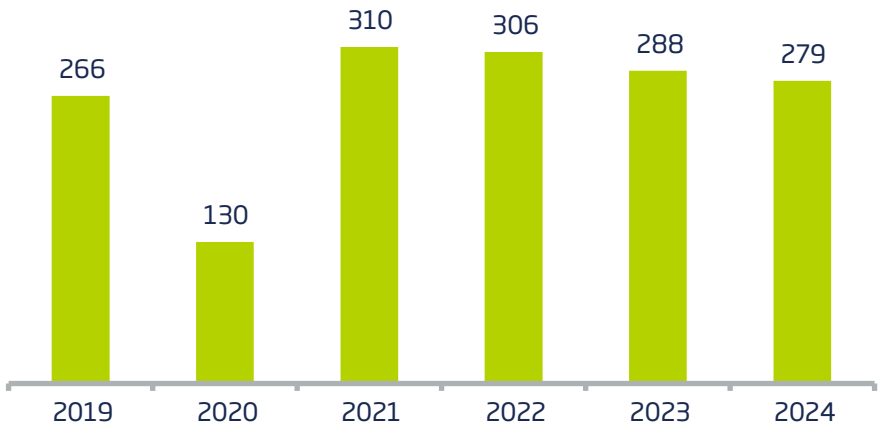
SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Residencial	1.100.657	1.229.949	1.536.591	1.834.126	2.115.317	2.388.803	12,9%	16,8%
Comercial	12.199	13.148	16.535	24.437	31.289	36.492	16,6%	24,5%
Industrial	744	789	850	912	996	1.083	8,7%	7,8%
Estaciones de servicio de GNV	294	300	303	307	310	316	1,9%	1,5%
Generación eléctrica	32	35	35	38	38	46	21,1%	7,5%
Total	**1.113.926**	**1.244.221**	**1.554.314**	**1.859.820**	**2.147.950**	**2.426.740**	**13,0%**	**16,9%**

Fuente: Empresas del sector, Osinergmin

Al cierre de 2024, las conexiones a gas natural en el Perú superaron los 2,4 millones, lo que representó un aumento de 13 % respecto a 2023. Esto implicó la incorporación de alrededor de 279 mil nuevos usuarios, de los cuales el 98 % corresponde al segmento residencial. Con esta expansión, la cobertura de gas natural alcanzó más de 8,1 millones de beneficiarios, equivalente a 24 % de la población peruana. Este crecimiento se sustentó principalmente en la construcción de cerca de 1.900 km de nuevas redes de distribución, con lo que la red nacional superó los 26.400 km en total.

Nuevos usuarios de gas natural por año

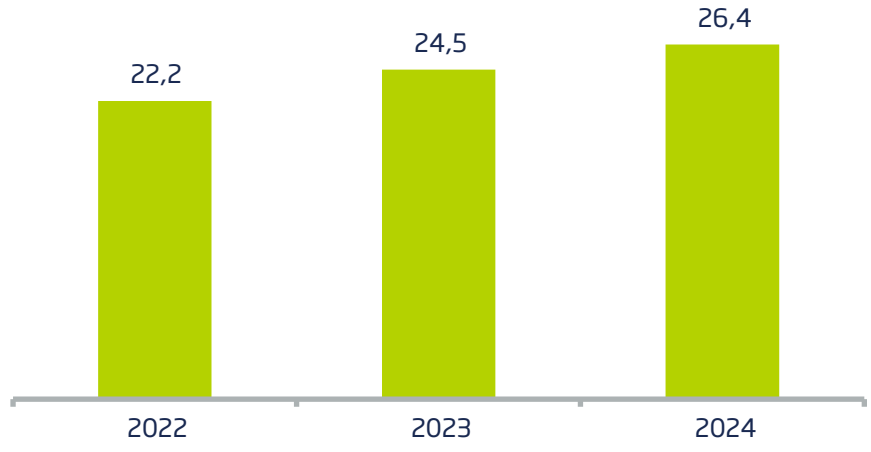
Miles de nuevas conexiones



Fuente: Cálidda, Contugas, Promigas, Minem

Red total de distribución

Miles de km

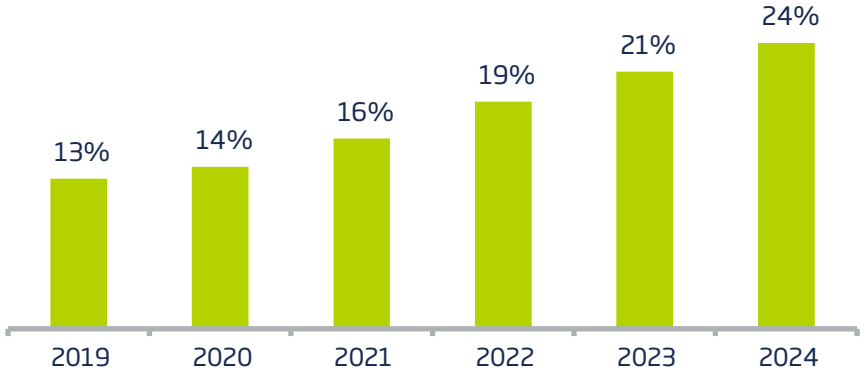


[1] Incluye acero y polietileno.

Fuente: Empresas del sector, Gobierno del Perú

Cobertura de gas natural a nivel nacional[1]

% de la población peruana



[1] Calculado a partir del número de beneficiarios por región (según el promedio de personas por hogar) y las últimas cifras de población del INEI.

Fuente: Empresas del sector, Enaho - INEI, APOYO Consultoría

tendencia hacia un crecimiento cada vez más dependiente del desempeño de las concesiones regionales. En 2023, el 77 % de las nuevas conexiones se concentraba en Lima y Callao, mientras que en 2024 esta participación se redujo a 66 %, reflejo de una cobertura ya elevada en la capital, que limita nuevas incorporaciones, y de una mayor contribución de las concesiones del norte.



En 2024, todas las concesiones registraron incrementos en la cantidad de clientes atendidos. La mayor tasa de crecimiento, al igual que en 2023, se alcanzó en la Concesión Piura, operada por Quavii-Gases del Norte, que aumentó de forma significativa su base de usuarios en su cuarto año de operación. Por volumen, Cálidda concentró la mayor cantidad de incorporaciones, al sumar más de 180 mil clientes en el año. Sin embargo, se mantiene la

CANTIDAD DE CLIENTES POR CONCESIÓN

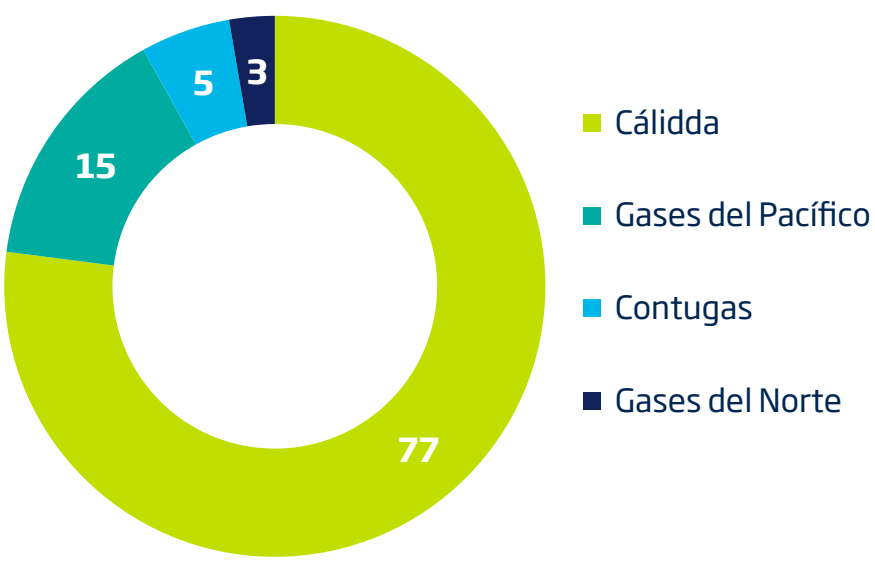
Número de conexiones

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Cálidda	952.682	1.046.067	1.300.122	1.560.379	1.782.596	1.966.247	10,3%	15,6%
Gases del Pacífico	87.486	123.127	169.601	202.694	245.619	294.968	20,1%	27,5%
Contugas	61.468	62.745	69.118	74.427	89.905	103.927	15,6%	11,1%
Gases del Norte	0	0	3.685	10.714	18.531	49.512	167,2%	n.d.
Petroperú	12.290	12.282	11.788	11.606	11.299	12.086	7,0%	-0,3%
Total	**1.113.926**	**1.244.221**	**1.554.314**	**1.859.820**	**2.147.950**	**2.426.740**	**13,0%**	**16,9%**

Fuente: Cálidda, Contugas, Promigas, Minem

2023: Nuevos usuarios por concesión

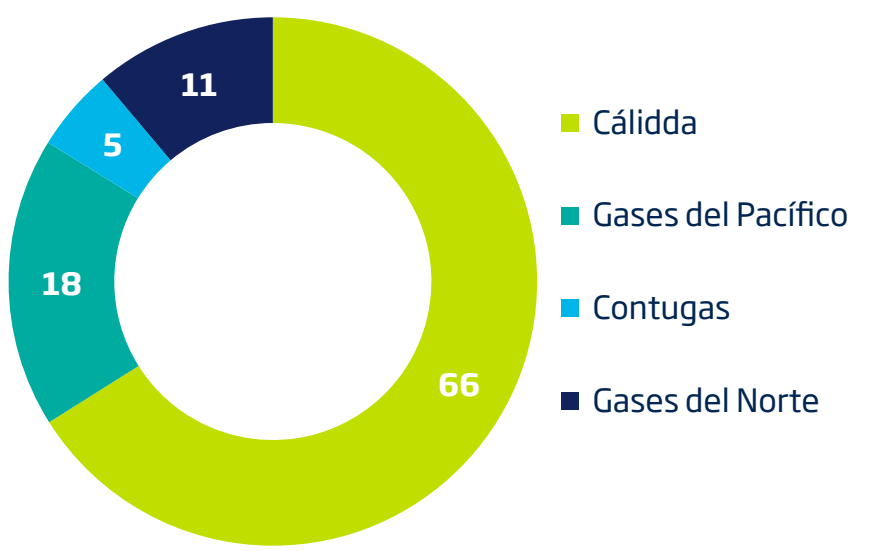
% del total



Fuente: Cálidda, Contugas, Promigas, Minem

2024: Nuevos usuarios por concesión

% del total



Fuente: Cálidda, Contugas, Promigas, Minem



b Cálidda (Concesión Lima y Callao)

Principales cifras al cierre de 2024:

- **Clientes totales:** 1.966.247
- **Residencial/comercial:** 1.965.002
- **Ratio de penetración:** 78 %
- **Ratio de cobertura:** 57 %
- **Volumen vendido:** 800 millones de pies cúbicos por día

Cálidda opera la concesión de distribución más antigua y, por ende, la de mayor avance en el Perú. Inició operaciones en 2004 y cubre la zona con mayor población (Lima y Callao). La vigencia de la concesión es hasta 2033, con posibilidad de prórroga hasta 2060. La composición accionaria de la empresa la conforman Grupo Energía Bogotá (60 %) y Promigas (40 %).

CLIENTES POR SEGMENTO

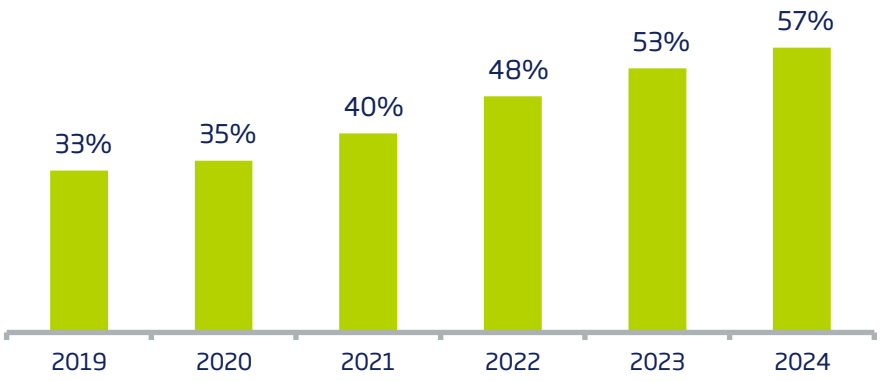
Cantidad de conexiones

SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Residencial y comercial	951.708	1.045.054	1.299.065	1.559.269	1.781.421	1.965.002	10,3%	15,6%
Industrial	670	701	742	790	852	916	7,5%	6,5%
Estaciones de servicio de GNV	279	284	287	291	294	294	0,0%	1,1%
Generación eléctrica	25	28	28	29	29	35	20,7%	7,0%
Total	**952.682**	**1.046.067**	**1.300.122**	**1.560.379**	**1.782.596**	**1.966.247**	**10,3%**	**15,6%**

Fuente: Cálidda

Ratio de cobertura[1]

% del total de hogares en las zonas urbanas de la concesión



[1] Calculado en base al total de hogares en la zona urbana de Lima y Callao.

Fuente: Cálidda, Enaho-INEI, APOYO Consultoría

Redes de distribución de gas natural totales

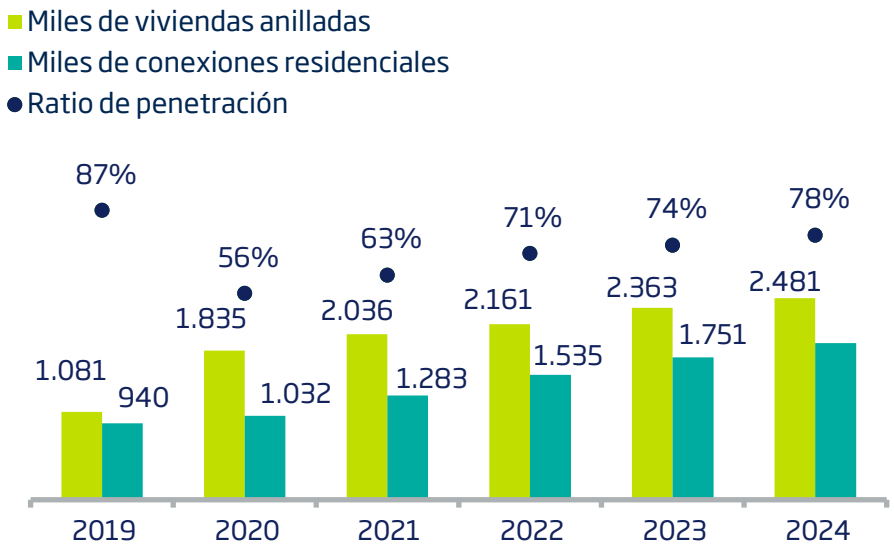
Km



Fuente: Cálidda

En 2024, Cálidda incorporó 184 mil nuevos usuarios, con lo que superó el millón 950 mil conexiones acumuladas. Este avance le permitió abastecer de gas natural al 57 % de los hogares en la zona urbana de Lima y Callao, 4 p.p. más que en 2023. Para lograrlo, la empresa amplió su infraestructura de distribución con la construcción de casi 1.000 kilómetros de redes durante 2024, equivalentes a un incremento de 6 % en su extensión total. Otro factor clave fue la conexión de nuevos clientes en áreas donde ya existía infraestructura, lo que refleja un esfuerzo comercial relevante. Este enfoque impulsó un aumento en la tasa de penetración, que alcanzó a 78 % de los clientes potenciales en zonas con redes ya construidas (viviendas anilladas).

Ratio de penetración



Fuente: Cálidda

Las ventas de Cálidda disminuyeron ligeramente en 2024, explicadas principalmente por una reducción en la demanda de gas natural para generación eléctrica, dinámica opuesta a la de 2023, cuando se alcanzó un máximo histórico. Pese a esto, el resto de los segmentos crecieron a buenas tasas, con la demanda de GNV y para el segmento residencial y comercial.



VENTAS POR SEGMENTO

Millones de pies cúbicos diarios

SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Generación eléctrica	569	538	531	537	582	553	-5,0%	-0,6%
Industrial	129	111	141	143	136	138	1,3%	1,4%
Estaciones de servicio de GNV	68	45	52	63	71	76	7,8%	2,1%
Residencial y comercial	17	20	22	25	29	32	11,9%	13,3%
Total	**784**	**714**	**745**	**769**	**818**	**800**	**-2,2%**	**0,4%**

Fuente: Cálidda

C

Gases del Pacífico (Concesión Norte)

Principales cifras al cierre de 2024:

- Clientes totales: 294.968
- Residencial/comercial: 294.897
- Ratio de penetración: 87 %
- Ratio de cobertura: 20 %
- Volumen vendido: 10,1 millones de pies cúbicos por día

Gases del Pacífico, filial de Promigas, es la empresa que opera la Concesión Norte de distribución, que abarca las regiones de Áncash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque. Bajo la marca comercial Quavii, inició operación comercial a finales de 2017, con un plazo de concesión hasta 2037.

CLIENTES POR SEGMENTO

Cantidad de conexiones

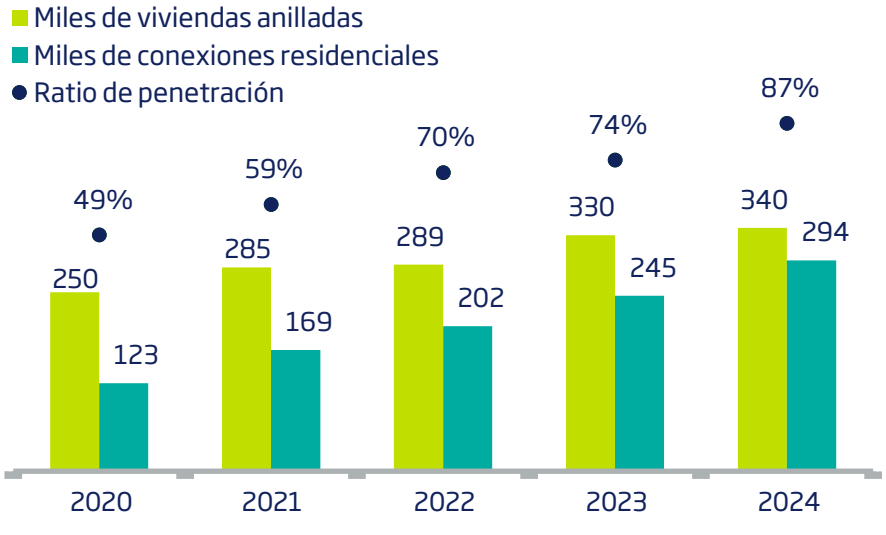
SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Residencial y comercial	87.460	123.091	169.554	202.640	245.559	294.897	20,1%	27,5%
Industrial	25	34	45	52	58	64	10,3%	20,7%
Estaciones de servicio de GNV	1	2	2	2	2	7	250,0%	47,6%
Total	**87.486**	**123.127**	**169.601**	**202.694**	**245.619**	**294.968**	**20,1%**	**27,5%**

Fuente: Quavii

Gases del Pacífico rozó las 295 mil conexiones totales al cierre de 2024, por encima del triple del nivel que tenían antes del inicio de la pandemia. Durante el año, el mejor desde el inicio de la concesión, realizaron casi 50 mil nuevas conexiones. El crecimiento estaría explicado, en parte, por el buen desempeño económico de la zona norte en 2024, vinculado a la recuperación de la pesca y la agroindustria luego del Fenómeno de El Niño (FEN) del año previo.

Si bien se construyeron cerca de 200 km de redes de distribución para anillar más viviendas al sistema –10 mil viviendas adicionales–, el principal crecimiento se explicó por la conexión de viviendas que fueron anilladas en años previos, es decir, que contaban con gas natural disponible por infraestructura construida previamente, lo que resalta el esfuerzo comercial de la concesionaria. Así, el ratio de penetración aumentó en 13 p. p. con relación al año previo, y se acercó a 90 %.

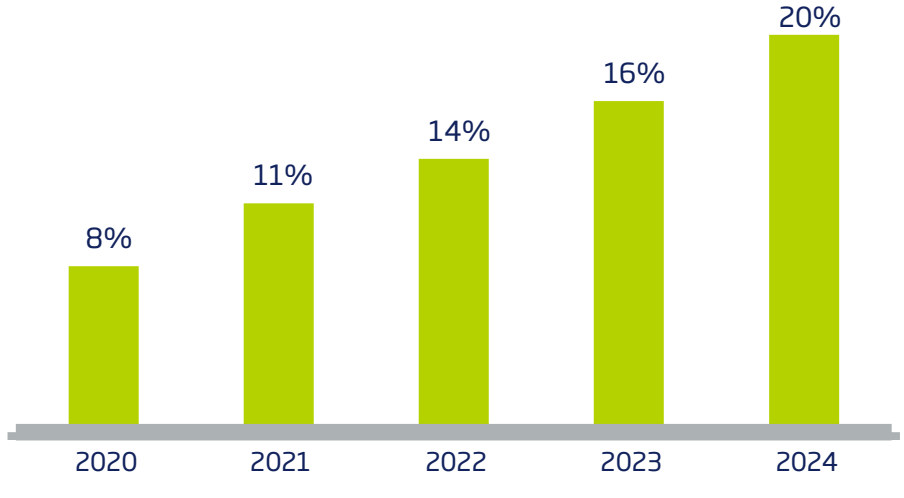
Ratio de penetarción



Fuente: Quavii

Ratio de cobertura

% de los clientes potenciales en la zona



Fuente: Quavii

Estos resultados positivos permitieron que 20 % de los clientes potenciales de la zona contaran con conexiones activas a gas natural, 2,5 veces la cobertura que se registró en 2020. Aun así, existe mucho espacio de crecimiento en la zona y pocas políticas integrales que permitan acelerar todavía más el avance.

VENTAS POR SEGMENTO

Millones de pies cúbicos por día

SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Industrial	3,2	5,8	5,2	6,2	4,5	6,0	32,8%	13,3%
Residencial y Comercial	0,8	1,6	2,0	2,6	2,8	3,3	19,8%	32,8%
Estaciones de servicio de GNV	0,1	0,1	0,2	0,5	0,8	0,8	2,4%	52,2%
Total	**4,1**	**7,5**	**7,5**	**9,3**	**8,1**	**10,1**	**25,4%**	19,7%

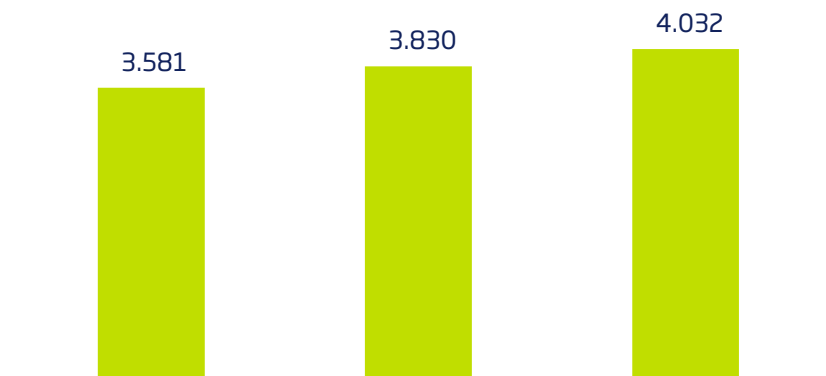
Fuente: Quavii

En 2024, las ventas de Gases del Pacífico se incrementaron de manera considerable, alrededor de 25 %, debido principalmente al Sector Industrial, en línea con la regularización de las condiciones climáticas luego del FEN. A pesar de ello, no se alcanzaron los volúmenes de ventas de 2022 en este segmento. Las ventas residenciales también registraron un fuerte incremento vinculado a las nuevas conexiones realizadas durante el año.

Respecto a las inversiones, se mantuvieron relativamente estables en niveles superiores a US$ 25 millones, dada la necesidad de construir más redes de distribución para conectar a nuevas familias y algunos proyectos puntuales relacionados con el Sector Automotriz y Pesquero.

Redes de distribución[1]

Km

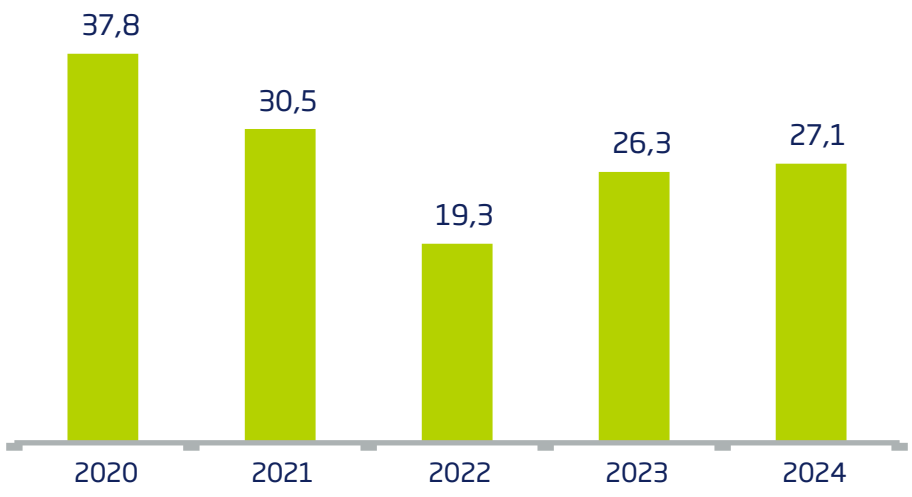


[1] Incluye acero y polietileno.

Fuente: Quavii

Inversiones en la concesión

US$ Millones



Fuente: Quavii

d Contugas

Principales cifras al cierre de 2024:

- Clientes totales: 103.927
- Residencial/comercial: 103.859
- Ratio de penetración: 60 %
- Ratio de cobertura: 42 %
- Volumen vendido: 25,5 millones de pies cúbicos por día

Contugas, filial del Grupo Energía Bogotá, es la concesionaria de distribución que abastece a la región de Ica. Inició operación comercial a finales de 2011 y su concesión tiene vigencia por 30 años.

CLIENTES POR SEGMENTO

Cantidad de conexiones

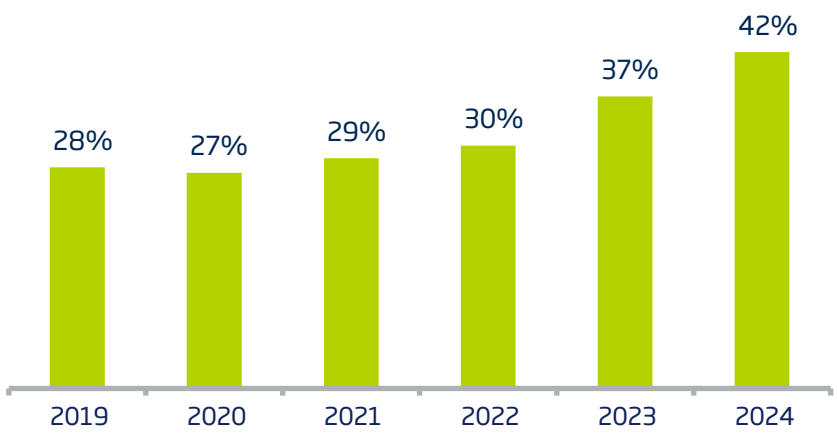
SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Residencial y comercial	61.416	62.689	69.054	74.368	89.843	103.859	15,6%	11,1%
Industrial	31	35	43	36	39	43	10,3%	6,8%
Estaciones de servicio de GNV	14	14	14	14	14	14	0,0%	0,0%
Generación eléctrica	7	7	7	9	9	11	22,2%	9,5%
Total	**61.468**	**62.745**	**69.118**	**74.427**	**89.905**	**103.927**	**15,6%**	**11,1%**

Fuente: Contugas

En 2024, Contugas conectó alrededor de 14 mil nuevos usuarios, un nivel similar al alcanzado el año previo. Con ello, superó las 100 mil conexiones acumuladas en Ica. La cobertura superó 40 % de los hogares en zonas urbanas y la tasa de penetración alcanzó 60 % de los clientes potenciales en zonas con redes ya construidas (viviendas anilladas). Si bien las cifras muestran un progreso significativo, Contugas aún cuenta con un potencial importante de ampliación en la región.

Ratio de cobertura[1]

% del total de hogares en la zona urbana de Ica

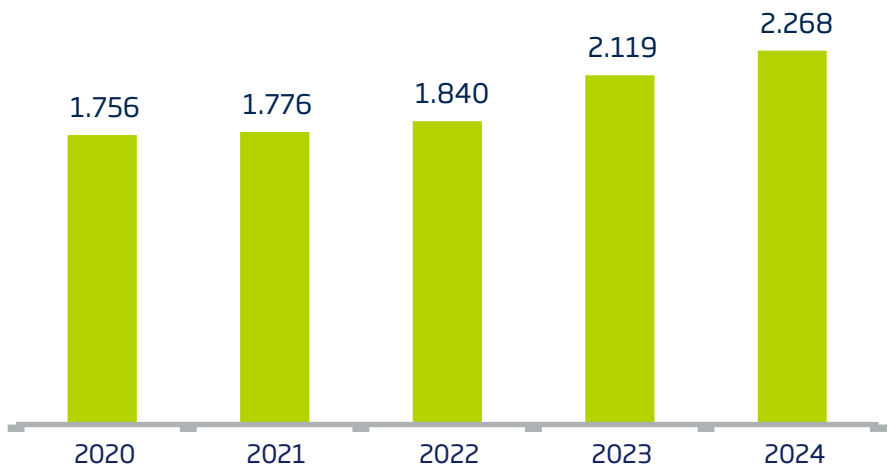


[1] Calculado en base a la cantidad de hogares urbanos de Ica según la Encuesta Nacional de Hogares (Enaho-INEI).

Fuente: Contugas, Enaho - INEI, APOYO Consultoría

Redes de distribución[1]

km



[1] Incluye acero y polietileno.

Fuente: Contugas

Las ventas de Contugas en volumen experimentaron un aumento de alrededor de 1,8 % en 2024 con respecto al año anterior. El crecimiento se debería a una mayor demanda del segmento residencial y comercial, contrarrestada parcialmente por un menor desempeño del segmento de generación eléctrica.

VENTAS POR SEGMENTO

Millones de pies cúbicos por día

SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Residencial y comercial	1,0	1,2	1,1	1,2	1,3	1,6	20,9%	9,1%
Industrial	11,8	9,9	13,6	13,7	12,5	13,5	8,1%	2,8%
Estaciones de servicio de GNV	1,6	1,1	1,4	2,0	2,5	2,6	6,9%	10,8%
Generación eléctrica	7,6	5,8	8,0	8,9	8,8	7,8	-11,5%	0,5%
Total	**21,9**	**18,0**	**24,2**	**25,8**	**25,0**	**25,5**	**1,8%**	**3,0%**

Fuente: Contugas



e Gases del Norte del Perú (Concesión Piura)

Principales cifras al cierre de 2024:

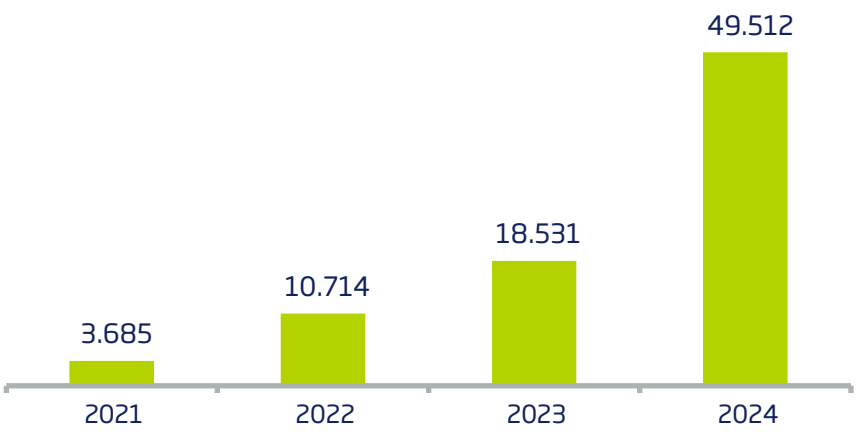
- Clientes totales: 49.512
- Residencial/comercial: 49.469
- Ratio de penetración: 56 %
- Ratio de cobertura: 12 %
- Volumen vendido: 28,5 millones de pies cúbicos por día

Gases del Norte del Perú (Gasnorp), filial de Promigas, es la empresa operadora de la concesión de distribución del departamento de Piura. Inició operación temprana en abril de 2021, al concretar las primeras conexiones domiciliarias en Piura, Sullana y Talara. En agosto de 2022, un año antes de lo previsto, inició operación comercial, al culminar la construcción del gasoducto de acero de 240 km -que parte de los lotes de Talara- y las cinco estaciones de distribución en las ciudades de la región a suministrar (Piura, Paita, Sullana, Talara y Sechura).

Al cierre de 2024, tras dos años y medio de operación comercial, Gases del Norte registra poco más de 49.500 mil conexiones en la región Piura, de las cuales casi la totalidad pertenece al segmento residencial y comercial. Este nivel de conexiones representa 80 % de la meta estipulada por contrato para el cierre del octavo año de operación.

Clientes de gases del norte

Cantidad de conexiones



Fuente: Quavii

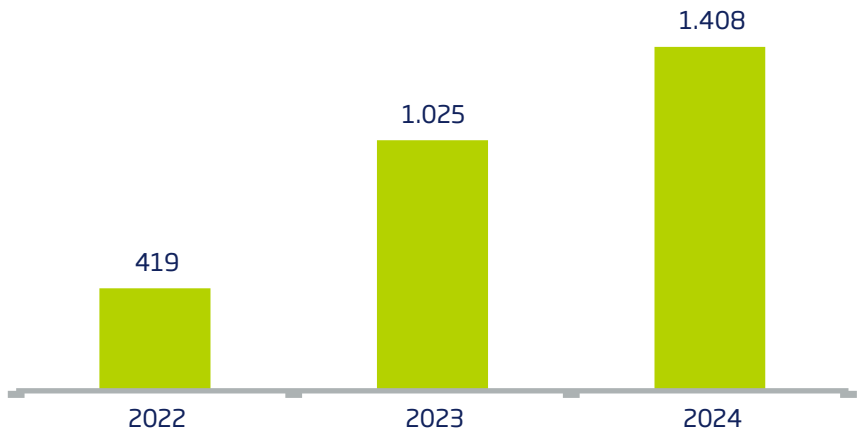


04

Durante 2024, la empresa logró conectar casi 31 mil nuevos usuarios, aproximadamente cuatro veces la cantidad registrada. Debido a ello, el ratio de penetración (porcentaje de las viviendas con gas natural disponible que han contratado el servicio) aumentó de manera importante, a pesar del fuerte desarrollo de redes de distribución en el último año –383 km adicionales, la segunda mayor expansión después de Cálidda–. El nivel de penetración y cobertura indica un fuerte potencial de avance para la concesión en los próximos años, lo que permitiría superar largamente la meta contractual de conexiones.

Redes de distribución

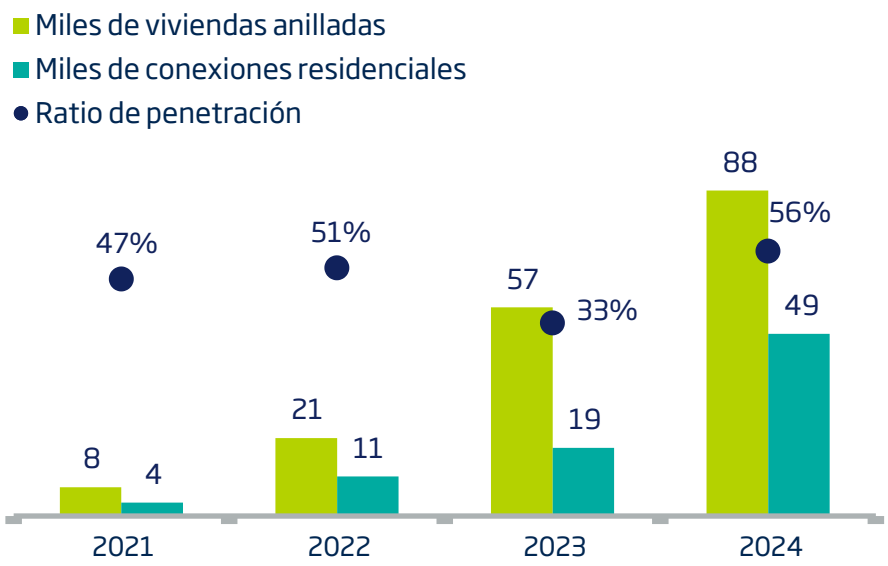
Km



[1] Incluye acero y polietileno.

Fuente: Quavii

Ratio de penetración

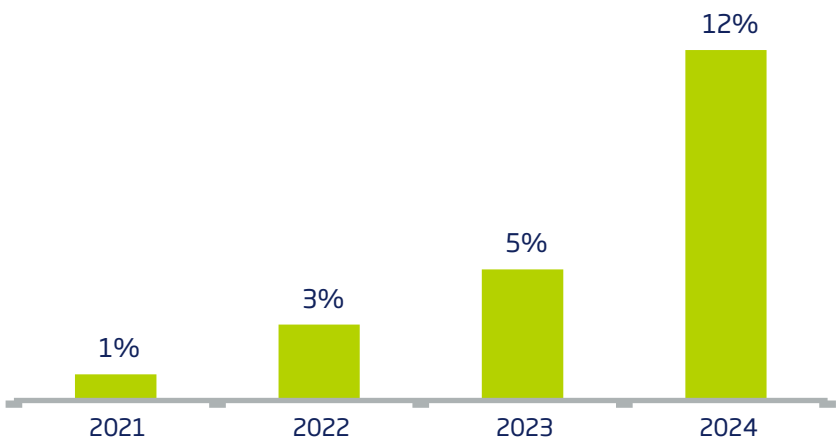


Fuente: Quavii

En 2024, el volumen de gas natural vendido en la Concesión Piura aumentó en 35 % con relación a 2023. Este fuerte incremento se debió principalmente a la mayor demanda de la Nueva Refinería de Talara, operada por Petroperú, que continuó su proceso de ramp up operativo. Gasnorp firmó un contrato de suministro con la petrolera estatal en 2021. El sector industrial, cuyo principal demandante es la refinería, representó 98 % de las ventas. Las inversiones en la concesión se mantuvieron estables y enfocadas en la construcción de redes de distribución para el sector residencial y comercial. La reducción frente a los niveles de 2021-2022 se explican por el fin de la construcción del gasoducto de acero.

Ratio de cobertura

% de los clientes potenciales en la zona

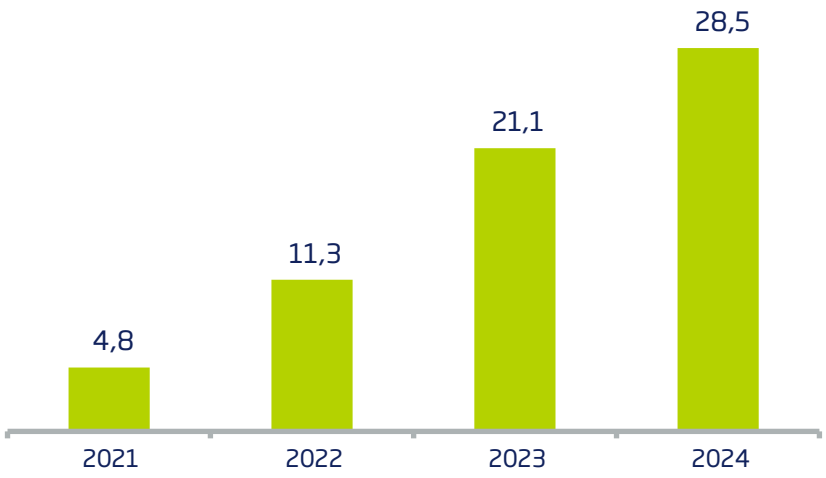


Fuente: Quavii

04

Venta de gas natural

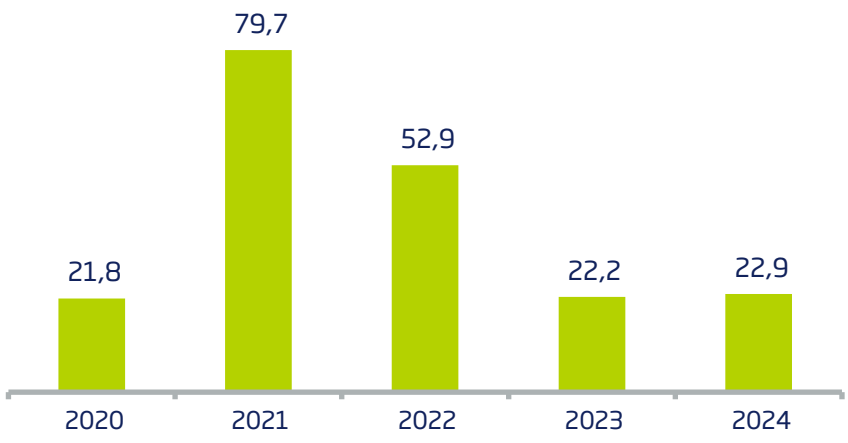
Millones de pies cúbicos diarios



Fuente: Quavii

Inversiones en la concesión

US$ Millones



Fuente: Quavii



Petroperú

Principales cifras al cierre de 2024:

- Clientes totales: 12.086
- Residencial/comercial: 12.041
- Ratio de cobertura: 2,1 %
- Volumen vendido: 3,3 millones de pies cúbicos por día

En diciembre de 2020, tras la rescisión del contrato de concesión de Naturgy, la empresa estatal Petroperú asumió la distribución de gas natural en las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna (costa sur del Perú). Se le encargó a Petroperú la operación de la zona de manera temporal por un período de tres años. No obstante, en octubre de 2023, ese período fue extendido hasta diciembre de 2026.

CLIENTES POR SEGMENTO

Cantidad de conexiones con consumo efectivo

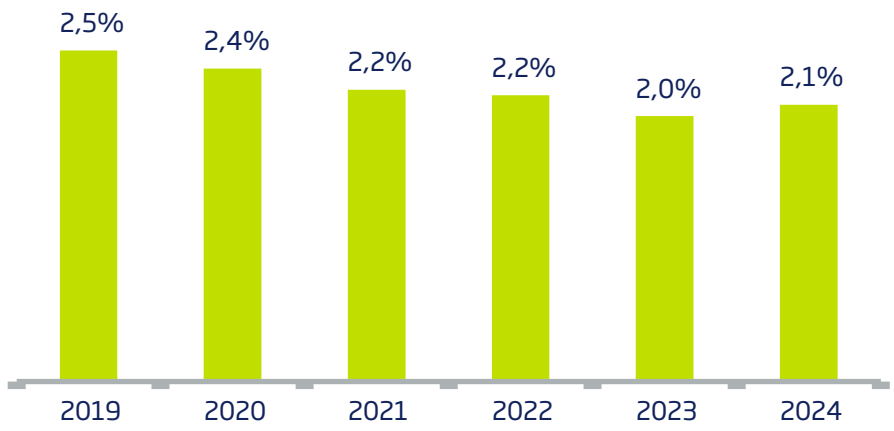
SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Residencial	12.253	12.235	11.742	11.560	11.254	12.041	7,0%	-0,3%
Comercial	19	28	27	27	27	27	0,0%	7,3%
Industrial	18	19	19	19	18	18	0,0%	0,0%
Total	**12.290**	**12.282**	**11.788**	**11.606**	**11.299**	**12.086**	**7,0%**	**-0,3%**

Fuente: Petroperú

A finales de 2024, Petroperú reportó poco más de 12 mil conexiones en la Concesión Suroeste, nivel por debajo del registrado en 2020, cuando tomó la operación. No obstante, esto representó un incremento de 7 % respecto a 2023, explicado en su totalidad por el segmento residencial. Este avance estaría asociado a la construcción de los primeros 150 kilómetros de redes de distribución financiadas por el FISE, culminados en noviembre de 2024. El aumento en el número de conexiones permitió una leve mejora en el ratio de cobertura, que logró recuperarse tras cuatro años consecutivos de caídas. Con la nueva infraestructura, en el 2025, la concesión podría superar el pico de conexiones alcanzado antes de la salida de Naturgy, sin embargo, su crecimiento sigue limitado por la delicada situación financiera de Petroperú, y su restringida capacidad de inversión.

Ratio de cobertura

% del total de los hogares en la zona urbana de la concesión



Fuente: Enaho - INEI, Osinergmin, Petroperú, APOYO Consultoría

VENTAS POR SEGMENTO

Millones de pies cúbicos por día

SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Industrial	2,6	2,9	3,2	3,5	3,2	3,1	-4,5%	3,3%
Residencial y comercial	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,9%	21,2%
Total	**2,7**	**3,1**	**3,4**	**3,8**	**3,5**	**3,3**	**-4,1%**	**4,2%**

Fuente: Petroperú

En 2024, las ventas de gas natural de la Concesión Suroeste volvieron a registrar una caída, explicada por la menor demanda del sector industrial, que concentra 92 % de las ventas totales de la concesión. En contraste, los segmentos residencial y comercial mostraron un ligero crecimiento, cercano a 1 %.

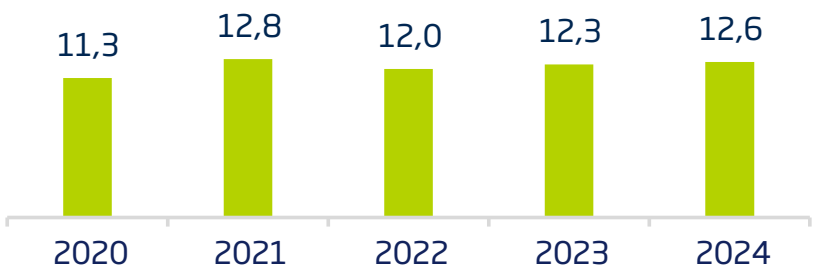


Tarifas

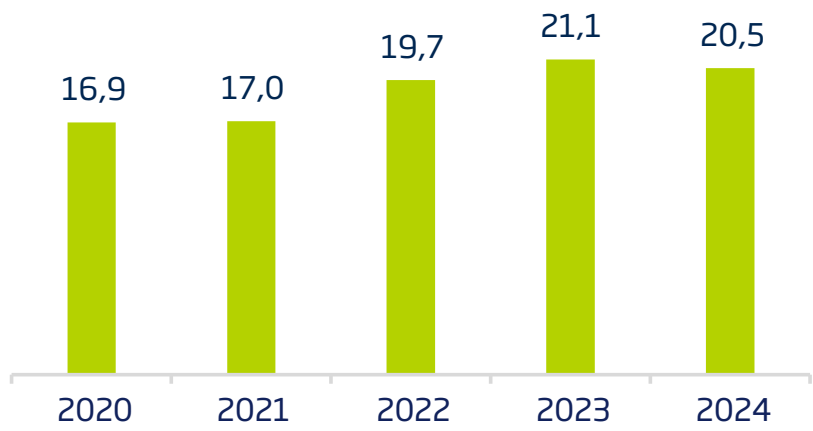
Tarifa Residencial por concesión[1]

US$ por millón de BTU

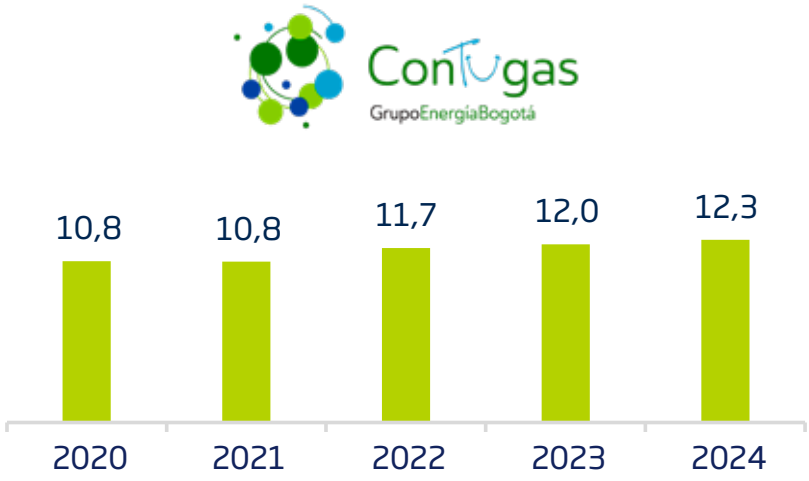
Cálidda



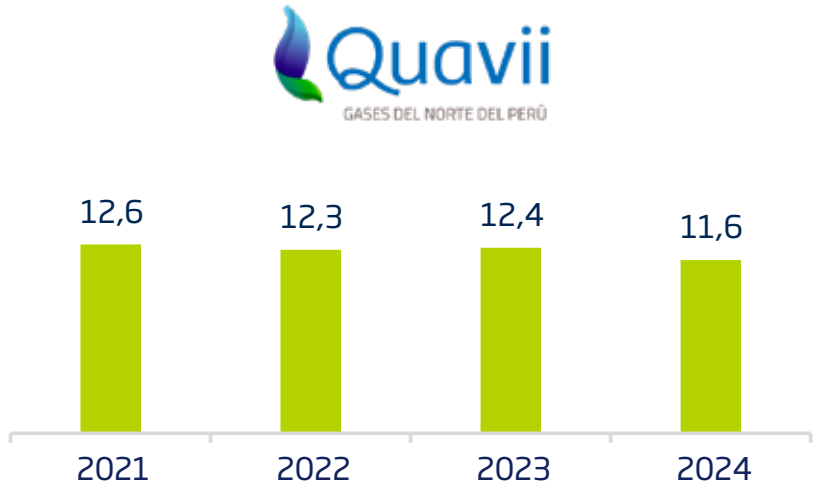
Quavii
GASES DEL PACÍFICO



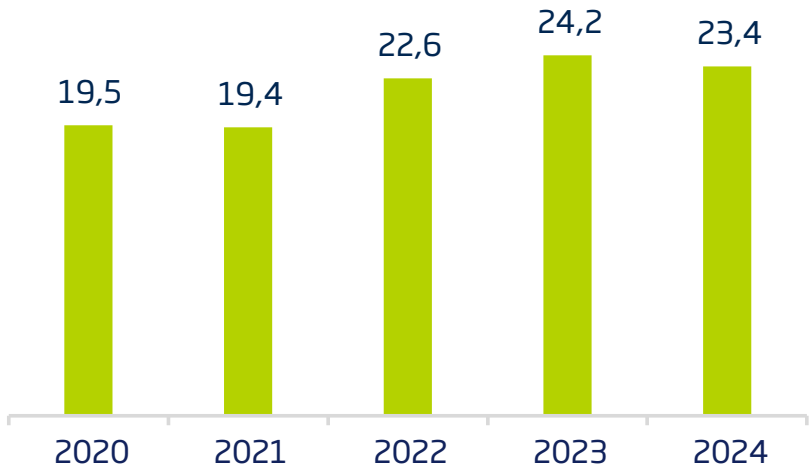
ConTUgas
GrupoEnergíaBogotá



Quavii
GASES DEL NORTE DEL PERÚ



Petroperú



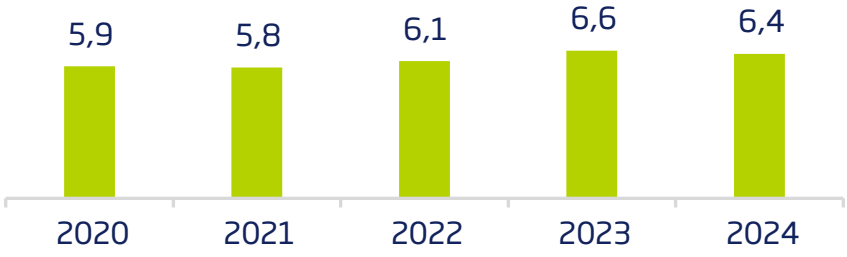
[1] Tarifa de Quavii Gases del Pacífico y Petroperú incluye el margen de promoción (costo promedio de la conexión que se cobra en la tarifa mensual).

Fuente: Osinergmin, empresas del sector, APOYO Consultoría

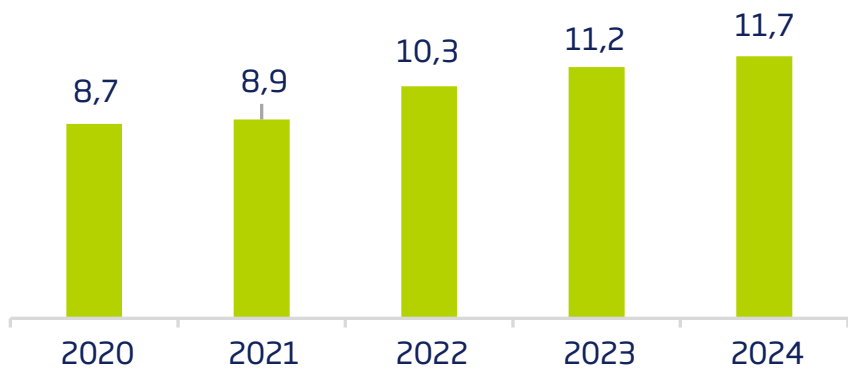
Tarifa Industrial por concesión[1]

US$ por millón de BTU

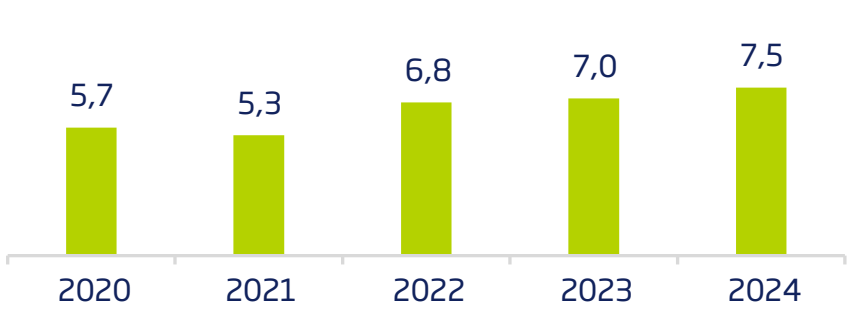
Cálidda



Quavii
GASES DEL PACÍFICO



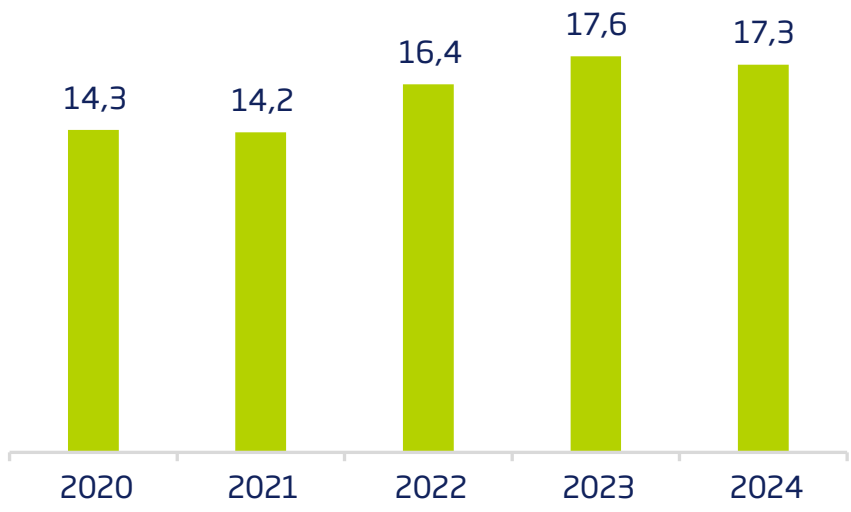
ConTugas
GrupoEnergíaBogotá



Quavii
GASES DEL NORTE DEL PERÚ



Petroperú



[1] Tarifa efectiva. Categoría tarifaria D-industrial para Cálidda, Contugas, Petroperú. Para Gases del Pacífico se toma la tarifa VII.

Fuente: Osinergmin, empresas del sector, APOYO Consultoría

Cálidda

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL[1]

US$ por millón de BTU

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Categoría A1 - Residencial	12,6	11,3	12,8	12,0	12,3	12,6	1,7%	2,2%
Categoría B - Comercial	7,9	7,5	7,9	8,4	9,0	8,5	-5,9%	2,6%
Categoría C - Comercial	6,4	6,2	6,3	6,6	7,1	6,8	-3,2%	1,9%
Categoría D - GNV	6,1	6,0	6,0	6,3	6,8	6,6	-2,7%	2,0%
Categoría D - Industrial	6,0	5,9	5,8	6,1	6,6	6,4	-2,2%	1,8%
Categoría E - Industrial	6,3	6,2	6,2	5,0	7,1	6,9	-3,3%	2,3%
Categoría GE - Generadores eléctricos	4,4	4,3	4,3	4,6	4,9	4,7	-3,9%	2,0%

[1] Tarifas a diciembre de cada año, no incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL POR COMPONENTE[1]

US$ por millón de BTU

TIPO DE CLIENTE	COMPONENTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Categoría A1 - Residencial	Suministro	3,4	3,6	3,1	3,5	3,9	4,0	3,4%	2,4%
	Transporte	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,7%	0,4%
	Distribución y comercialización	7,8	6,3	8,2	7,0	7,0	7,1	2,3%	2,5%
Categoría B - Comercial	Suministro	3,4	3,6	3,1	3,5	3,9	4,0	3,4%	2,4%
	Transporte	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,7%	0,4%
	Distribución y comercialización	3,1	2,5	3,3	3,5	3,6	3,1	-16,0%	4,0%
Categoría C - Comercial	Suministro	3,4	3,6	3,1	3,5	3,9	4,0	3,4%	2,4%
	Transporte	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,7%	0,4%
	Distribución y comercialización	1,6	1,3	1,7	1,6	1,7	1,4	-16,0%	2,1%
Categoría D - GNV	Suministro	3,4	3,6	3,1	3,5	3,9	4,0	3,4%	2,4%
	Transporte	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,7%	0,4%
	Distribución y comercialización	1,3	1,1	1,4	1,4	1,5	1,2	-16,0%	2,6%
Categoría D - Industrial	Suministro	3,4	3,6	3,1	3,5	3,9	4,0	3,4%	2,4%
	Transporte	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,7%	0,4%
	Distribución y comercialización	1,2	0,9	1,2	1,2	1,2	1,0	-16,0%	1,6%
Categoría E - Industrial	Suministro	3,4	3,6	3,1	3,5	3,9	4,0	3,4%	2,4%
	Transporte	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,7%	0,4%
	Distribución y comercialización	1,5	1,2	1,6	1,7	1,8	1,5	-16,0%	3,8%
Categoría GE - Generadores eléctricos	Suministro	2,0	2,0	1,7	1,9	2,1	2,2	4,7%	2,1%
	Transporte	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,7%	0,4%
	Distribución y comercialización	1,1	0,9	1,1	1,2	1,3	1,1	-16,0%	3,9%

[1] Tarifas a diciembre de cada año, no incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

04

Tarifa cobrada al usuario final por componente

% del total de la tarifa



Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

Gases del Pacífico (Concesión Norte) - Quavii

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL[1]

US$ por millón de BTU

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Categoría I - Residencial	17,1	16,9	17,0	19,7	21,1	20,5	-2,8%	5,0%
Categoría II - Comercial	14,9	16,0	16,7	19,3	20,7	21,0	1,3%	7,1%
Categoría VII - Industrial	8,8	8,7	8,9	10,3	11,2	11,7	4,3%	7,8%
Categoría GNV	9,5	9,7	9,0	10,2	10,5	10,9	4,3%	3,0%
Categoría Pesca	12,7	13,0	13,2	15,1	16,1	16,8	4,3%	6,7%

Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

[1] Tarifas a diciembre de cada año. No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL POR COMPONENTE[1]

US$ por millón de BTU

TIPO DE CLIENTE	COMPONENTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Categoría I - Residencial	Suministro	4,5	4,5	4,6	5,1	5,5	5,6	0,4%	4,5%
	Transporte	3,6	3,7	3,7	4,1	4,4	4,4	0,5%	4,1%
	Distribución y comercialización	2,3	2,3	2,2	2,7	2,9	2,7	-5,6%	3,2%
	Margen de promoción	6,7	6,5	6,4	7,8	8,3	7,8	-5,6%	3,2%
Categoría II - Comercial	Suministro	4,5	4,5	4,6	5,1	5,5	5,6	0,4%	4,5%
	Transporte	3,6	3,7	3,7	4,1	4,4	4,4	0,5%	4,1%
	Distribución y comercialización	6,8	7,8	8,3	10,1	10,8	11,0	2,0%	10,3%
Categoría VII - Industrial	Suministro	4,8	4,9	5,0	5,5	6,0	6,0	0,2%	4,5%
	Transporte	2,0	2,0	2,1	2,3	2,5	2,8	11,1%	6,8%
	Distribución y comercialización	1,9	1,8	1,8	2,5	2,7	2,9	7,3%	8,2%
Categoría GNV	Suministro	4,8	4,9	5,0	5,5	6,0	6,0	0,2%	4,5%
	Transporte	3,6	3,7	3,7	4,1	4,4	4,4	0,5%	4,1%
	Distribución y comercialización	1,0	1,2	0,3	0,6	0,1	0,5	700,4%	-14,5%
Categoría Pesca	Suministro	4,8	4,9	5,0	5,5	6,0	6,0	0,2%	4,5%
	Transporte	3,6	3,7	3,7	4,1	4,4	4,4	0,5%	4,1%
	Distribución y comercialización	4,2	4,4	4,6	5,6	5,7	6,3	11,7%	8,5%

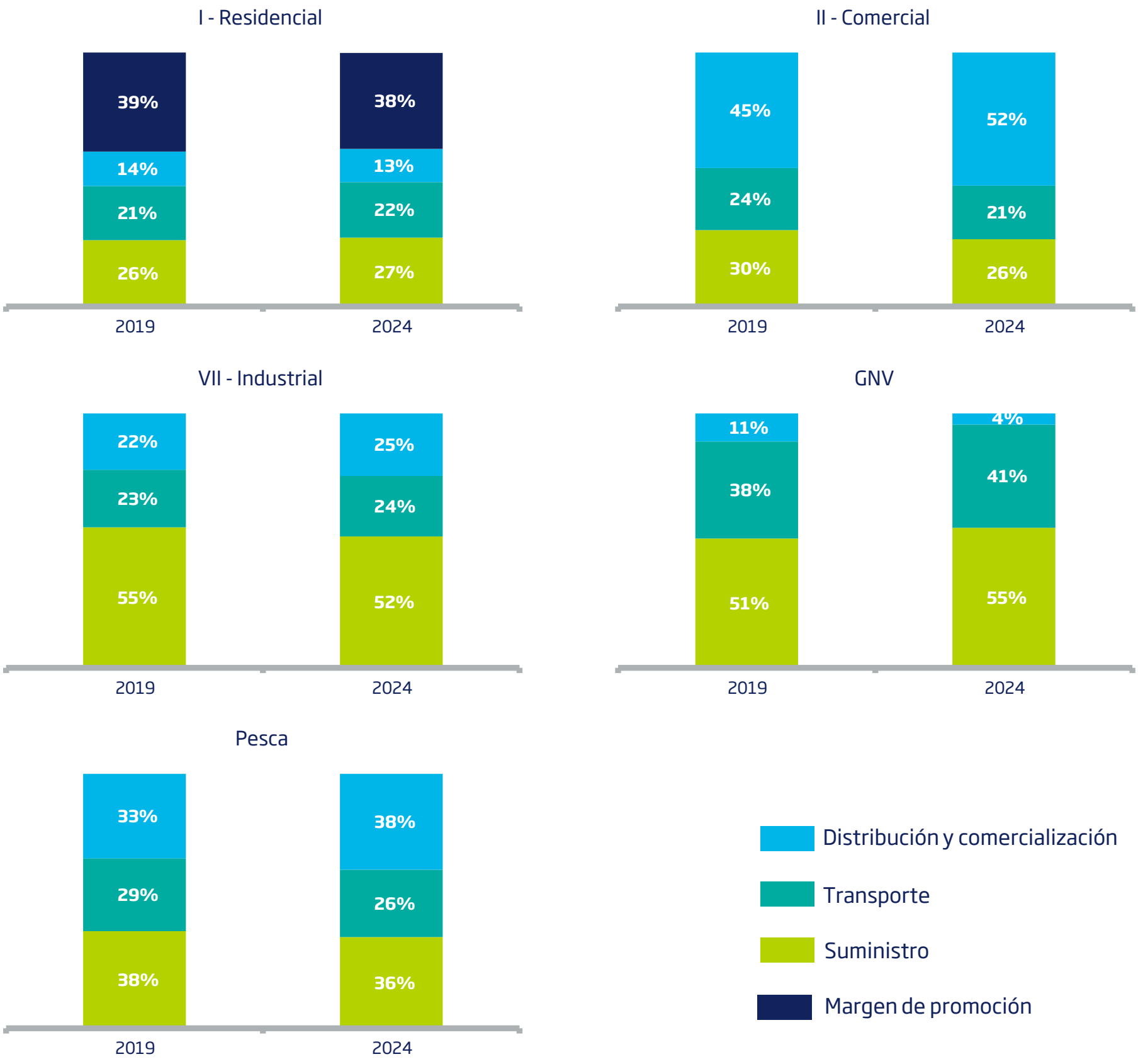
Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

[1] Tarifas a diciembre de cada año, No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

04

Tarifa cobrada al usuario final por componente

% del total de la tarifa



Fuente: Osinergmin, Quavii, APOYO Consultoría

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL[1]

US$ por millón de BTU

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	VAR. % 2024 VS 2023	TACC 2019-2024
Categoría A1 - Residencial	11,5	10,8	10,8	11,7	12,0	12,3	2,6%	3,2%
Categoría B - Comercio y pequeña industria	10,1	9,3	9,2	9,6	9,8	10,5	6,7%	3,0%
Categoría C- GNV	7,4	6,7	6,4	7,3	7,5	8,0	6,8%	4,5%
Categoría D- Gran industria	6,4	5,7	5,3	6,8	7,0	7,5	6,9%	7,1%
Categoría E- Generadores eléctricos	5,8	5,1	4,7	8,2	8,4	9,0	6,8%	15,4%

1 Tarifas a diciembre de cada año. No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV),

Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL POR COMPONENTE[1]

US$ por millón de BTU

TIPO DE CLIENTE	COMPONENTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	VAR. % 2024 VS 2023	TACC 2019-2024
Categoría A1 - Residencial	Suministro	1,4	1,4	1,3	1,6	1,6	1,8	11,8%	5,0%
	Transporte	2,1	1,5	1,1	1,3	1,4	1,4	0,5%	-8,6%
	Distribución y comercialización	8,0	7,9	8,3	8,8	9,0	9,1	1,2%	2,6%
Categoría B - Comercio y pequeña industria	Suministro	1,8	1,8	1,7	2,0	2,0	2,3	12,2%	5,1%
	Transporte	2,1	1,5	1,1	1,3	1,4	1,4	0,5%	-8,6%
	Distribución y comercialización	6,2	6,1	6,4	6,4	6,5	6,9	6,3%	2,0%
Categoría C - GNV	Suministro	1,8	1,8	1,7	2,0	2,0	2,3	12,2%	5,1%
	Transporte	2,1	1,5	1,1	1,3	1,4	1,4	0,5%	-8,6%
	Distribución y comercialización	3,5	3,5	3,6	4,0	4,1	4,4	6,3%	4,5%
Categoría D - Gran industria	Suministro	1,8	1,8	1,7	2,0	2,0	2,3	12,2%	5,1%
	Transporte	2,1	1,5	1,1	1,3	1,4	1,4	0,5%	-8,6%
	Distribución y comercialización	2,5	2,4	2,6	3,6	3,6	3,8	6,3%	9,2%
Categoría E - Generadores eléctricos	Suministro	1,8	1,8	1,7	2,0	2,0	2,3	12,2%	5,1%
	Transporte	2,1	1,5	1,1	1,3	1,4	1,4	0,5%	-8,6%
	Distribución y comercialización	1,8	1,8	1,9	5,0	5,0	5,4	6,3%	23,8%

1 Tarifas a diciembre de cada año. No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV),

Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

04

Tarifa cobrada al usuario final por componente

% del total de la tarifa



Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

Gases del Norte (Concesión Piura) - Quavii

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL[1]

US$ por millón de BTU

	2021	2022	2023	2024	VAR. % 2024 VS 2023	TACC 2019-2024
Categoría A1	12,6	12,3	12,4	11,6	-7%	-3%
Categoría A2	11,3	10,7	11,0	10,3	-7%	-3%
Categoría B	10,4	9,7	10,1	9,4	-7%	-3%
Categoría C	9,6	8,9	9,3	8,7	-7%	-3%
Categoría D	9,2	8,4	8,9	8,3	-7%	-3%
Categoría E	9,1	8,2	8,7	8,1	-7%	-4%
Categoría GNV	8,7	7,8	8,4	7,8	-7%	-4%
Categoría P	8,1	7,1	7,8	7,2	-7%	-4%
Categoría REF	7,4	6,3	7,2	6,6	-7%	-4%

[1]Tarifas a diciembre de cada año. No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

Fuente: Quavii

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL POR COMPONENTE [1]

US$ por millón (MM) de BTU

TIPO DE CLIENTE	COMPONENTE	2021	2022	2023	2024	VAR. % 2024 VS 2023	TACC 2021-2024
Categoría A1	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	8,1	9,2	8,3	7,9	-5%	-1%
Categoría A2	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	6,7	7,7	6,9	6,5	-5%	-1%
Categoría B	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	5,9	6,7	6,0	5,7	-5%	-1%
Categoría C	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	5,1	5,8	5,2	4,9	-5%	-1%
Categoría D	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	4,7	5,4	4,8	4,6	-5%	-1%
Categoría E	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	4,5	5,1	4,6	4,4	-5%	-1%
Categoría GNV	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	4,2	4,7	4,3	4,0	-5%	-1%
Categoría P	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	3,6	4,1	3,7	3,5	-5%	-1%
Categoría REF	Suministro	4,6	3,1	4,1	3,7	-9%	-6%
	Distribución y comercialización	2,9	3,3	3,1	2,9	-5%	0%

[1]No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

Fuente: Quavii

04

Tarifa cobrada al usuario final por componente

% del total de la tarifa



Fuente: Quavii

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL[1]

US$ por millón de BTU

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Categoría A - Residencial	19,1	19,5	19,4	22,6	24,2	23,4	6,9%	4,7%
Categoría B - Comercial	17,3	17,1	17,0	19,7	21,1	20,5	7,1%	4,7%
Categoría C - GNV	9,6	9,7	9,6	10,7	11,7	11,6	8,5%	4,7%
Categoría D - Industrial	14,5	14,3	14,2	16,4	17,6	17,3	7,6%	4,7%

[1]Tarifas a diciembre de cada año. No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

TARIFA COBRADA AL USUARIO FINAL POR COMPONENTE[1]

US$ por millón de BTU

TIPO DE CLIENTE	COMPONENTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	VAR. % 2024 VS 2023	TACC 2019-2024
Categoría A - Residencial	Suministro	4,7	4,7	4,6	5,1	5,5	5,6	0,4%	3,7%
	Transporte	3,7	3,7	3,8	4,2	4,5	4,5	0,4%	4,1%
	Distribución y comercialización	2,4	2,4	2,4	2,9	3,1	2,9	-5,6%	3,8%
	Margen de Promoción	8,3	8,6	8,5	10,4	11,0	10,4	-5,6%	4,7%
Categoría B - Comercial	Suministro	4,7	4,7	4,6	5,1	5,5	5,6	0,4%	3,7%
	Transporte	3,7	3,7	3,8	4,2	4,5	4,5	0,4%	4,1%
	Distribución y comercialización	8,9	8,6	8,6	10,4	11,1	10,4	-5,6%	3,2%
Categoría C - GNV	Suministro	5,0	5,1	5,0	5,5	6,0	6,0	0,2%	3,7%
	Transporte	3,7	3,7	3,8	4,2	4,5	4,5	0,4%	4,1%
	Distribución y comercialización	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	-5,6%	3,2%
Categoría D - Industrial	Suministro	5,0	5,1	5,0	5,5	6,0	6,0	0,2%	3,7%
	Transporte	3,7	3,7	3,8	4,2	4,5	4,5	0,4%	4,1%
	Distribución y comercialización	5,7	5,6	5,5	6,7	7,1	6,7	-5,6%	3,2%

[1]Tarifas a diciembre de cada año. No incluye Impuesto General a las Ventas (IGV).

Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

04

Tarifa cobrada al usuario final por componente

% del total de la tarifa



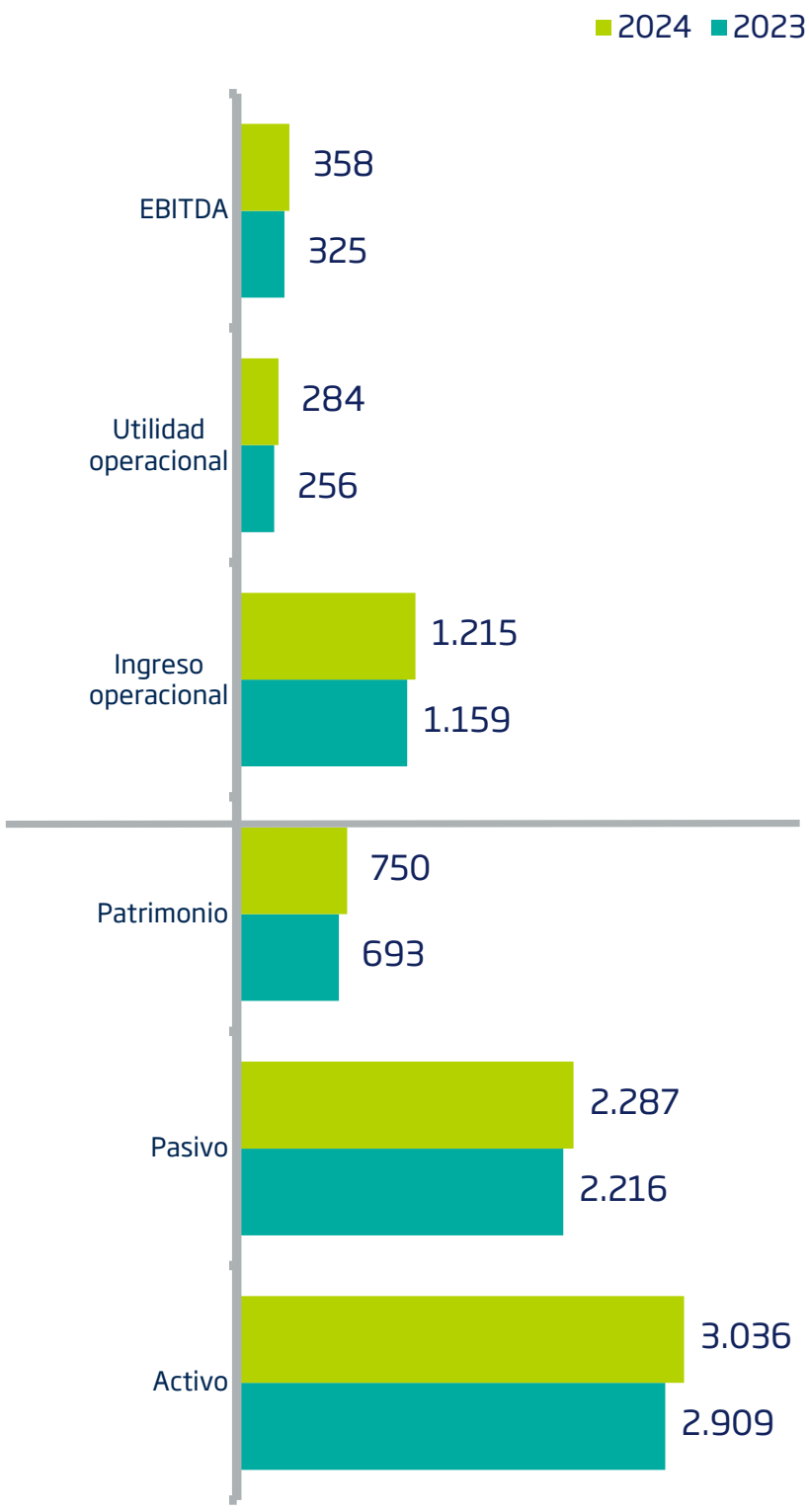
Fuente: Osinergmin, APOYO Consultoría

Cifras financieras

a Distribuidoras (cifras agregadas sin Petroperú)

Cifras financieras

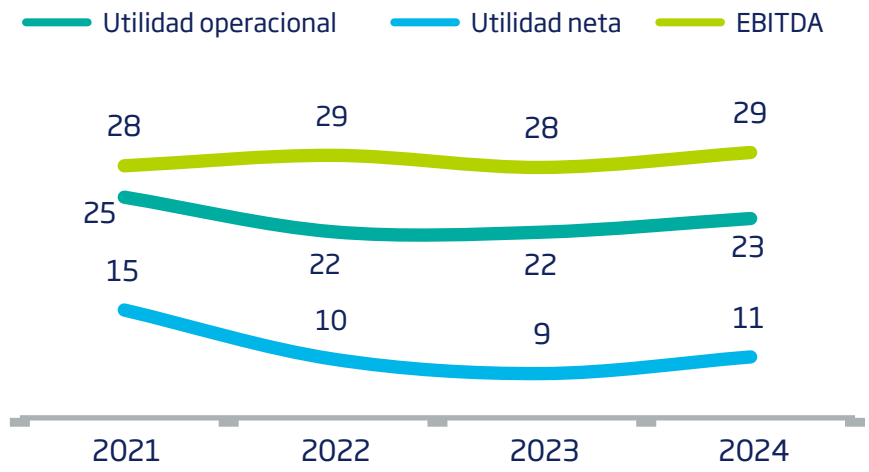
US$ Millones



Fuente: Empresas del sector

Márgenes

% de los ingresos operativos



Fuente: Empresas del sector

Estructura de endeudamiento

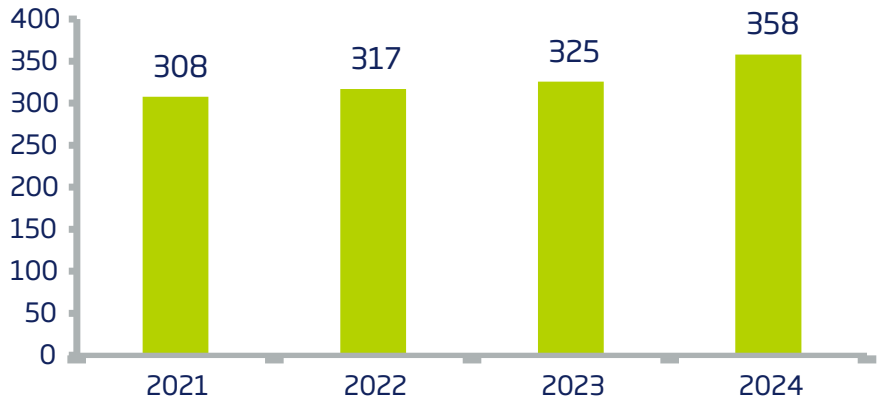
% del total (pasivo + patrimonio)



Fuente: Empresas del sector

EBITDA

US$ Millones

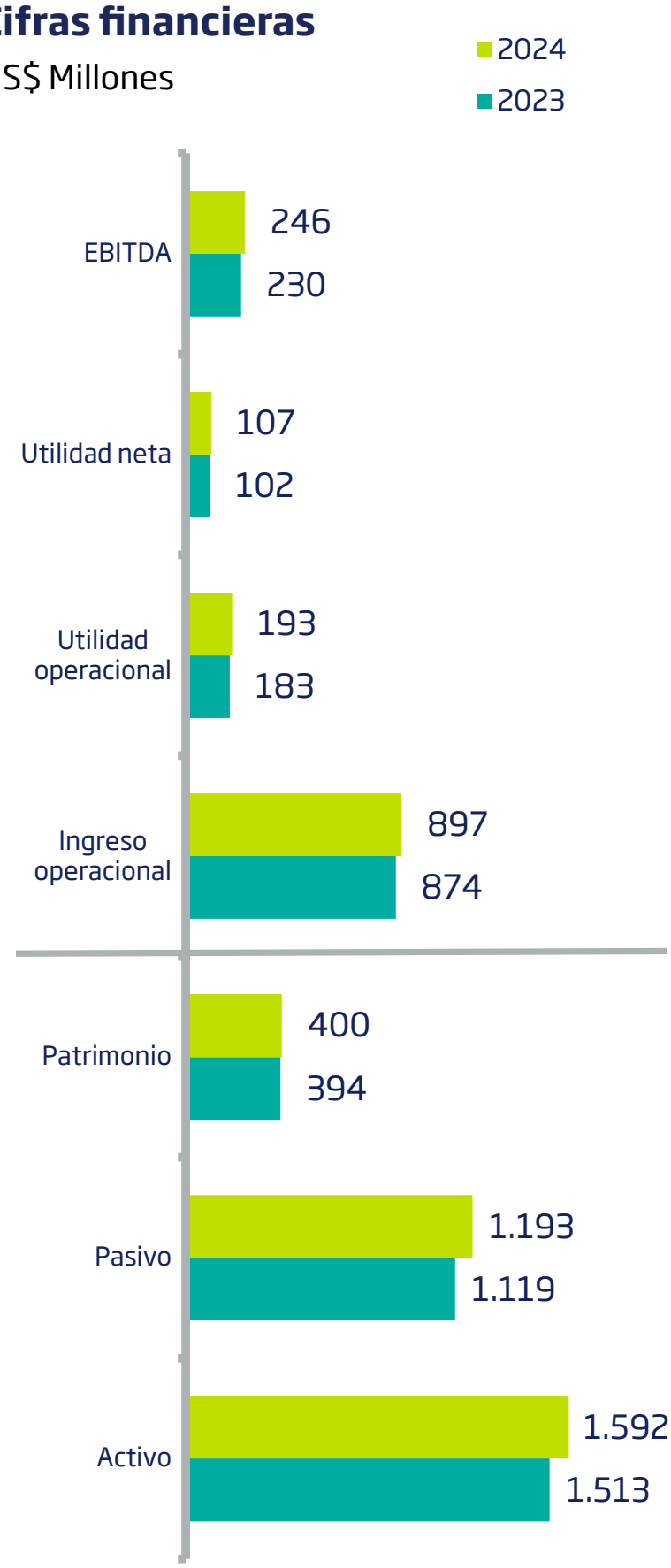


Fuente: Empresas del sector

b **Cálidda**

Cifras financieras

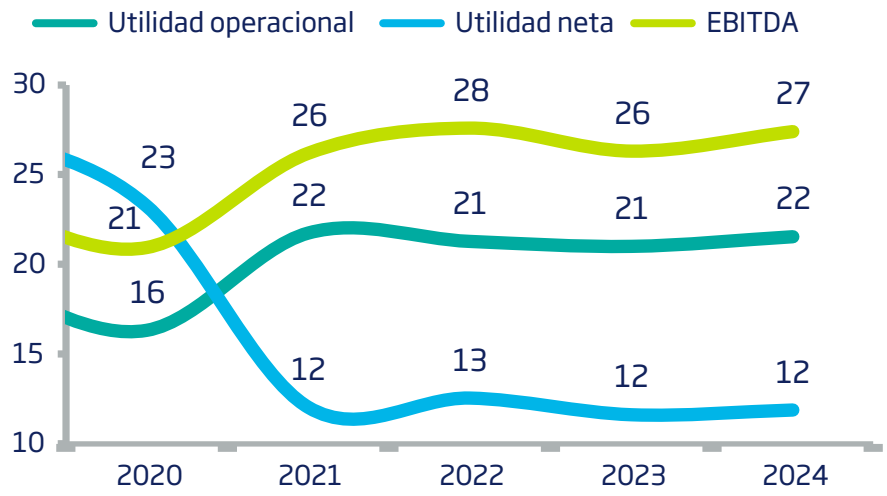
US$ Millones



Fuente: Cálidda

Márgenes

% de los ingresos operativos



Fuente: Cálidda

Estructura de endeudamiento

% del total (pasivo + patrimonio)

Fuente: Cálidda

EBITDA

US$ Millones

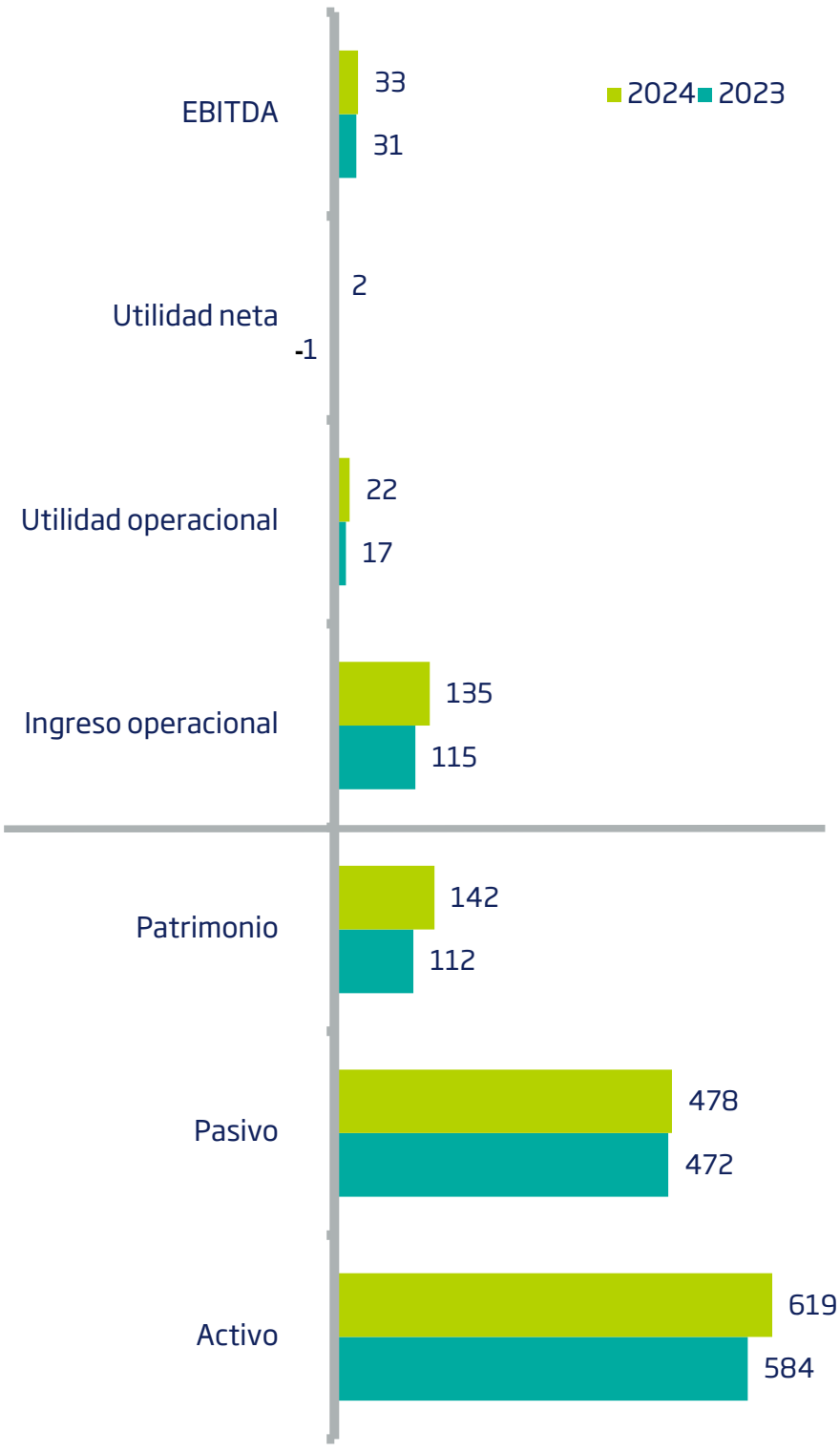
Fuente: Cálidda

C

Gases del Pacífico

Cifras financieras

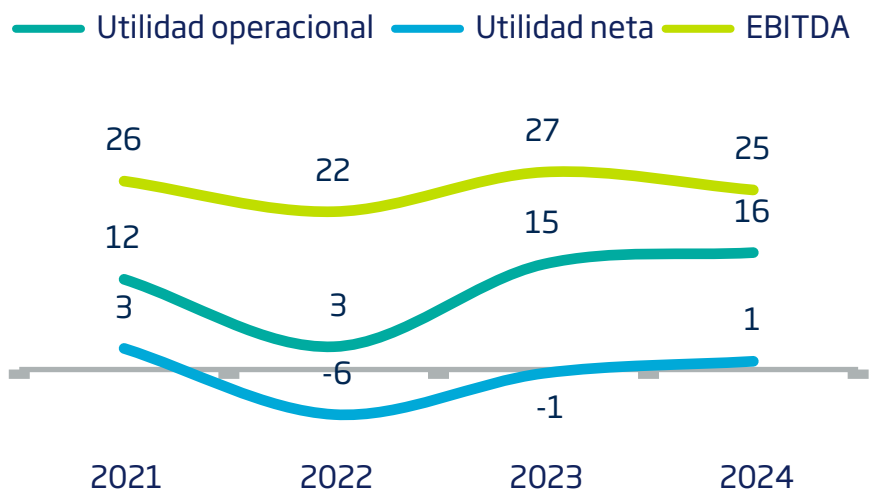
US$ Millones



Fuente: Quavii

Márgenes

% de los ingresos operativos



Fuente: Quavii

Estructura de endeudamiento

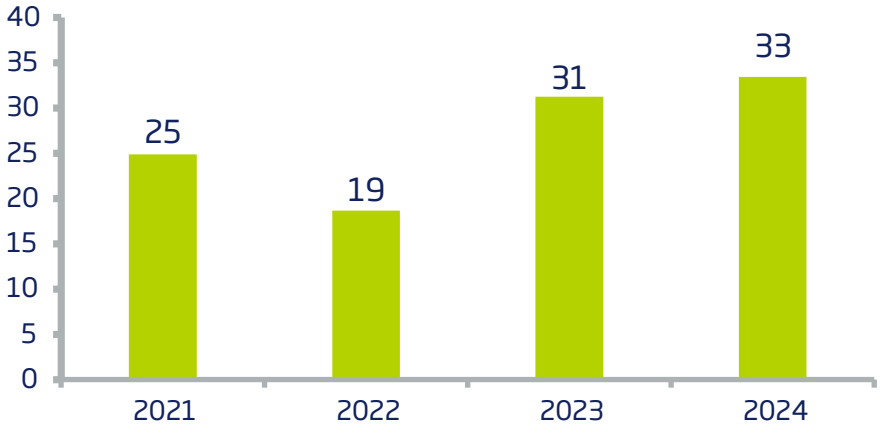
% del total (pasivo + patrimonio)



Fuente: Quavii

EBITDA

US$ Millones

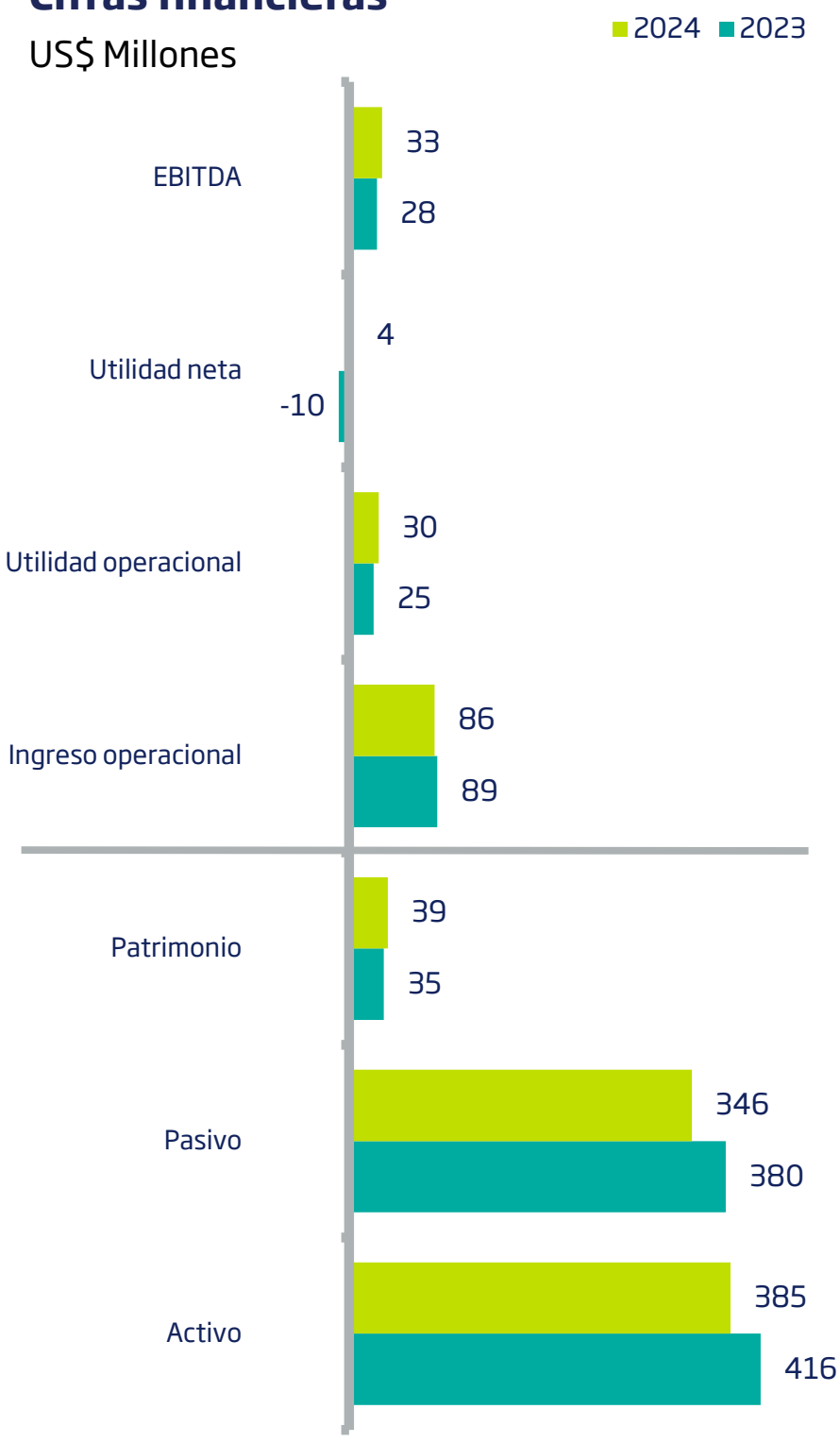


Fuente: Quavii

d Contugas

Cifras financieras

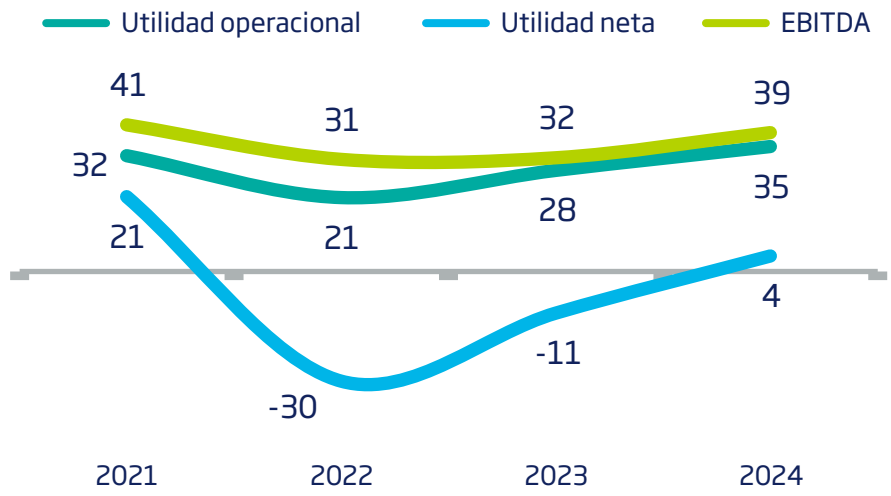
US$ Millones



Fuente: Contugas

Márgenes

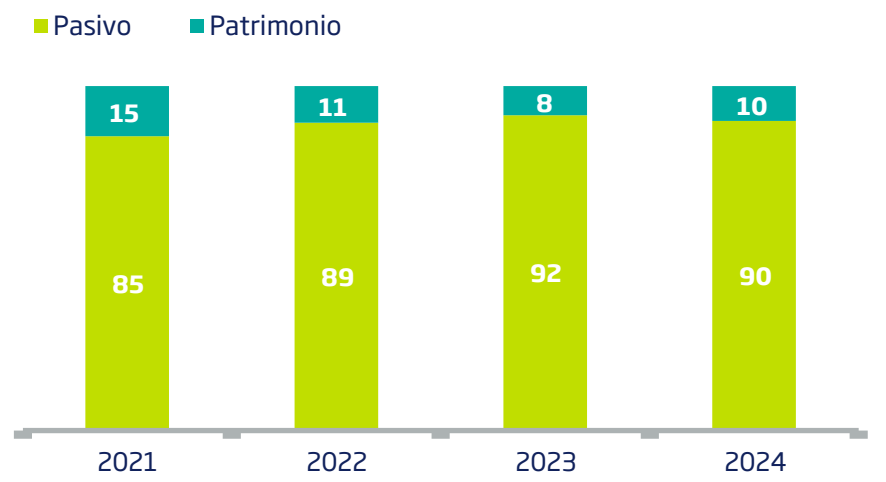
% de los ingresos operativos



Fuente: Contugas

Estructura de endeudamiento

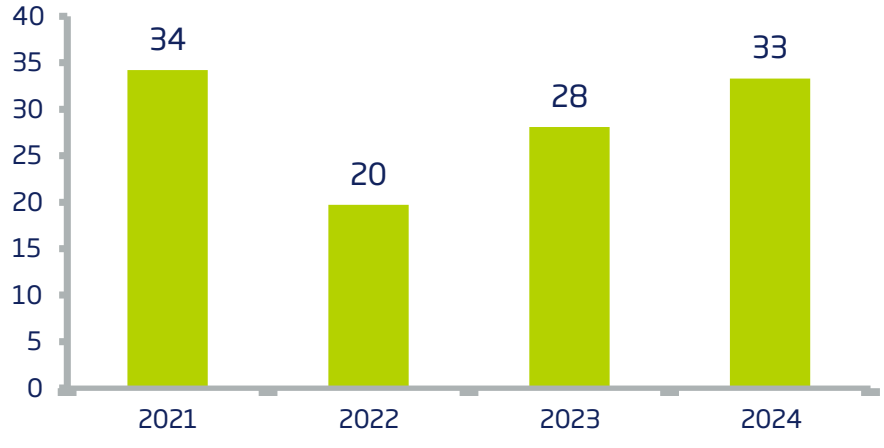
% del total (pasivo + patrimonio)



Fuente: Contugas

EBITDA

US$ Millones

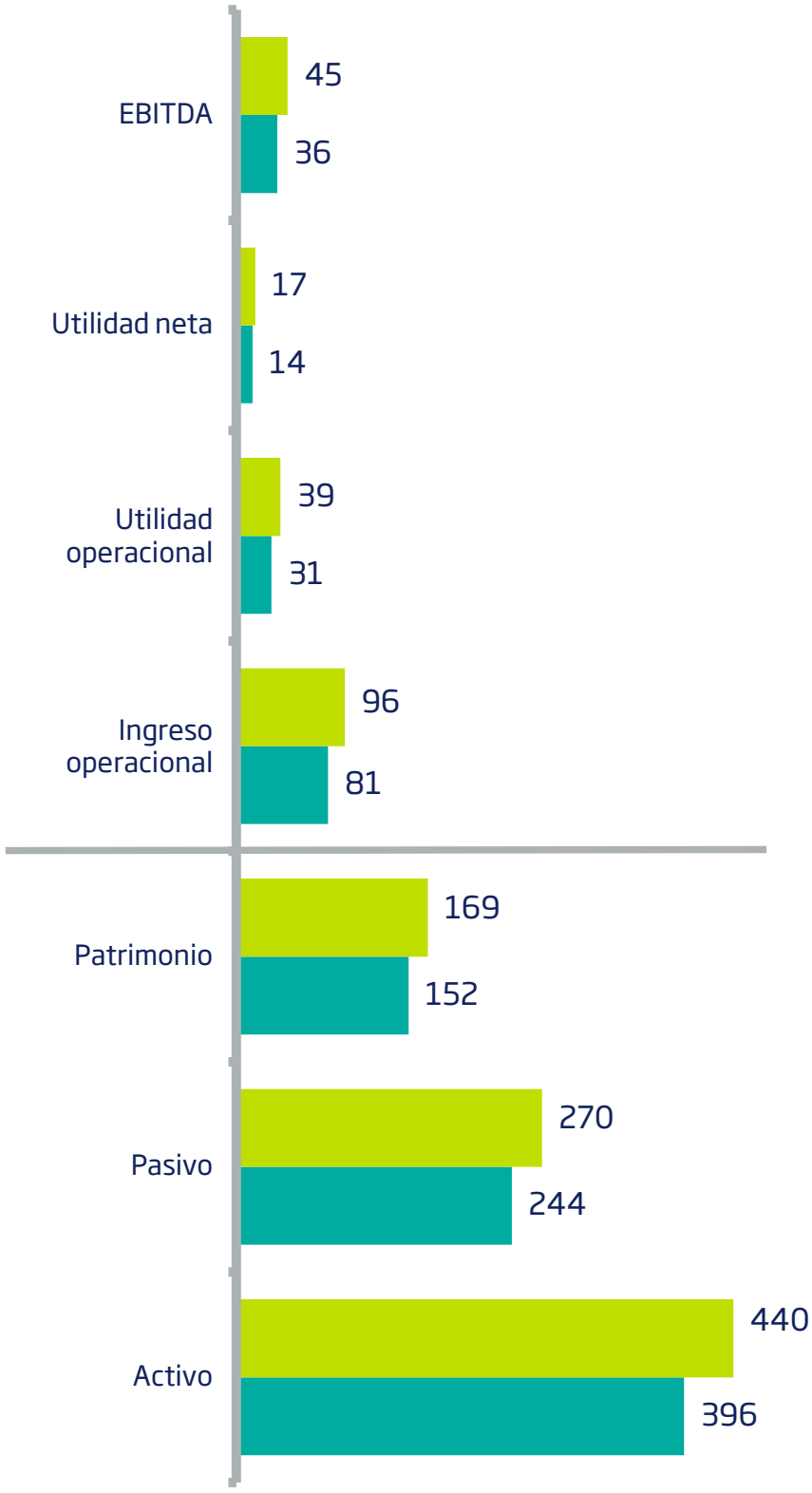


Fuente: Contugas

e Gases del Norte

Cifras financieras

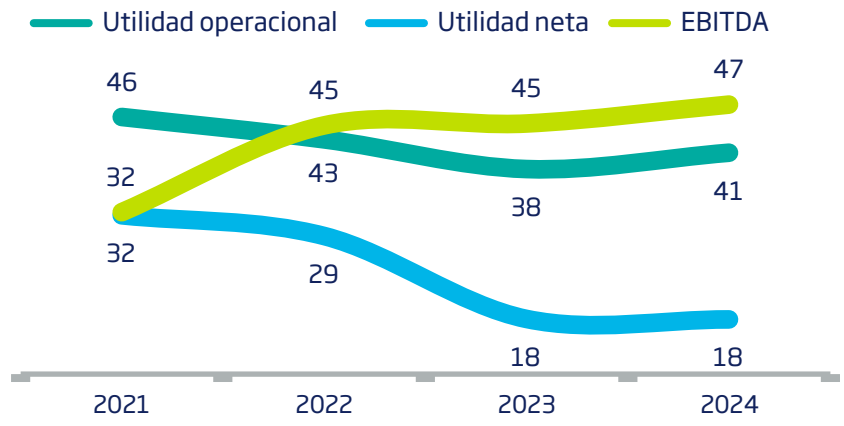
US$ Millones



Fuente: Quavii

Márgenes

% de los ingresos operativos



Fuente: Quavii

Estructura de endeudamiento

% del total (pasivo + patrimonio)

Fuente: Quavii

EBITDA

US$ Millones

Fuente: Quavii

InfoGAS PROMIGAS | 10 años







AVANCES DE LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

PROMIGAS Perú | Quavii Una empresa PROMIGAS

05

Avances de la masificación del gas natural en el Perú

5.1 Los grandes números a 2024

CLIENTES DE GAS NATURAL POR SEGMENTO

Número de conexiones

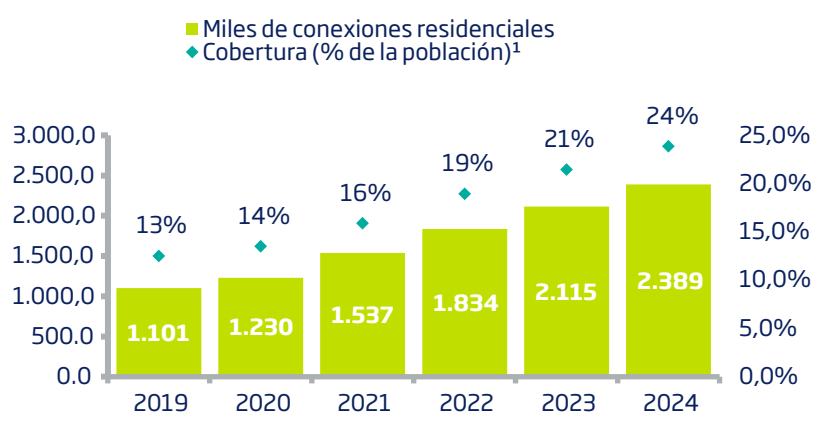
SECTOR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	VAR. % 2024 VS 2023	TACC 2021-2024
Residencial	1.100.657	1.229.949	1.536.591	1.834.126	2.115.317	2.388.803	12,9%	16,8%
Comercial	12.199	13.148	16.535	24.437	31.289	36.492	16,6%	24,5%
Industrial	744	789	850	912	996	1.083	8,7%	7,8%
Estaciones de servicio de GNV	294	300	303	307	310	316	1,9%	1,5%
Generación eléctrica	32	35	35	38	38	46	21,1%	7,5%
Total	**1.113.926**	**1.244.221**	**1.554.314**	**1.859.820**	**2.147.950**	**2.426.740**	**13,0%**	**16,9%**

Fuente: Empresas del sector, Osinergmin

La masificación del gas natural en el Perú ha mostrado un progreso muy importante durante el último quinquenio en todos sus segmentos. Al cierre de 2024, el número total de conexiones de gas natural fue 2,2 veces la cifra alcanzada al cierre de 2019, con los segmentos residencial y comercial liderando el crecimiento. Los segmentos de gran demanda, como el industrial y el eléctrico, también mostraron tasas de crecimiento altas en cuanto al número de conexiones –cercanos a 8 % anual–, aunque concentrados en las concesiones de Lima y Callao, Ica y Piura, regiones que cuentan con tarifas competitivas, en parte, por la presencia de gasoductos. Si bien el número de estaciones de servicio de GNV creció poco (1,5 %), el número de conversiones de autos y las ventas de este combustible crecieron a tasas importantes, de 22 % y 5 %, respectivamente.

La cantidad de hogares con acceso a gas natural alcanzó casi 2,4 millones en 2024, lo que representó un aumento de 13 % en comparación con el año anterior. Esto es equivalente a casi un cuarto de la población nacional (24 %) con acceso activo a gas natural. Durante el año, que se construyeron casi 1.900 km adicionales de redes de distribución, se incorporaron poco más de 273 mil nuevos usuarios, una cifra ligeramente por debajo de la del año previo.

Avance de la masificación

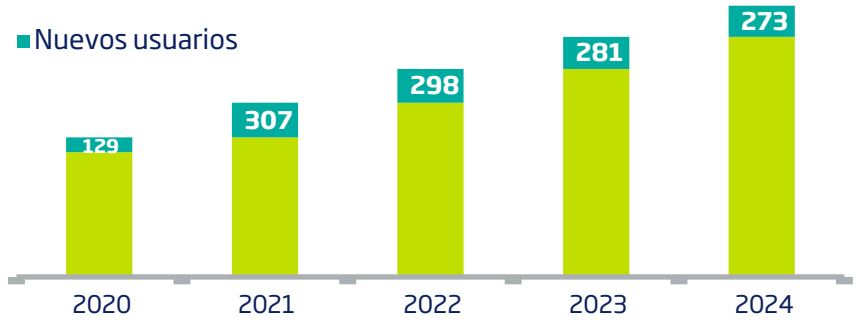


¹ Calculado a partir del número de beneficiarios por región (según el promedio de personas por hogar) y las últimas cifras de población del INEI.

Fuente: Empresas del sector, Enaho - INEI, APOYO Consultoría

Usuarios residenciales

Miles de conexiones

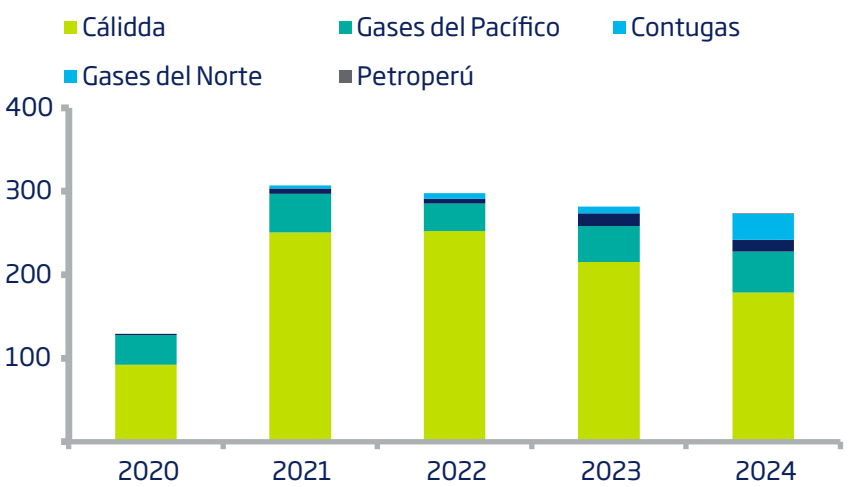


Fuente: Empresas del sector, Osinergmin

El crecimiento del segmento residencial se registró en todas las concesiones, aunque Cálidda tuvo la mayor contribución al representar dos terceras partes del total de nuevos usuarios. La Concesión Piura, gestionada por Quavii-Gases del Norte, también mostró un avance significativo que casi triplicó la cantidad de conexiones residenciales respecto del cierre de 2023.

Nuevos usuarios residenciales por concesión

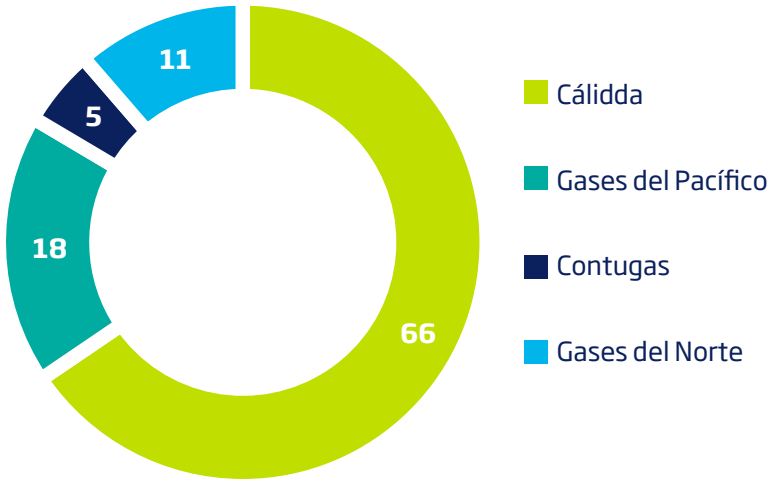
Miles de vehículos



Fuente: Cálidda, Contugas, Promigas, Minem

2024: Nuevos usuarios residenciales por concesión

% del total

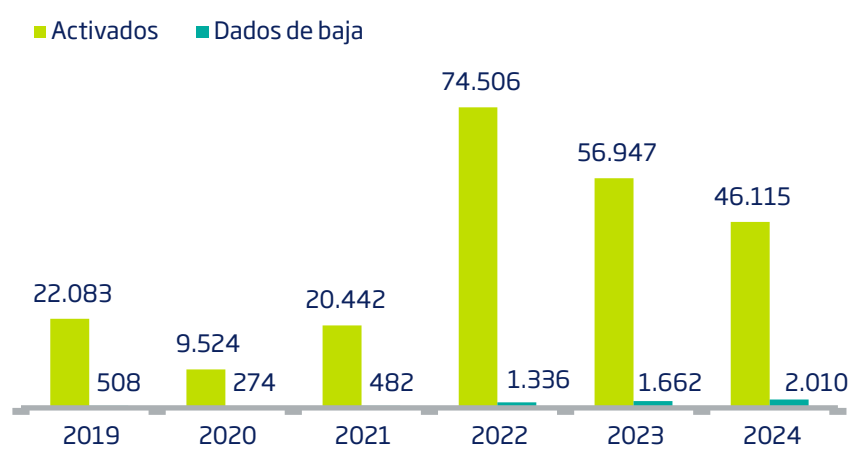


Fuente: Cálidda, Contugas, Promigas, Minem

Los vehículos activos que utilizan Gas Natural Vehicular (GNV) como combustible alcanzaron cerca de 495 mil unidades al cierre de 2024, lo que significó un aumento de 10 % respecto al año anterior. Durante el año se pusieron en funcionamiento alrededor de 46 mil vehículos a GNV (entre conversiones, autos nuevos y ensamblajes), aproximadamente 10 mil vehículos menos que el año previo. Poco más de 2 mil unidades a GNV fueron retiradas de circulación, por lo que el aumento neto de 2024 fue de 44 mil vehículos. Como en años previos, la gran mayoría de las conversiones (96 %) fueron a partir de autos gasolineros, razón que explica, en parte, la menor cantidad de conversiones respecto al año previo, dado el retroceso del precio de este combustible.

Vehículos a GNV adicionales

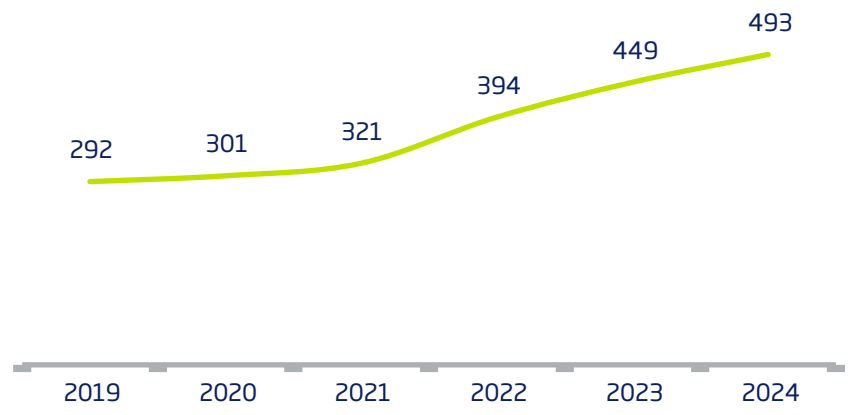
Número de vehículos



Fuente: Infogas

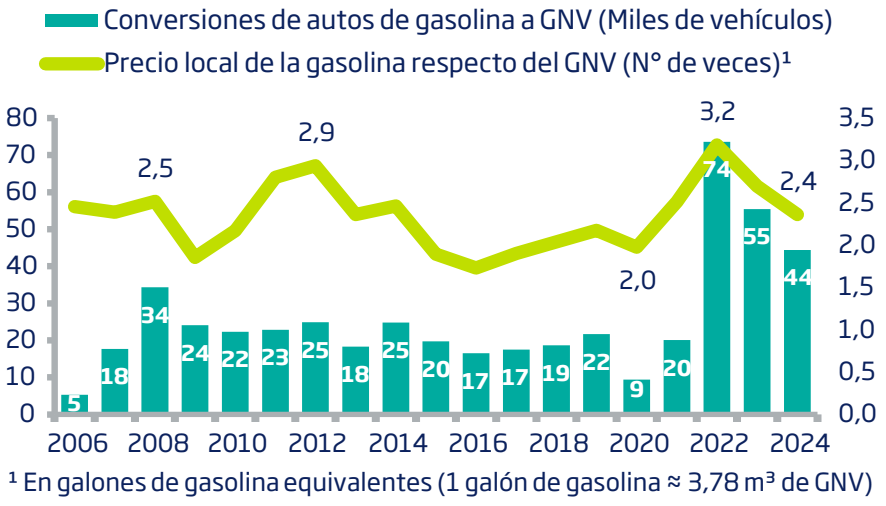
Vehículos activos totales a GNV

Miles de vehículos



Fuente: Infogas

Conversiones de autos gasolineros respecto al precio de la gasolina



¹ En galones de gasolina equivalentes (1 galón de gasolina ≈ 3,78 m³ de GNV)

Fuente: Infogas, APOYO Consultoría



5.2 Los motores de la masificación

El buen avance de la masificación del gas natural en el país durante el último quinquenio -que permitió duplicar el número de conexiones alcanzadas en los primeros 15 años de la industria-se debe principalmente a dos factores clave: la maduración de las dos concesiones de distribución otorgadas en la zona norte del país -ambas operadas por Quavii, filial de Promigas-, y el incremento de los fondos destinados a los programas gubernamentales de masificación del gas natural a cargo del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), especialmente desde 2021, que aportó tanto en las concesiones más antiguas como en las más nuevas.

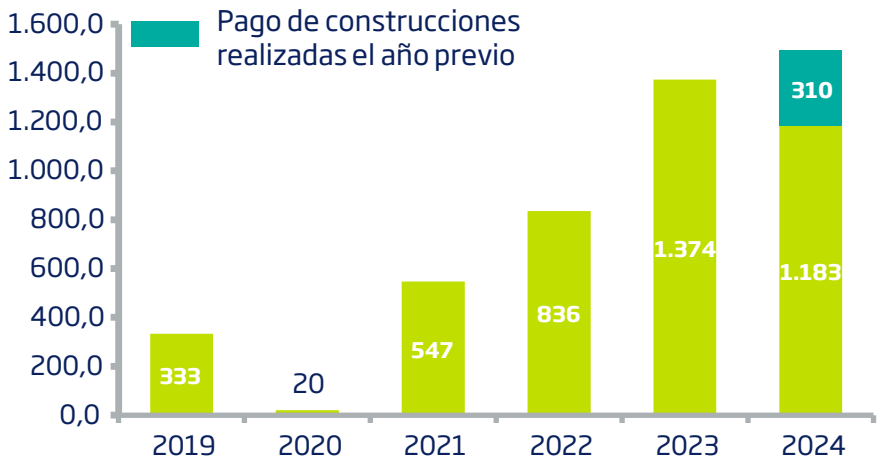
Las concesiones del norte permitieron abrir el proceso de masificación fuera de Lima e Ica a pesar de no tener conexión directa por ductos desde Camisea, algo que no se pudo lograr en el sur con la Concesión de Naturgy. La Concesión Norte de Gases del Pacífico -que abarca las regiones de Áncash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque- inició su operación comercial hacia finales de 2017 y ha permitido conectar un promedio de 42 mil familias por año (295 mil en total); mientras que la Concesión Piura de Gases del Norte -que comenzó operación comercial de manera oficial en agosto de 2022- ha logrado conectar casi 50 mil familias en tres años. Entre ambas, representan un 20 % del total de nuevas conexiones a nivel nacional generadas entre 2020 y 2024.

Por otro lado, el nivel de recursos asignados anualmente desde el Gobierno para la masificación del gas natural se cuadruplicó entre 2019 y 2024, lo que permitió continuar conectando familias y convirtiendo automóviles a GNV a un ritmo importante, incluso en Lima y Callao, donde es cada vez más difícil sostener el mismo nivel de avance por el alto nivel de cobertura.

Desde 2013, el Gobierno impulsa la masificación del gas natural a través del FISE, que inició operaciones un año antes con el objetivo de reducir la pobreza energética en el país, es decir, llevar energía más limpia y económicamente accesible a zonas que no cuentan con cobertura. El fondo se financia regularmente con aportes de grandes consumidores de electricidad, del transporte de gas natural y de la producción e importación de combustibles. Adicionalmente, en algunos momentos también ha recibido recursos directos del Estado. Actualmente, el FISE cuenta con tres programas enfocados en la masificación del gas natural: el Bonogas, el Ahorro GNV y el proyecto especial de infraestructura para la masificación en las regiones del interior del país. Los dos primeros son los que más han incidido en el crecimiento de los últimos años.

Presupuesto asignado a los programas de masificación de gas

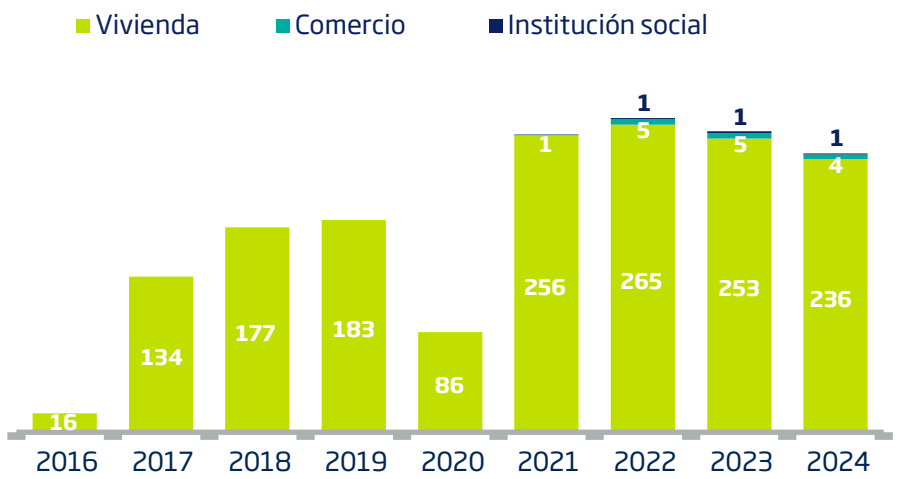
S/ Millones



Fuente: Minem

Bonogas: financiamiento de nuevas conexiones

Miles de conexiones



Fuente: FISE

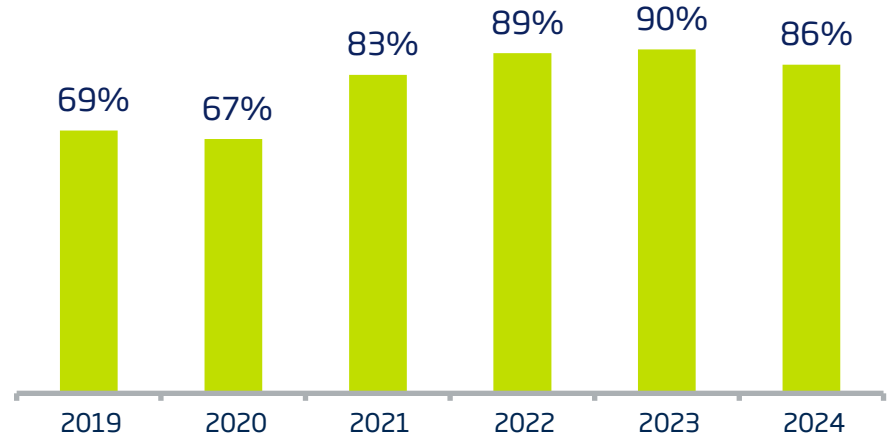
Bonogas

Bonogas es un programa implementado en agosto de 2016 con el objetivo de conectar a más familias al servicio público de gas natural, a partir de la reducción o fraccionamiento del costo de la instalación. Inicialmente, se centró únicamente en cubrir el costo de las conexiones en viviendas de Lima y Callao, pero luego fue ampliando su cobertura a otras regiones concesionadas, a instituciones sociales, como comedores populares, albergues, etc.), y públicas (centros educativos y de salud), y a pequeños comercios. Las condiciones del financiamiento que ofrecen varían según el nivel socioeconómico del hogar: para las familias de menores recursos, el beneficio no requiere devolución, mientras que en los estratos más altos el reembolso es total. El cobro se realiza a través de los recibos de gas natural en un plazo de hasta 10 años.

Según información del FISE, entre 2016 y 2024, Bonogas financió 1,6 millones de conexiones residenciales, dos tercios del total de las conexiones del segmento, a pesar de haber operado solo en ocho de los 20 años que cumplió la industria en 2024. A partir del incremento importante de los recursos asignados al programa desde 2021, Bonogas benefició en promedio a 255 mil hogares al año, 50 % más que en el período 2017-2019. En 2024, el programa financió alrededor de 241 mil conexiones, de las cuales 236 mil fueron conexiones residenciales (85 % del total), 4.000 comerciales y 1.000 instituciones públicas.

Participación de bonogas en nuevas conexiones

% del total de conexiones residenciales



Fuente: Empresas del sector, FISE, APOYO Consultoría

05

Ahorro GNV

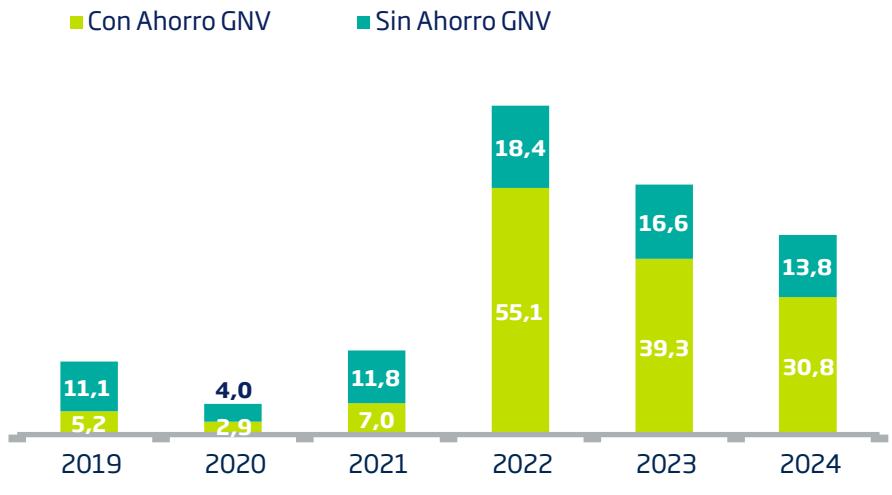
Se trata de un esquema de financiamiento dirigido inicialmente a la conversión de vehículos livianos, que operaban con gasolina o GLP, hacia el uso de Gas Natural Vehicular (GNV). En 2022, se amplió también a vehículos pesados como camiones y buses que funcionaban con diésel. Al cierre de 2024, la iniciativa tenía presencia en nueve regiones del país: Lima, Callao, Junín, Ica, Cusco, Piura, La Libertad, Áncash y Lambayeque. El financiamiento no exige cuota inicial ni aplica intereses, y debe ser reembolsado en un periodo de tres a cinco años, dependiendo del tipo de unidad. Los pagos pueden efectuarse a través del sistema de control en las recargas de combustible o mediante bancos, y en algunos casos se otorga un bono que cubre hasta 50 % del costo de conversión.

A finales de 2021, en un contexto de escasez de GLP a nivel nacional y altos precios del petróleo, el Poder Ejecutivo implementó un bono de descuento de S/ 2.000 –equivalente a aproximadamente la mitad del costo de conversión– para los autos que migraran de GLP. En el caso de los autos convertidos desde gasolina en las regiones fuera de Lima y Callao, también se aplicó un bono de descuento de S/ 1.000 hasta 2023, que en 2024 se duplicó a S/ 2.000. Para cumplir con estos bonos, se asignaron extraordinariamente S/ 200 millones al fondo, con el objetivo de convertir 100.000 vehículos, meta que se alcanzó en menos de dos años, hacia finales de 2023. Debido a la rapidez en el ritmo de conversiones, en febrero de 2023 se destinaron S/ 200 millones adicionales para otros 100.000 vehículos.

Al cierre de 2024, el programa había financiado 141 mil conversiones, lo que equivale casi a 30 % de los vehículos activos a GNV. El 90 % de las conversiones financiadas por el programa se dio en el período 2022-2024, lo que denota la importancia de los bonos implementados. En 2024, el programa financió 31 mil conversiones, dos terceras partes del total, de las cuales 85 % estuvo en Lima y Callao.

Conversiones a GNV por tipo

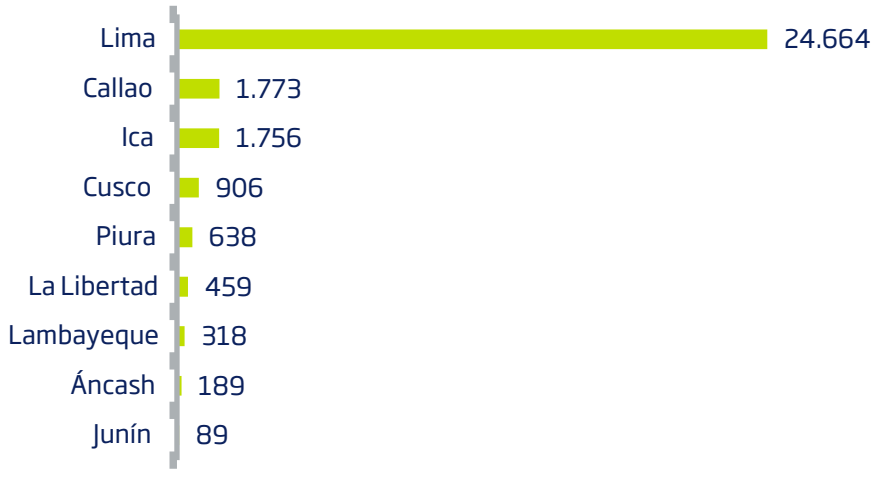
Miles de vehículos



Fuente: FISE, Infogas

2024: Conversiones a GNV por región

Cantidad de vehículos



Fuente: FISE, Infogas

5.3 Hitos clave alcanzados recientemente en el Sector Gas Natural

Inicio de operación del Corredor GNL Camisea

En octubre de 2024 comenzaron las operaciones del segundo corredor de Gas Natural Licuado (GNL) del país, el Corredor Camisea, liderado por el Consorcio Camisea, cuyo operador es Pluspetrol, y otras empresas. El inicio oficial del nuevo corredor se dio con la puesta en marcha de la estación de Mala, en Lima. Este proyecto marca un hito en la masificación del GNL en el centro-sur al ofrecer a los transportistas de carga pesada una alternativa más económica y sostenible frente al diésel. Actualmente, el corredor cuenta con estaciones en Mala (Lima), Nazca (Ica) y La Joya (Arequipa), y se ha anunciado su ampliación hacia Imata (Arequipa) y Espinar (Cusco). Con ello se completarían cinco puntos de abastecimiento que cubrirán rutas de más de 1.500 kilómetros.

El GNL es un combustible producido a partir del gas natural que se enfría a muy bajas temperaturas hasta convertirse en líquido. Esta transformación permite almacenar más energía en menor volumen, lo que lo hace ideal para el transporte pesado de largo recorrido. Frente al diésel, puede ser entre 30 % y 40 % más barato y brindar autonomías superiores a los 1.000 kilómetros con una sola recarga. El inicio de la operación de dos corredores de GNL en menos de un año ya ha generado relevantes anuncios en el mercado de vehículos pesados. Empresas grandes, como la china Shacman International -del grupo Shaanxi Automobile- anunció su ingreso al Perú en mayo de 2025 con un objetivo de ventas de 250 unidades para el mismo año. Con esta combinación de nuevas estaciones y flota disponible, los corredores de GNL se consolidan como un paso clave en la modernización del transporte pesado en el Perú.





Camión Shacman modelo X5000 con tanque de GNL.

Cinco hospitales en Lima, Callao e Ica se conectan al sistema de gas natural mediante Bonogas

En el último año, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) ha seguido avanzando en la conexión de hospitales al servicio de gas natural a través del programa Bonogas. Entre diciembre de 2024 y abril de 2025, se inauguraron las conexiones de seis nuevos hospitales: San Juan de Lurigancho (Lima), Sergio Bernales de Collique (Lima), Daniel Alcides Carrión (Callao), Regional de Ica, Santa María del Socorro (Ica) y San Juan de Dios de Pisco (Ica). Estos avances se suman al Hospital Docente de Trujillo, cuya conexión al sistema de gas natural se inauguró en agosto de 2024. De los diez hospitales con los que se firmaron convenios inicialmente (2023-2024), siete ya cuentan con conexión y tres están en proceso de implementación. Quedan por conectar oficialmente el Hospital de Ventanilla en el Callao, y los hospitales Eleazar Guzmán Barrón de Chimbote y Víctor Ramos Guardia de Huaraz, ambos en Áncash.

"El uso del gas natural no solo es una decisión económica acertada, sino también una apuesta por la sostenibilidad ambiental. Seguiremos apostando por el desarrollo de esta fuente, de la cual tenemos un potencial de más de 40 trillones de pies cúbicos (TCF)."

Iris Cárdenas Pino, viceministra de Hidrocarburos (abril de 2025).

En paralelo, el Minem amplió el alcance del programa mediante nuevos convenios suscritos en 2025 con hospitales como el Cayetano Heredia y el Lima Este Vitarte, en la capital, y el Hipólito Unanue, en Tacna. En el último Plan Anual de Promociones -que define el presupuesto de los programas del FISE- se estableció ampliar de forma significativa el alcance del Bonogas, pasando de un plan que inicialmente contemplaba solo diez hospitales a un total de 282 instituciones públicas, principalmente centros de salud y colegios, lo que demuestra el interés en extender los beneficios del gas natural a más servicios esenciales.





Iris Cárdenas, viceministra de Hidrocarburos, y funcionarios del Ministerio de Energía y Minas supervisando la conexión de gas natural en hospitales de la región Ica.



Jorge Arnao, exdirector general de la Dirección General de Hidrocarburos; Iris Cárdenas, viceministra de Hidrocarburos, y Víctor Montalvo, director del Hospital San Juan de Dios de Pisco, durante la firma del convenio para financiar conexiones de gas natural en hospitales de la región Ica.

Inauguración de la primera conexión de gas natural de un comedor popular en la Concesión Suroeste

A finales de abril de 2025, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) inauguró el primer comedor popular conectado a gas natural en la Concesión Suroeste. El Comedor Solidario San Martín de Porres de Tacna accedió al servicio a través del programa Bonogas, lo que marca un hito para esta concesión, que casi no ha tenido grandes avances desde la salida de Naturgy en 2020. La iniciativa se suma a los más de mil comedores populares conectados en otras concesiones del país desde 2021. La instalación permitirá un ahorro cercano a 50 % en los costos energéticos, lo que hará posible atender a más usuarios.





"Es mucho más económico, este ahorro nos va a permitir atender a más familias vulnerables de escasos recursos y, por tanto, llegar a más familias".

Coral López, representante del comedor popular (abril de 2025)

Iris Cárdenas, viceministra de Hidrocarburos, junto a Coral López y otros representantes del comedor, durante la inauguración del primer comedor popular conectado a gas natural dentro de la Concesión Suroeste.

05

Aprobación del Informe Técnico Sustentatorio (ITS) del proyecto de desarrollo del Lote 58

En junio de 2025, se aprobó el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) del proyecto de desarrollo del Lote 58, ubicado en Megantoni, Cusco y operado por China National Petroleum Corporation (CNPC). El documento modifica el diseño inicial del proyecto, que incluía una planta de procesamiento propia y un nuevo gasoducto, lo que implicaba mayores costos y una infraestructura más compleja. Con la modificación aprobada, el gas húmedo del Lote 58 será procesado en la Planta Malvinas de Camisea, lo que reducirá la inversión de US$ 4.400 millones a US$ 500 millones y dará un paso muy relevante hacia un esquema más viable financieramente.

La decisión de aprovechar instalaciones existentes también incluyó ajustes en el transporte y en los trabajos de perforación, con el objetivo de mejorar la seguridad y reducir riesgos. Estas modificaciones simplifican la infraestructura, bajan los costos y buscan hacer más eficiente la producción de hidrocarburos, al mismo tiempo que limitan los impactos ambientales.

CNPC firmó el contrato de exploración y explotación del Lote 58 en julio de 2005. Luego de 11 años, en noviembre de 2016, la empresa comunicó su declaración de descubrimiento comercial, con la que estimó cerca de 4 trillones de pies cúbicos de reservas (casi 40 % de las reservas actuales). Según el último estudio aprobado, comenzarían su producción con 60 millones de pies cúbicos diarios (MPCD) –5 % de la producción actual nacional– en una primera fase, y aumentarían paulatinamente hasta los 360 MPCD. Según Pedro Chira, presidente de Perúpetro, el último cronograma que maneja la empresa proyecta el inicio de producción del lote en noviembre de 2026. En base a estos parámetros se prevé un aporte de más de S/ 2.000 millones en regalías al 2046.



Infraestructura del Lote 58.

05

Chevron ingresa al Perú en un proyecto de exploración en el norte del país

A finales de agosto de 2025, el Gobierno peruano aprobó el ingreso de Chevron, una de las tres mayores petroleras privadas del mundo, y de Westlawn, firma estadounidense de inversión enfocada en hidrocarburos, a la exploración off shore en los lotes Z-61, Z-62 y Z-63, ubicados frente a los departamentos de Lambayeque y La Libertad. Anadarko, subsidiaria de Occidental Petroleum, lidera el proyecto desde 2017 y mantendrá 35 % de participación, mientras que Chevron y Westlawn tendrán 35 % y 30 %, respectivamente. La solicitud para sumar a los nuevos socios fue presentada por Anadarko en el tercer trimestre de 2024, poco después de culminar su primer estudio sísmico 3D en el Lote Z-62, cuyos resultados finales se esperan para inicios de 2026.

La incorporación de Chevron y Westlawn fortalece la capacidad técnica y financiera del proyecto y mejora sus perspectivas. Sin embargo, la exploración en los lotes Z-61, Z-62 y Z-63 continúa en una etapa muy temprana, con un largo proceso por recorrer antes de confirmar la existencia de recursos. Tras los primeros estudios sísmicos realizados, el siguiente paso será un análisis de mayor profundidad, con resultados previstos hacia fines de 2026 o inicios de 2027. En esta etapa, los estudios permitirán conocer con mayor precisión las características de los sedimentos marinos, que podrían contener gas natural, una mezcla de gas y petróleo, solo petróleo o simplemente agua. Solo con esa información se podrá definir la ubicación de los pozos exploratorios y confirmar si existen recursos y su magnitud.



Dina Boluarte, expresidenta del Perú; Jorge Montero, exministro de Energía y Minas, y una representante de Chevron, durante la firma en agosto de 2025 del acuerdo oficial para la entrada de Chevron y Westlawn al país.

"El ingreso de Chevron y Westlawn a explorar la Cuenca Trujillo, junto con Anadarko, permitirá incorporar experiencia y tecnología con altos estándares internacionales socioambientales".

Jorge Montero, exministro de Energía y Minas (septiembre de 2025)

05

Gobierno peruano anuncia importante nivel de reservas en yacimiento gasífero ubicado en Puno

En agosto de 2025, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) presentó una nueva estimación de reservas para el yacimiento gasífero del Candamo, ubicado en la selva del departamento sureño de Puno, límite con la región de Madre de Dios. De acuerdo con la información expuesta por el Gobierno peruano, serían 3 trillones de pies cúbicos (TCF) de reservas 3P (probadas, posibles y probables) los que se encuentran ubicados en la zona, lo que representa 30 % de las reservas totales del país al cierre de 2023.

Este anuncio reavivó el debate sobre la viabilidad técnica y ambiental del proyecto considerando su ubicación, parcialmente dentro del Parque Nacional Bahuaja Sonene, una zona protegida, la cual fue explorada por primera vez en la década de 1990, cuando Mobil Oil obtuvo la concesión del Lote 78 para estudios de hidrocarburos; sin embargo, presentó una fuerte oposición social y política al encontrarse en un santuario natural. El interés por reactivar Candamo reapareció en 2007, con una propuesta de ley para recortar el área protegida y habilitar exploraciones, iniciativa que finalmente fue desestimada.

Actualmente, Candamo no cuenta con un contrato de exploración ni con una empresa operadora asignada. En noviembre de 2024, el Minem suscribió un contrato de evaluación técnica que autoriza únicamente actividades de prospección y exploración no intrusivas, sin permiso para perforación ni extracción. Dado que el yacimiento se encuentra dentro de un Área Natural Protegida (ANP), los permisos ambientales y las restricciones de conservación constituyen factores decisivos que podrían limitar su desarrollo y desalentar la participación de futuros inversionistas. En paralelo, el Minem y ProInversión anunciaron el relanzamiento del proyecto dentro del Plan de Masificación del Gas Natural, estableciendo como metas el inicio de la explotación en 2028 y el inicio de la producción comercial en 2031. No obstante, este cronograma enfrenta desafíos significativos, principalmente por la ausencia de un operador confirmado, la falta de estudios técnicos detallados, la limitada infraestructura de transporte y la complejidad ambiental del entorno, factores que podrían retrasar o incluso redefinir su viabilidad.

El proyecto contempla la instalación de una planta satélite de regasificación de GNL en el centro poblado de Jayllihuaya (Puno), junto con 5 km de redes de distribución y 1.000 conexiones domiciliarias en su primer año de operación. Se analizan dos alternativas para transportar el gas: la construcción de un gasoducto que conecte con la carretera Interoceánica o la explotación directa para abastecimiento local. El programa BonoGas participaría en el financiamiento social, facilitando el acceso doméstico al servicio. Aún no se ha definido un monto oficial de inversión, por lo que se prevé la necesidad de infraestructura complementaria para su desarrollo.



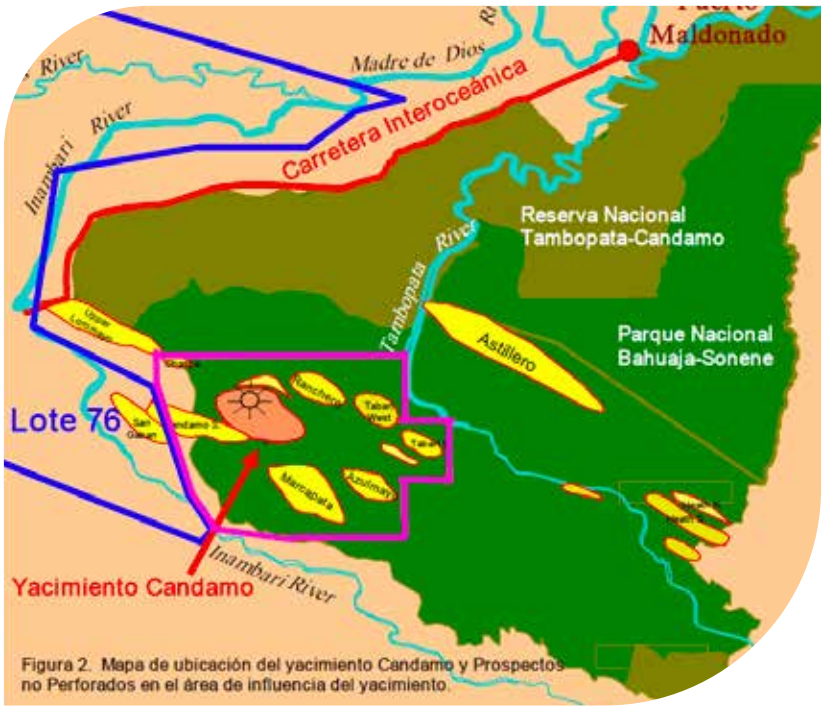


Figura 2. Mapa de ubicación del yacimiento Candamo y Prospectos no Perforados en el área de influencia del yacimiento.

Mapa de la ubicación del yacimiento del Candamo.

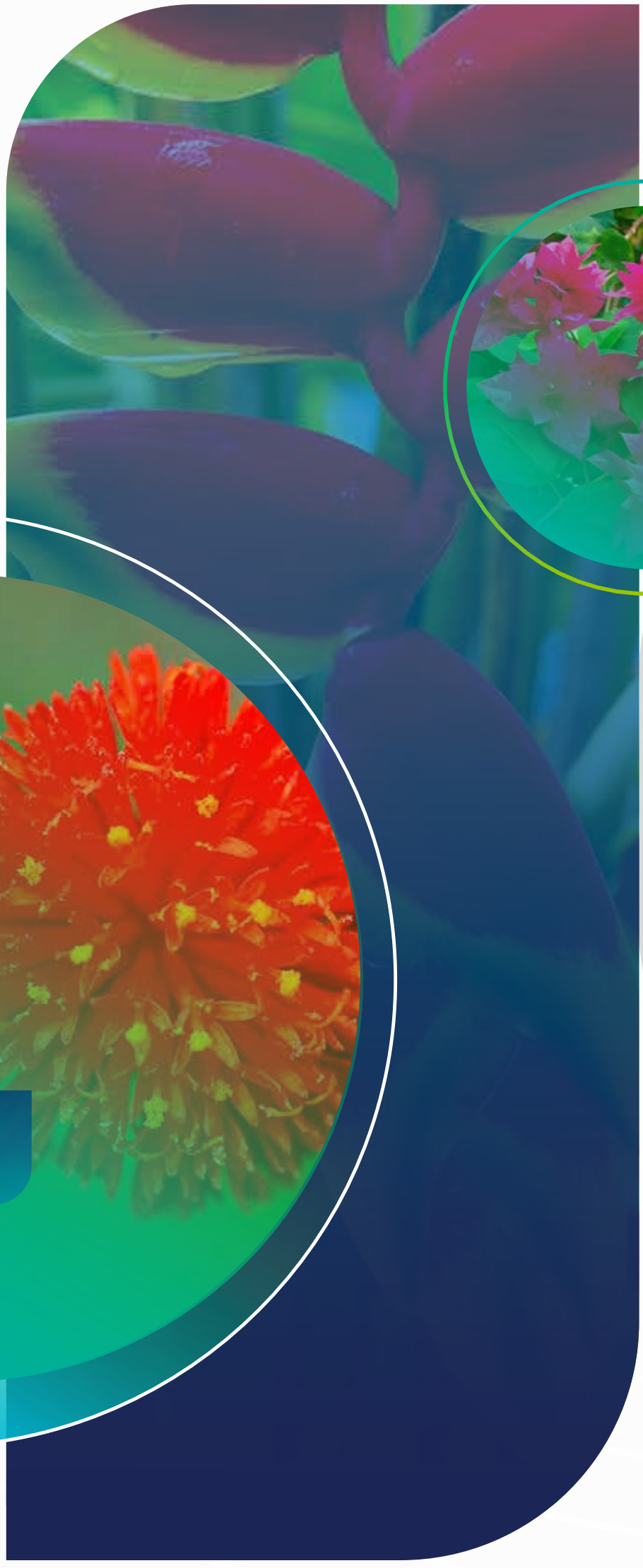
<https://www.infobae.com/peru/2025/06/26/puno-se-perfila-como-nuevo-polo-gasifero-del-sur-del-peru-gracias-al-yacimiento-candamo/>.

"En lo que queda de gobierno, impulsaremos con prioridad el proyecto de masificación del gas de Candamo [...] esta nueva iniciativa nos generará un canon de gran magnitud para Puno".

Richard Hannco, Gobernador Regional de Puno (octubre de 2025)



InfoGAS PROMIGAS | 10 años



6 TEMÁTICAS RELEVANTES

PROMIGAS Perú | Quavii Una empresa PROMIGAS

Temáticas relevantes

06

6.1 La agenda del gas natural en el sur: pasos iniciales

Los avances de la masificación en los últimos años se han concentrado en Lima y en la costa norte. En el sur, desde la salida de Naturgy en 2020, el avance ha sido casi nulo, más allá de algunas pequeñas inversiones apoyadas por el FISE. Sin embargo, comienzan a plantearse propuestas que apuntan a que la siguiente etapa de crecimiento del uso del gas natural, en los próximos 10 años, se dará principalmente en el sur del país.

Durante los últimos dos años, a raíz de las propuestas de proyectos de Cálidda y TGP para extender la vigencia de sus concesiones, se ha reactivado una serie de iniciativas complementarias que podrían viabilizar y fortalecer estos proyectos, y permitir que tengan un impacto más rápido y significativo sobre el incremento de las conexiones en las regiones del sur. La masificación en esta zona, de donde proviene casi la totalidad del gas que se produce en el país, ha sido una promesa incumplida desde el inicio de la industria, situación que se acentuó con la paralización del Gasoducto Sur Peruano, que frenó las expectativas de desarrollo en la región.

Cálidda y las siete regiones

En diciembre de 2023, Cálidda presentó oficialmente al Ministerio de Energía y Minas una propuesta de adenda a su contrato de concesión en Lima y Callao. A cambio de extender la vigencia de la concesión por diez años adicionales, la empresa se comprometió a invertir alrededor de US$ 550 millones para ampliar su zona de operación hacia siete regiones del centro y sur del país: Huancavelica, Junín, Ayacucho, Apurímac, Cusco, Puno y Ucayali.

Estas regiones ya habían sido consideradas en el denominado Proyecto Siete Regiones, que buscaba licitar nuevas concesiones de distribución fuera de Lima e Ica. Sin embargo, los procesos de adjudicación fueron declarados desiertos en dos oportunidades, pese a que habían pasado más de cinco años desde que el proyecto fuera concebido hasta llegar finalmente a la etapa de licitación. La principal razón fue la falta de interés de los postores, que evaluaban como poco rentable invertir en zonas con baja densidad poblacional, demanda incierta y un poder adquisitivo limitado para sostener el crecimiento de conexiones.

El esquema de suministro planteado sigue el modelo de transporte virtual que ya opera en otras concesiones del país: el gas se licúa en planta, se traslada en cisternas criogénicas y se regasifica en plantas satélite (PSR) instaladas en las ciudades de destino, desde donde se alimentan las redes locales de distribución. Este mecanismo permite llevar el gas a regiones alejadas sin necesidad de grandes ductos. No obstante, dos casos se diferencian. En Ayacucho, la existencia del gasoducto troncal de Transportadora de Gas del Perú (TGP) facilitaría una conexión directa a la red nacional. En Ucayali, en cambio, la propuesta considera aprovechar la cercanía del lote de Aguaytía como punto de suministro, aunque este recurso hoy está destinado principalmente a la generación eléctrica y no al consumo residencial o industrial.



Cálidda deberá afrontar el reto de implementar un sistema completo de transporte virtual y plantas de regasificación en las regiones, algo que hasta el momento no ha realizado. Esto implica desarrollar flotas de camiones cisterna criogénicos, estaciones de carga y plantas satélite capaces de asegurar un suministro continuo y seguro en zonas alejadas y de difícil acceso. A ello se suma la necesidad de compatibilizar su operación con ductos y pequeñas redes ya construidas o en proceso de construcción en algunas ciudades como Huancavelica, Cusco, Quillabamba y Puno con financiamiento del FISE, lo que plantea un desafío adicional de integración técnica y regulatoria.

De aprobarse la adenda, la principal implicancia sería la aplicación de una tarifa nivelada con la de Lima y Callao. Esto permitiría que hogares, comercios y pequeñas empresas accedan al gas natural a precios más competitivos frente a otros combustibles convencionales, como el GLP o el diésel. A diferencia de lo ocurrido en las concesiones del norte y del suroeste, donde el costo del transporte virtual encareció sustancialmente las tarifas y limitó el avance de las conexiones, en este caso el gran volumen de consumo de Lima funcionaría como ancla para mantener precios bajos y facilitar una expansión más rápida en las regiones del sur.

Inicialmente, se esperaba que la adenda fuera firmada en julio de 2025; sin embargo, el cambio de gestión presidencial ha retrasado el proceso. Pese a ello, el Ministerio de Energía y Minas confirmó que ya existe un preacuerdo con la empresa, por lo que se espera que la firma se concrete a finales de 2025.

"En julio alcanzamos un acuerdo con Cálidda para suministrar gas natural a más de 300 mil usuarios potenciales. Estamos concluyendo los estudios técnicos para suscribir la adenda en las próximas semanas".

Iris Cárdenas, viceministra de Hidrocarburos (septiembre de 2025)



06

TGP Extensión Sur

En marzo de 2024, Transportadora de Gas del Perú (TGP) presentó oficialmente al Ministerio de Energía y Minas una propuesta para extender, por la costa, su sistema de transporte desde Humay (Pisco) hasta el Nodo Energético del Sur. La inversión estimada asciende a US$ 2.000 millones, y la empresa planteó que el proyecto se viabilice a cambio de una extensión de la vigencia de su contrato de concesión por 10 años adicionales. El objetivo central es que esa "reserva fría" –alrededor de 1,4 GW de potencia efectiva instalada en Ilo y Mollendo– pueda despachar con gas natural en lugar de diésel cuando el sistema lo requiera.

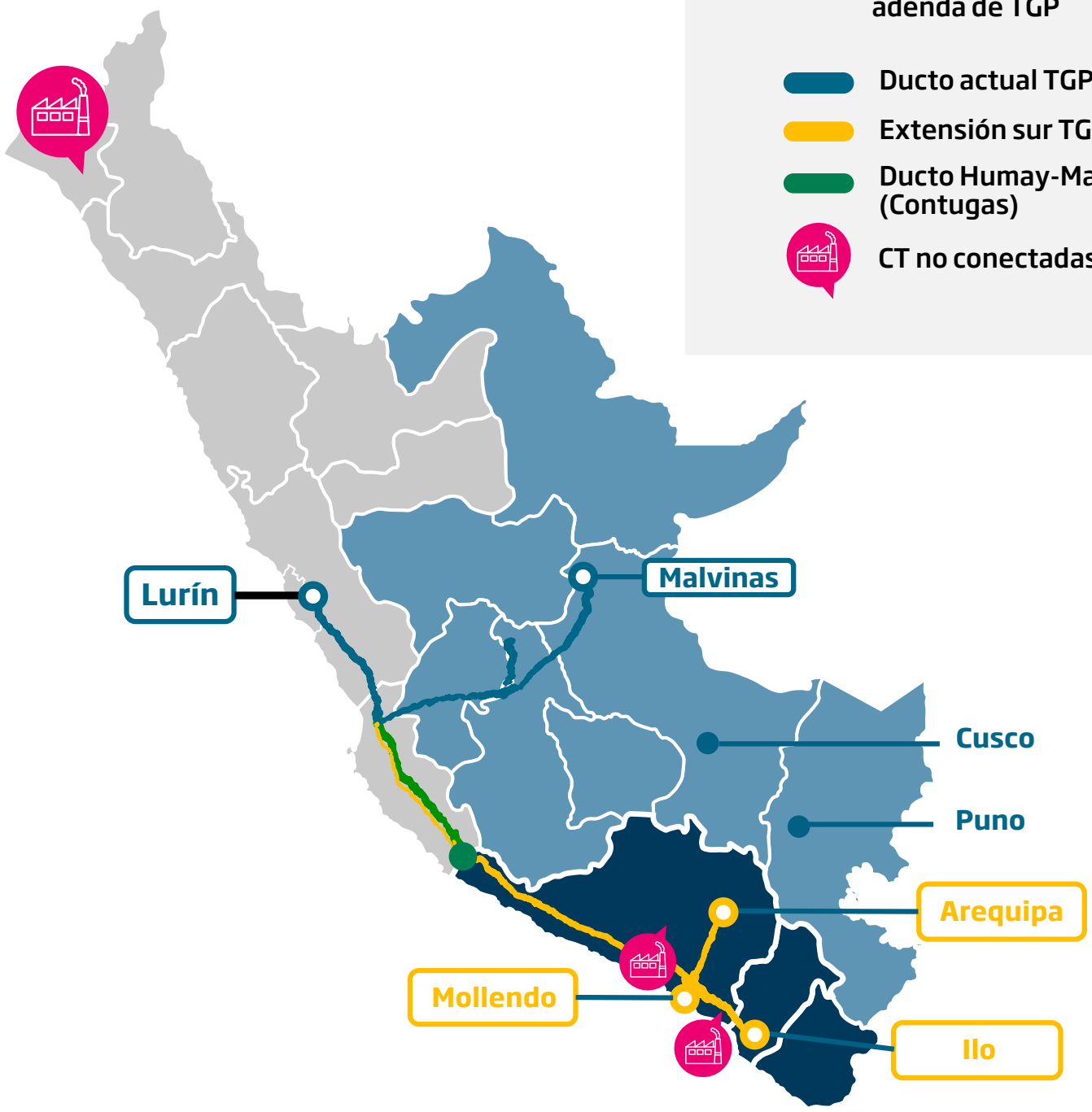
La reserva fría son centrales térmicas que se mantienen en condición de espera para responder a emergencias o picos de demanda. Hoy, cuando entran en operación, lo hacen principalmente a diésel, una alternativa significativamente más cara. Durante el Fenómeno de El Niño de 2023, por ejemplo, la sequía en el sur redujo drásticamente la generación hidroeléctrica y obligó a encender estas plantas a diésel, lo que disparó el precio spot de la electricidad. Con el nuevo ramal costero, el nodo podría cubrir esas emergencias con gas, y reducir tanto los costos como la volatilidad del mercado eléctrico.

Además, el ducto llevaría gas directamente a la ciudad de Arequipa, lo que abarataría considerablemente los costos de la Concesión Suroeste y permitiría ofrecer precios mucho más competitivos. Actualmente, el precio del gas en esa concesión es el más alto del país: la tarifa industrial llega a ser hasta tres veces mayor que la de Lima, lo que ha frenado el ritmo de conexiones y limitado la competitividad de la región.

La propuesta de TGP se presenta en un contexto marcado por los intentos fallidos de dotar al sur de un gasoducto de gran escala. El Gasoducto Sur Peruano, adjudicado en 2014, fue paralizado en 2017 tras el escándalo de corrupción de Odebrecht, y dejó inconcluso el proyecto que debía conectar Camisea con las regiones del sur andino, que generó altas expectativas en torno a la masificación. Como alternativa, el Gobierno diseñó luego el Sistema Integrado de Transporte de Gas (Sitgas), que buscaba relanzar el proyecto con algunas modificaciones menores, pero nunca pasó de la fase de estudios preliminares y anuncios oficiales.

En este escenario, la iniciativa de TGP surge como una opción más acotada y con una ejecución más rápida, al concentrarse en un ramal costero hacia el nodo energético y Arequipa. La geografía de la costa es menos compleja que la de la sierra, lo que abarata significativamente los costos de construcción: la obra se estima en menos de la mitad de lo que hubieran requerido el GSP o el Sitgas. A ello se suma que la propuesta plantea una inversión netamente privada, a diferencia de los proyectos anteriores, concebidos como esquemas cofinanciados con un alto componente de recursos públicos.

El principal desafío de la propuesta está en el plano social, especialmente en Cusco, la región en donde se produce 95 % del gas natural del país. La población local ha expresado su inconformidad con un esquema que no incluye que el gas llegue por ducto a Cusco, pese a ser el punto de origen de la producción nacional. Sin embargo, con el proyecto de Cálidda, Cusco sería abastecido por transporte virtual –camiones cisterna que llevan gas licuado a plantas satélite de regasificación–, lo que garantiza precios competitivos. Además, el Gobierno ha encargado a ProInversión trabajar estudios técnicos para un gasoducto más pequeño que conecte directamente Camisea con Cusco, como complemento a la propuesta de TGP.



FUENTE: Cálidda, TGP, Promigas

"Desde el Gobierno regional le hemos dicho [a TGP] que somos, no solamente sus socios estratégicos, sino que somos los más interesados para que este proyecto se haga realidad".

Rohel Sánchez, Gobernador Regional de Arequipa (noviembre de 2024)

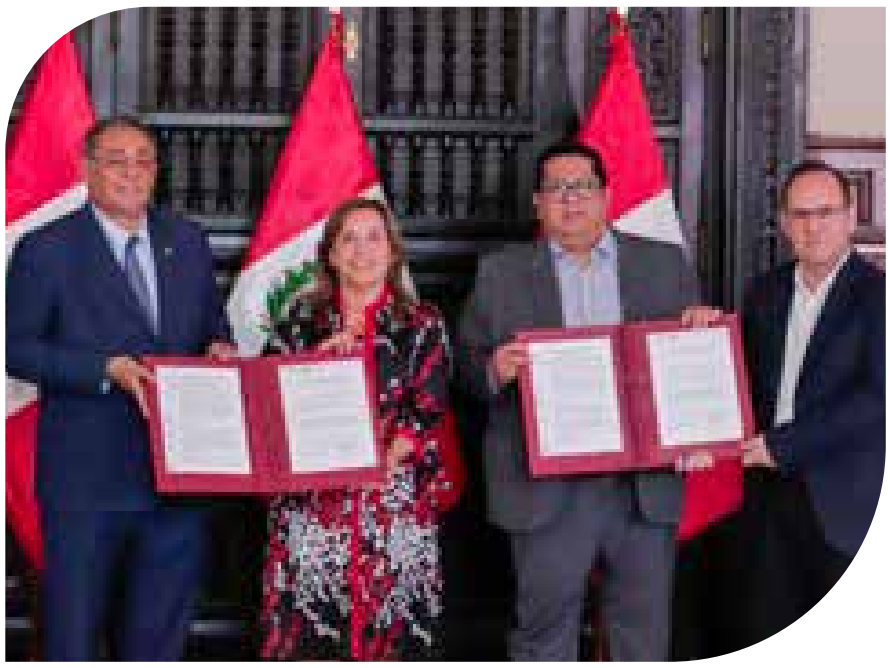
06

Nueva licitación de la Concesión Suroeste (Arequipa, Moquegua y Tacna)

En paralelo a la propuesta de TGP, otro frente clave para la masificación en el sur es la nueva licitación de la Concesión Suroeste, actualmente operada por Petroperú. La firma de la adenda de TGP permitiría que este proceso pueda ser viable, al habilitar un abastecimiento por red, que reduciría costos y mejoraría la competitividad de la región. Sin este componente, la concesión tendría que seguir dependiendo del transporte virtual, esquema que hasta ahora ha limitado el crecimiento.

La historia de esta concesión está marcada por retrocesos. Tras adjudicarse la operación en 2013, Naturgy se comprometió a desarrollar redes y conectar a miles de usuarios en Arequipa, Moquegua y Tacna. Sin embargo, la paralización del Gasoducto Sur Peruano –que era la infraestructura prevista para viabilizar el suministro– cambió las condiciones iniciales del negocio. A ello se sumó la competencia de pequeños distribuidores de gas natural comprimido (GNC), que abastecían a precios más bajos en segmentos puntuales, y finalmente la pandemia, que redujo aún más la demanda esperada. En conjunto, estos factores hicieron inviable la operación y llevaron a la empresa a renunciar a la concesión en 2020. Desde entonces, la operación quedó en manos de Petroperú bajo un régimen transitorio, pero la empresa estatal tampoco ha logrado avances significativos, y se ha limitado a mantener la infraestructura existente sin expandir la cobertura.

Desde 2023, ProInversión tiene a su cargo el proceso de una nueva licitación y busca atraer a un nuevo operador privado que pueda retomar la masificación en Arequipa, Moquegua y Tacna. Se espera que las bases definitivas se publiquen en 2025, con miras a adjudicar la concesión en 2026. En este contexto, la firma de la adenda de TGP será determinante para asegurar la viabilidad económica del proyecto, ya que permitiría tarifas mucho más competitivas que las actuales y daría al nuevo concesionario condiciones reales para acelerar el crecimiento de conexiones en la zona.



Óscar Vera, exministro de Energía y Minas; Dina Boluarte, expresidenta del Perú; Álex Contreras, exministro de Economía y Finanzas; y José Salardi, exdirector ejecutivo de ProInversión, durante la firma del acuerdo para la nueva licitación de la concesión suroeste.

"La masificación del gas de Camisea es un paso importante que va a permitir llevar el gas a más familias, tomando como base el aporte de la inversión privada. La meta es todo el sur. Arequipa, Moquegua y Tacna son el inicio de una estrategia más amplia que le va a cambiar el rostro al país".

Álex Contreras, exministro de Economía y Finanzas (noviembre de 2023)

06

Gasoducto Cusco-Camisea

El cuarto proyecto en agenda es el ducto Camisea-Cusco, para el cual el Ministerio de Energía y Minas suscribió en abril de 2025 un convenio con ProInversión a fin de elaborar los estudios de preinversión. El acuerdo contempla el desarrollo de dos proyectos estratégicos: un gasoducto de 315 km que conectaría tres ciudades cusqueñas con la red nacional, con una inversión estimada en US$ 1.000 millones, y una planta de producción de GLP valorizada en US$ 750 millones.

Los altos costos estimados del gasoducto se deben a la compleja geografía que debe atravesar para llegar a Cusco. El proyecto requeriría de fondos estatales para ser viable, aunque mantendría un esquema de asociación público-privada. Además, se enfrentaría a desafíos arqueológicos y sociales adicionales: Cusco es una ciudad con alto valor patrimonial, rodeada de restos incas y áreas de protección cultural, lo que convierte cualquier intervención en un proceso lento, costoso y sujeto a múltiples permisos.

En este contexto, el convenio con ProInversión representa un primer paso institucional hacia la viabilidad técnica del ducto. Mientras tanto, los cusqueños serían abastecidos por transporte virtual a precios competitivos, si es que la propuesta de Cálidda se viabiliza.



Jorge Luis Montero, exministro de Energía y Minas; Dina Boluarte, expresidenta del Perú; y José Salardi, exministro de Economía y Finanzas, durante la firma del acuerdo para la elaboración de los estudios de preinversión del ducto Camisea-Cusco.



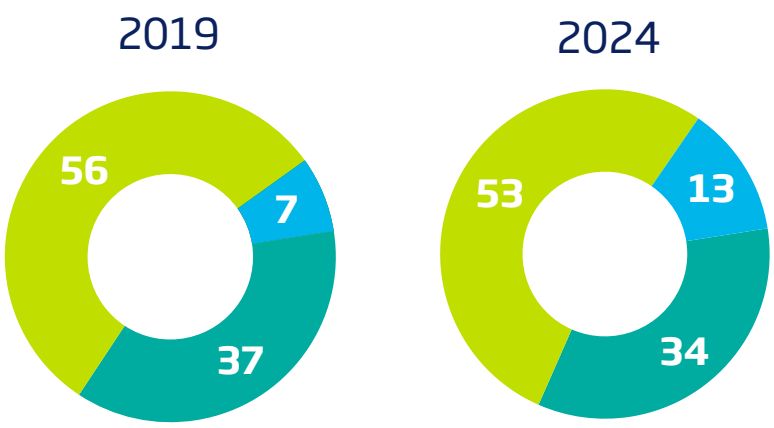
6.2 La importancia del gas natural en la transición energética peruana

En los últimos años, el Perú ha experimentado un avance notable en la participación de las energías renovables dentro de su matriz eléctrica. La generación solar y eólica ha casi duplicado su participación en la capacidad instalada en apenas cinco años, en línea con una tendencia global hacia la descarbonización y la expansión de las energías limpias. Este proceso ha sido impulsado por el avance de la tecnología, que ha permitido reducir sustancialmente los costos de implementación de este tipo de centrales, plazos de construcción cortos -entre uno y dos años- y un carácter modular, que facilita la ejecución gradual de proyectos de distintos tamaños. A ello se suma el compromiso creciente de las empresas, especialmente de las mineras, por reducir su huella ambiental y asegurar el abastecimiento de energía limpia para sus operaciones, lo que ha convertido a las renovables en un componente clave del nuevo modelo energético peruano.

El rápido crecimiento de estas tecnologías, sin embargo, ha traído nuevos desafíos operativos. Las centrales eólicas y solares presentan una característica intrínseca: su intermitencia. Esto significa que no generan electricidad de manera continua, sino solo cuando hay viento o radiación solar. En el Perú, el factor de planta -es decir, el porcentaje de tiempo en el que una central genera energía respecto a su capacidad total- alcanza en promedio cerca de 55 % para las eólicas y apenas 35 % para las solares, frente a más de 80 % de las termoeléctricas. Esto implica que, aunque su aporte a la capacidad instalada sea creciente, su contribución efectiva a la generación es sustancialmente menor. En 2024, las energías RER representaron 13 % de la capacidad instalada, pero solo 9 % de la electricidad efectivamente producida. Si bien estas centrales tienen costos marginales bajos y, por tanto, suelen despachar con prioridad cuando están disponibles, su variabilidad natural limita su capacidad de aportar energía firme y obliga al sistema a contar con que garanticen la continuidad del suministro.

Capacidad instalada según tecnología[1]

% del total de generación

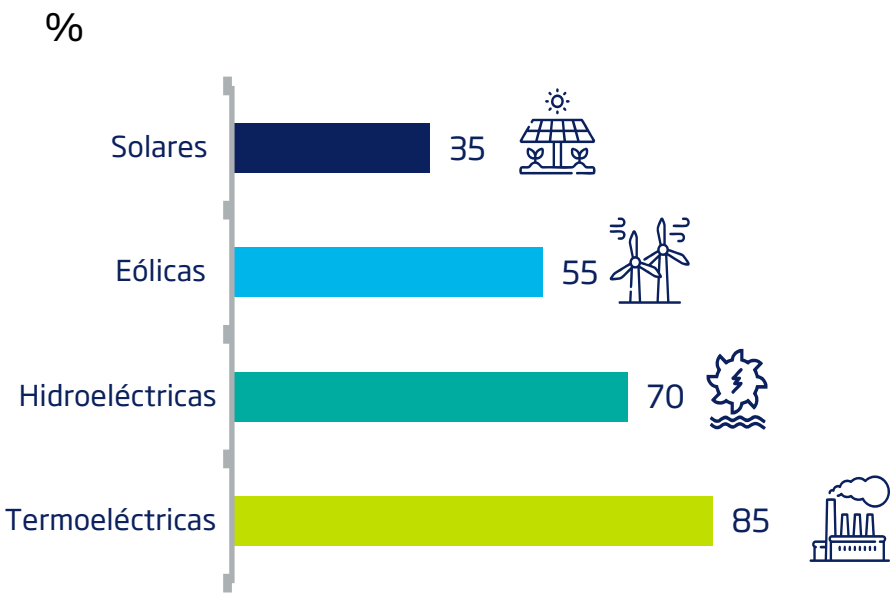


[1] Recursos Energéticos Renovables (RER): Centrales eólicas, solares, hidroeléctricas (con una capacidad instalada igual o menor a 20 MW) y de biomasa.

Fuente: COES

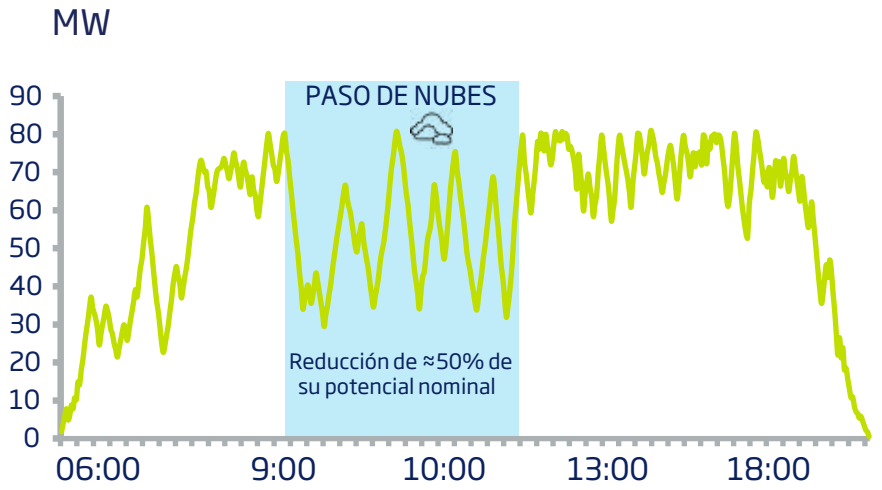


Factores de planta de centrales de generación eléctrica



Fuente: COES

Intermitencia RER: potencia generada por una C. solar[1]



[1] Considera la potencia generada por la C.S.F. Matarani (80 MW) el 9 de febrero de 2025.

Fuente: COES, APOYO Consultoría

Ante estas limitaciones, la generación térmica a gas natural se convierte en el pilar que sostiene la estabilidad del sistema eléctrico peruano. A diferencia de las renovables o las hidroeléctricas, las centrales térmicas pueden regular su producción en cuestión de minutos, encendiéndose o apagándose según las necesidades del sistema. Esta flexibilidad operativa permite compensar las variaciones en la generación de las otras fuentes y responder de inmediato a los cambios en la demanda, asegurando un suministro continuo y estable.

Un cambio muy relevante en el marco de la transición energética es la Ley 32249, promulgada en enero de 2025, que modifica el proceso de licitaciones de energía eléctrica para el suministro de los usuarios regulados. La norma introduce ajustes en los procedimientos de contratación de las empresas distribuidoras regionales, que ahora deberán elaborar planes de licitación de largo plazo y podrán contratar potencia y energía de forma diferenciada y por bloques horarios, dejando la definición de los detalles y condiciones específicas a la reglamentación pendiente. El objetivo declarado de la ley es fomentar la competencia y acelerar la incorporación de energías renovables y tecnologías de almacenamiento, para contribuir a una matriz más diversificada y resiliente. Sin embargo, su implementación requerirá una evaluación cuidadosa del impacto que estos cambios pueden tener sobre las tarifas del mercado regulado y libre, así como sobre el equilibrio entre las diferentes fuentes de generación.

Un primer proyecto de reglamento fue publicado por Osinergmin en abril de 2025, y en él se elimina la posibilidad de ofertas bajo el esquema full-requirement –que integran potencia y energía a lo largo del día–. En la práctica, esta limitación podría reducir la participación de las generadoras térmicas en el mercado diurno, y disminuir su demanda de gas natural, mientras que una mayor concentración de su oferta en las horas nocturnas podría incrementar los precios promedio de la electricidad. El proyecto recibió numerosas observaciones del sector privado y de los principales agentes del mercado, que advirtieron sobre el riesgo de introducir rigideces que afecten la competencia y encarezcan el suministro eléctrico. Hasta noviembre de 2025, la propuesta no ha vuelto a ser publicada, lo que ha dejado abierta la discusión sobre el diseño final del reglamento y su impacto en la competitividad del sistema.

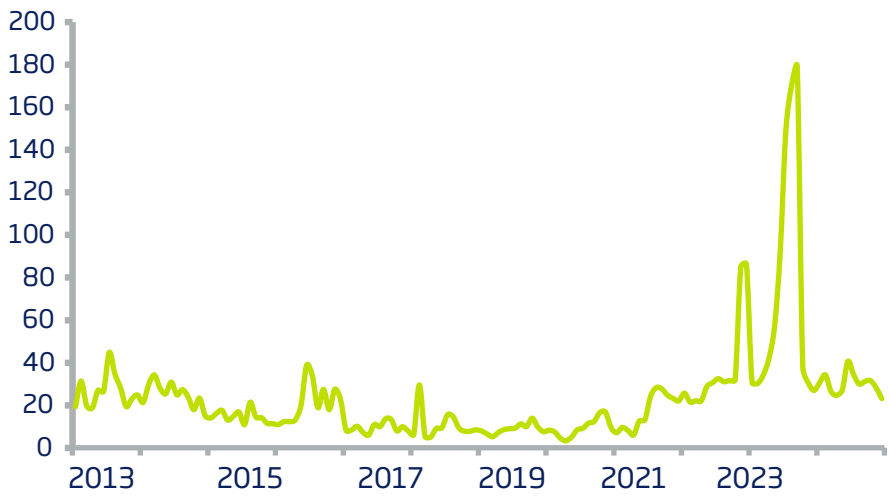
Estos cambios normativos reflejan el desafío central de la transición energética: avanzar hacia una matriz más limpia sin comprometer la seguridad, continuidad y eficiencia del suministro. Las reformas que buscan impulsar una mayor participación de energías renovables deben ir acompañadas de una planificación que preserve la capacidad de respaldo del sistema y garantice precios competitivos, más aún a puertas de un nuevo ciclo de inversión minera, con proyectos como Tía María y Zafranal, por iniciar construcción. Para enfrentar este incremento de demanda será muy importante conectar nuevas reservas frías –centrales termoeléctricas de emergencia– al sistema de transporte por ductos, de modo que, en situaciones de emergencia, estas plantas no tengan que ser activadas con diésel, lo que encarecería sustancialmente los costos.

Esta necesidad quedó claramente evidenciada durante el episodio del Fenómeno de El Niño 2023-2024, que puso a prueba la resiliencia del sistema eléctrico peruano. La reducción de lluvias en la sierra central y sur provocó una caída significativa en los niveles de los embalses, lo que afectó la generación hidroeléctrica, que históricamente ha sido la principal fuente de energía del país. En ese contexto, el gas natural demostró su papel estratégico como respaldo indispensable: permitió compensar parte de la menor producción hidroeléctrica y garantizar el suministro continuo a los hogares, comercios e industrias. No obstante, la capacidad térmica conectada al gas no fue suficiente para cubrir toda la demanda, lo que obligó a utilizar diésel en varias centrales, y a generar incrementos significativos en las tarifas eléctricas. Este episodio reforzó la urgencia de conectar el nodo energético de Ilo y Mollendo con los ductos de transporte de Camisea, parte del proyecto TGP Extensión Sur, para asegurar el abastecimiento de gas a las centrales del sur y reducir la dependencia del diésel en futuros escenarios climáticos adversos.

Además de su papel estratégico en la estabilidad del sistema, el gas natural ofrece beneficios ambientales significativos frente a otros combustibles fósiles. Su uso en la generación eléctrica produce hasta 25 % menos emisiones de dióxido de carbono que el diésel y cerca de 40 % menos que el carbón, además de emitir cantidades

Precio Spot de la electricidad

US$ por MWh



Fuente: COES

mucho menores de material particulado, óxidos de azufre y nitrógeno, principales causantes de la contaminación local. Estas ventajas lo convierten en el combustible de transición más eficiente para acompañar el crecimiento de las energías renovables y avanzar hacia una matriz más limpia. Al reemplazar progresivamente los combustibles líquidos en generación, transporte e industria, el gas natural permite reducir la huella ambiental del país sin comprometer la seguridad energética ni la competitividad de las empresas. Su expansión responsable, junto a una planificación integral de largo plazo, será clave para que el Perú continúe avanzando en su camino hacia la descarbonización y garantice, al mismo tiempo, un suministro confiable y accesible a todos los usuarios.

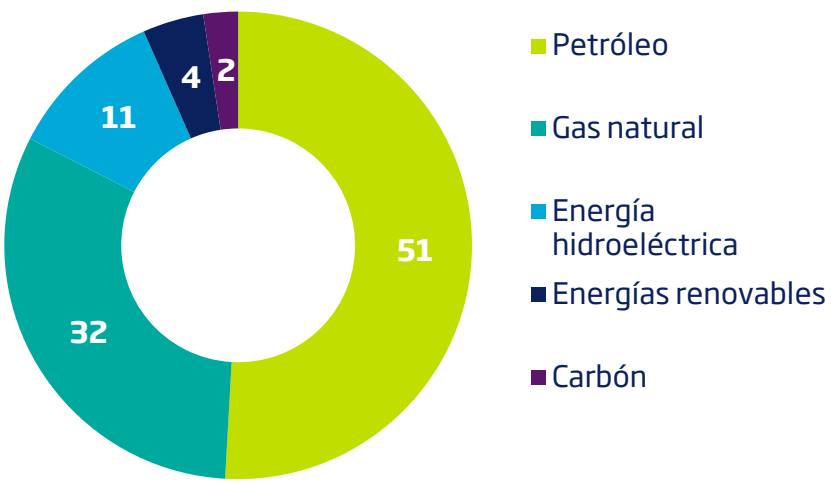


6.3 Retos regulatorios para viabilizar inversiones en el sector hidrocarburos

En el corto y mediano plazo, la seguridad del suministro energético en Perú continuará dependiendo de los hidrocarburos, incluso mientras la transición hacia fuentes renovables avanza con rapidez. Esto se explica porque el punto de partida –la actual matriz energética– sigue siendo altamente dependiente de combustibles: en 2024, el petróleo y el gas natural representaron 83 % del consumo final de energía.

2024: Consumo final de energía según fuente

% del total

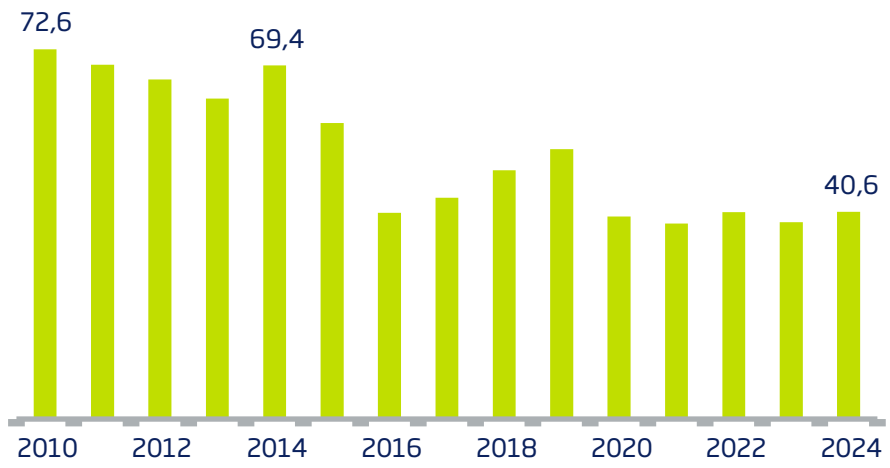


Fuente: COES, empresas del sector, Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025, Osinergmin, APOYO Consultoría

Debido a esta situación, resulta fundamental continuar impulsando inversiones que permitan incrementar la producción local de combustibles, con el fin de reducir los costos energéticos. La situación actual es particularmente crítica. En el caso del petróleo, históricos debido a problemas de gestión y a un marco regulatorio desactualizado, factores que han limitado tanto el desarrollo de nuevos yacimientos como el sostenimiento de la producción en los lotes operativos. En cuanto al gas natural, la producción enfrenta un desafío distinto: la falta de infraestructura que permita dinamizar la demanda y aprovechar plenamente los volúmenes disponibles en los lotes existentes. Esto se refleja en el nivel de reinyección de gas natural en los pozos de Camisea, que en 2024 alcanzaron poco más de 20 % del gas natural extraído.

Producción de petróleo

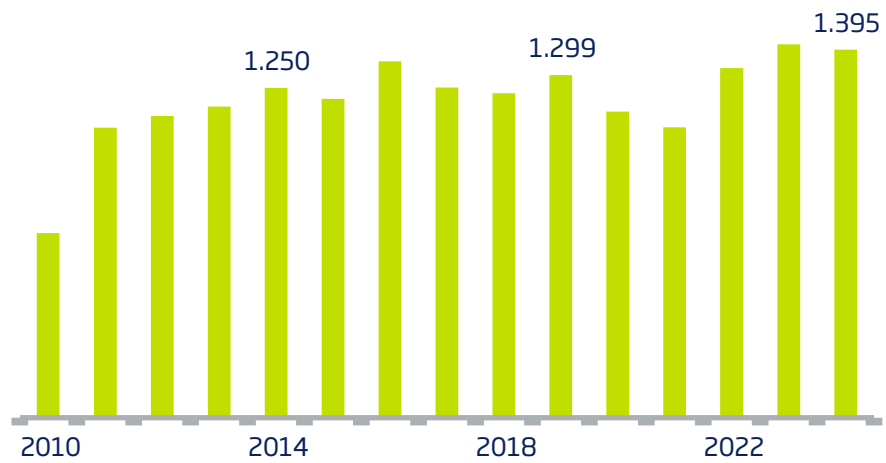
Miles de barriles por día



Fuente: Perúpetro

Producción de gas natural

Millones de pies cúbicos diarios



Fuente: Perúpetro

Al ser la energía un costo trasversal, una mayor extracción de hidrocarburos fortalece la competitividad de las industrias nacionales y contribuye a reducir el gasto energético de los hogares. Además, incrementar la producción resulta clave para las finanzas públicas, dado su impacto en la recaudación de impuestos y regalías. Solo el proyecto Camisea, por ejemplo, ha transferido al Estado más de US$ 9.500 millones desde su inicio en 2004, recursos que han financiado infraestructura, salud y educación en Cusco y otras regiones del país. En un contexto de baja presión fiscal –debido a los altos niveles de informalidad–, mantener y ampliar esta fuente de ingresos es esencial para sostener la inversión pública y cerrar brechas sociales.

A partir de este panorama, el diagnóstico que sigue presenta una revisión de las principales normas y regulaciones que inciden en la atracción de capitales hacia el sector. En primer lugar, se analiza la Ley Orgánica de Hidrocarburos, dada su influencia directa sobre las inversiones en el segmento upstream (exploración y explotación). Luego, se abordan los principales desafíos vinculados a la distribución del gas natural por ductos, considerado el eslabón más crítico del segmento downstream y uno de los principales factores que limitan el desarrollo de la industria.

Upstream: la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)

La regulación central del segmento upstream en el Perú está contenida en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), aprobada en 1993 con el objetivo de normar las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas natural, además de establecer principios generales sobre otras fases de la cadena. Desde su promulgación, ha tenido algunas modificaciones relevantes: en 1996 y 1997 con la creación y fortalecimiento del organismo supervisor (hoy Osinergmin), en 2000 con la Ley de Actualización de Hidrocarburos y en 2004 con la Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural, lo que derivó en la publicación de un Texto Único Ordenado en 2005. Su importancia radica en que establece las reglas bajo las cuales el Estado, a través de Perúpetro, otorga contratos de licencia o de servicios a los privados para la explotación de recursos del subsuelo, y define los derechos, obligaciones y contraprestaciones que condicionan directamente el nivel de inversión en el sector.

A pesar de estos cambios, la Ley Orgánica de Hidrocarburos no ha sido objeto de una reforma integral en más de dos décadas. En los últimos años, solo se han introducido ajustes puntuales, como las modificaciones de 2021-2022 orientadas a precisar aspectos contractuales y técnicos, pero sin alteraciones de fondo en el régimen. Durante este tiempo, el entorno del mercado ha cambiado de manera sustancial: la producción petrolera se sostiene sobre campos maduros en declinación, los plazos y costos de los proyectos se han incrementado por mayores exigencias socioambientales, y la competencia internacional por atraer capital se ha intensificado. El resultado ha sido un retroceso severo en la actividad exploratoria y de producción: actualmente existen apenas cinco contratos de exploración vigentes, frente a los 68 registrados en 2009; en los últimos cinco años se han perforado solo cuatro pozos exploratorios; lotes estratégicos como el 192 permanecen paralizados; y otros, como el Z-69 –hoy en manos de Petroperú–, muestran una producción en declinación por falta de inversión.



CONTRATOS VIGENTES POR TIPO Y UBICACIÓN

Número de contratos

FASE	UBICACIÓN	2009	2019	2024
Exploración	Noroeste	8	4	1
	Selva Central	10	1	1
	Selva Norte	29	2	0
	Selva Sur	5	1	0
	Sierra	5	0	0
	Zócalo	11	5	3
	Total	**68**	**13**	**5**
Explotación	Noroeste	11	11	12
	Selva Central	2	2	2
	Selva Norte	3	6	6
	Selva Sur	2	4	4
	Zócalo	1	3	3
	Total	**19**	**26**	**27**

Fuente: Perúpetro

En contraste, países de la región han modernizado su normativa con resultados positivos. México, a partir de la reforma energética de 2013, abrió su sector a la competencia mediante rondas de licitación que atrajeron nuevas inversiones privadas y asociaciones con Pemex, su petrolera estatal. Colombia, en 2017, implementó un sistema de asignación permanente de áreas que dio mayor flexibilidad a los inversionistas y permitió mantener el interés exploratorio incluso en contextos de precios bajos. Estos casos muestran cómo un marco legal actualizado puede incentivar la exploración, mejorar la producción y reforzar la competitividad del sector frente a un entorno internacional cada vez más exigente.

El análisis de los espacios de mejora para la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) no pretende cubrir todos los ajustes posibles, sino enfocarse en aquellos aspectos que hoy resultan más urgentes para reactivar la inversión. Identificar áreas concretas de ajuste permitirá orientar el debate hacia medidas con capacidad de generar un impacto tangible en el corto y mediano plazo.

En ese sentido, se han identificado tres ejes críticos que concentran las principales limitaciones del marco actual:

Promoción de inversiones y rol de Perúpetro

Actualización de los esquemas contractuales vigentes

Simplificación de trámites y resolución de disputas



06

Promoción de inversiones y rol de Perúpetro

Un primer eje crítico del marco regulatorio es el rol limitado que actualmente desempeña Perúpetro en la promoción de inversiones. La LOH lo concibe principalmente como administrador de contratos, cuando en la práctica debería ser también un actor central en la generación de condiciones para atraer capital. En la región, las agencias homólogas han asumido un papel mucho más activo en la promoción, mediante rondas periódicas de licitación, difusión de información de base y diseño de esquemas contractuales más competitivos. En contraste, en el Perú, Perúpetro carece de un mandato legal claro para liderar este proceso, lo que ha reducido su capacidad de posicionar al país frente a competidores como Colombia, Brasil o México.

En materia de información, si bien Perúpetro administra un Banco de Datos con registros geológicos y sísmicos, este es percibido más como un repositorio que como una herramienta estratégica de promoción. Lo que falta es que la propia entidad produzca y estandarice información previa –geológica, técnica y también socioambiental– de las áreas que serán ofertadas. En la práctica, la ausencia de estudios de base elaborados por el Estado encarece la exploración y hace que los inversionistas deban asumir altos costos de entrada y largos plazos de due diligence. Esto ha sido identificado como una de las razones por las cuales lotes en Perú reciben poco interés, mientras que en otros países la autoridad ofrece paquetes de información que reducen la incertidumbre y permiten comparar oportunidades de manera más directa.

Actualización de los esquemas contractuales vigentes

El marco contractual definido por la LOH es otro de los principales factores que limitan la inversión en exploración y producción. Actualmente, solo se reconocen dos tipos de contrato: Licencia, donde el contratista adquiere la propiedad del hidrocarburo extraído y paga regalías al Estado; y Servicios, en el que el hidrocarburo sigue siendo del Estado y el contratista recibe una retribución fija. Estos esquemas resultan insuficientes para la diversidad de proyectos que potencialmente podrían darse en el país.

En otros países se utilizan modalidades alternativas que podrían evaluarse para el caso peruano, como los contratos de participación en la producción, que dividen el hidrocarburo extraído entre Estado y contratista en proporciones previamente acordadas, o los contratos de riesgo con recuperación de costos, donde el contratista asume los gastos de exploración y, en caso de éxito, los recupera junto con una retribución ligada al volumen producido. Estos instrumentos podrían permitir una mejor distribución del riesgo según la geología y la madurez de cada campo, algo que a 2025 no es posible en el Perú.

Otro aspecto que requiere mejora es la ausencia de contratos modelo. Actualmente, cada contrato se negocia desde cero, lo que implica altos costos de transacción, mayor discrecionalidad y menor transparencia. Un marco moderno debería incorporar contratos tipo, con cláusulas comunes –como garantías, disposiciones anticorrupción, mecanismos de resolución de disputas y manejo de información– previamente definidas y validadas por el Minem y el MEF. Esto no significa eliminar la flexibilidad: los contratos deberían mantener márgenes de ajuste en las variables económicas y técnicas para adaptarse a las particularidades de cada proyecto. Este esquema permitiría reducir la incertidumbre para los inversionistas, agilizar la firma de nuevos contratos y fortalecer la predictibilidad del marco regulatorio.

Los plazos contractuales también se han convertido en una limitación importante. Al 2025, la fase de exploración tiene un plazo de siete años, prorrogables por tres adicionales, mientras que la explotación puede extenderse hasta treinta años en petróleo y cuarenta en gas natural. En la práctica, los tiempos de exploración suelen superar lo previsto debido a los permisos socioambientales y a la complejidad logística, lo que obliga a renegociar plazos y retrasa la entrada en producción. Además, conforme los contratos de explotación se acercan a su vencimiento, muchos operadores reducen o cancelan inversiones acentuando la declinación productiva. Ampliar los plazos de manera uniforme y permitir prórrogas sujetas a compromisos de inversión y planes de desarrollo sería clave para dar horizonte de recuperación a los proyectos y evitar la paralización de lotes estratégicos.

Tratar este último punto también ayudaría a mitigar los efectos de las deficiencias observadas en los procesos de licitación de lotes cuyos contratos han vencido en los últimos años. La falta de planificación ha derivado en la firma de contratos de explotación temporales sin compromisos de inversión, lo que impacta directamente en la producción y en los ingresos fiscales. A ello se suma la presión política por involucrar a Petroperú en diversos procesos, factor que ha desincentivado la participación de empresas con mayor capacidad técnica y financiera. Como resultado, varias licitaciones han sido fallidas o se han ejecutado con retrasos: el caso más reciente es el del Lote Z-69, que culminó sin adjudicatarios, mientras que los lotes I y IV enfrentaron demoras significativas, y el contrato temporal del Lote 8 se firmó bajo condiciones que no garantizan inversiones de largo plazo. Flexibilizar los plazos contractuales y fortalecer la planificación permitiría reducir este tipo de riesgos y asegurar una mayor continuidad en la producción nacional.

Simplificación de trámites y manejo de conflictos

La tramitología en el sector hidrocarburos continúa siendo uno de los principales cuellos de botella que desincentivan la inversión. Los proyectos upstream enfrentan una larga lista de permisos y autorizaciones repartidos entre distintas entidades, que en muchos casos toman años en completarse. Aunque la certificación ambiental se canaliza a través de Senace, la ventanilla única sectorial de hidrocarburos aún no se ha implementado, por lo que los contratistas siguen lidiando con procesos dispersos y secuenciales que encarecen y retrasan el inicio de operaciones.

Los problemas no se limitan al plano administrativo. Las operaciones de hidrocarburos en el Perú se han visto reiteradamente interrumpidas por conflictos sociales que bloquean instalaciones, carreteras o accesos a lotes. Estos episodios, que en algunos casos se extienden durante meses, reflejan la ausencia de protocolos claros de coordinación entre el Gobierno central, las autoridades regionales y locales, y las fuerzas del orden. La incertidumbre sobre la capacidad del Estado para restablecer condiciones mínimas de operación genera demoras prolongadas y, en muchos casos, obliga a declarar fuerza mayor en los contratos.



Un ejemplo claro son los ataques recurrentes al Oleoducto Norperuano, infraestructura clave para el transporte de la producción de la selva norte. Desde 2014, el ducto ha sufrido decenas de cortes por actos vandálicos, provocando paralizaciones en lotes como el 8, el 95 y el 192, e incrementando significativamente los costos logísticos y ambientales. La falta de mecanismos efectivos para garantizar la seguridad de esta infraestructura crítica ha erosionado la confianza en la capacidad del país de sostener operaciones continuas en zonas con potencial productivo.

Downstream: Limitaciones para la distribución de gas natural por ductos

En el segmento de transporte y distribución de hidrocarburos, el marco regulatorio es más amplio y complejo, con una gran cantidad de leyes, normas y reglamentos que condicionan la actividad de manera distinta a cada combustible (petróleo, líquidos de gas natural y gas natural). Dada esta amplitud, el análisis en este segmento se centrará en la distribución concesionada de gas natural, debido a que está directamente vinculada con el avance de masificación, el eje central de este informe.

Se han identificado cinco de las problemáticas regulatorias más importantes que limitan el desempeño de las principales empresas distribuidoras de gas natural:

- La brecha tarifaria y el limitado proyecto de la tarifa nivelada
- Actualizaciones tarifarias que frenan la masificación
- Poca predictibilidad en los recursos del FISE
- Lentitud en la aprobación de permisos municipales
- Limitaciones técnicas en zonas de alta densidad poblacional



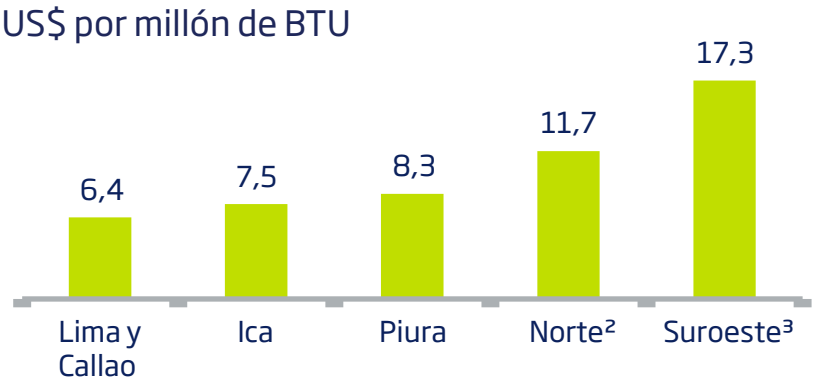
06

Las brechas tarifarias y la limitada aplicación de la tarifa nivelada

En 2024, los elevados niveles de las tarifas industriales en algunas concesiones se consolidaron como una de las principales barreras para la masificación del gas natural en regiones fuera de Lima y Callao. Mientras que en la capital la tarifa industrial fue de alrededor de US$ 6 por millón de BTU, en el norte llegó a casi US$ 12 y en el suroeste alcanzó US$ 17; es decir, entre 80 % y 170 % más caras que en Lima. Diferencias similares se observan en las tarifas residenciales y comerciales, que en provincias superan ampliamente los niveles de la capital. Estas brechas responden no solo a la dispersión geográfica de la demanda y la menor densidad poblacional en regiones, sino también a la ausencia de grandes consumidores ancla y de infraestructura de transporte por gasoductos, que obliga a recurrir al transporte virtual –más costoso y menos eficiente– para abastecer las concesiones del interior.

2024: Tarifa indulstrial por concesión[1]

US$ por millón de BTU



[1] Tarifa efectiva. Categoría tarifaria D-industrial para Lima y Callao, Ica, Suroeste. Para Norte se toma la tarifa VII.

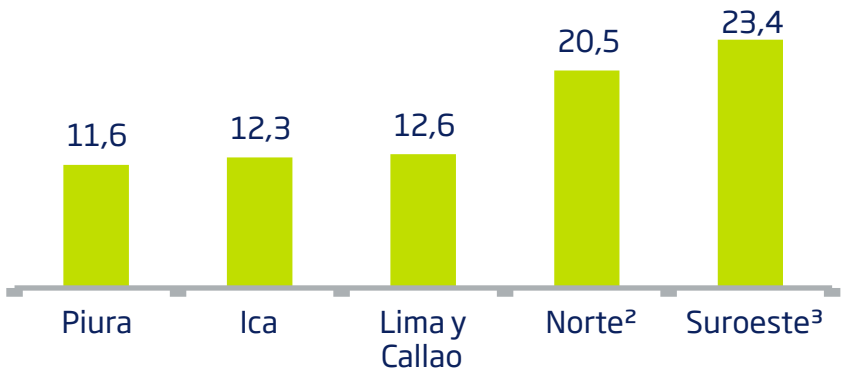
[2] Áncash, La Libertad, Lambayeque y Cajamarca.

[3] Arequipa, Moquegua y Tacna.

Fuente: Osinergmin, empresas del sector, APOYO Consultoría

2024: Tarifa residencial por concesión[1]

US$ por millón de BTU



[1] Tarifa efectiva. Categoría tarifaria D-industrial para Lima y Callao, Ica, Suroeste. Para Norte se toma la tarifa VII.

[2] Áncash, La Libertad, Lambayeque y Cajamarca.

[3] Arequipa, Moquegua y Tacna.

Fuente: Osinergmin, empresas del sector, APOYO Consultoría

Contar con tarifas competitivas para la industria es esencial, ya que son los usuarios de gran consumo (plantas industriales, centrales de generación) quienes, por volumen, generan los ingresos necesarios para financiar el tendido de redes hacia zonas residenciales y comerciales. Así, sin industrias conectadas que aseguren la recuperación de la inversión, se reducen significativamente los incentivos para expandir el servicio a hogares y pequeños negocios, precisamente los segmentos donde la masificación tiene mayor impacto económico y social. Por ello, la ausencia de una estructura tarifaria uniforme limita no solo la competitividad de las empresas regionales, sino también la posibilidad de extender el gas natural a las familias de menores recursos.

Para corregir esta situación, a fines de 2021 el Ejecutivo presentó al Congreso el Proyecto de Ley 679/2021, que proponía crear un mecanismo de compensación –la tarifa nivelada– para que hogares, pequeños comercios e industrias reguladas pagaran el mismo precio en cualquier concesión del país. Los beneficios esperados incluían ahorros inmediatos para las familias y comercios ya conectados, la viabilidad de extender las redes de distribución en las regiones, la mejora en la competitividad industrial y el desarrollo de nuevas concesiones en zonas aún no atendidas.

Sin embargo, durante el debate legislativo la propuesta fue modificada de forma sustancial. Inicialmente, se limitó la cobertura a hogares vulnerables y pequeñas empresas, sin definir un máximo de consumo, y posteriormente se estableció un tope de 50 mil metros cúbicos mensuales, todo lo cual restringe la flexibilidad para ajustar este criterio en el reglamento. Al observar estos cambios, el Ejecutivo advirtió que excluir a los usuarios de mayor consumo reducía drásticamente el impacto esperado.

La versión, finalmente aprobada en abril de 2025 (Ley 32315), mantuvo estas restricciones, que redujeron de manera significativa el alcance del mecanismo frente a la propuesta original. En la práctica, esto limita la expansión de la masificación del gas natural, ya que la sostenibilidad del sistema de distribución depende de la participación de grandes consumidores que actúan como "usuarios ancla". Son ellos quienes generan los ingresos necesarios para financiar la infraestructura, recuperar la inversión y reducir el costo marginal de conexión de hogares y comercios. Excluirlos de la tarifa nivelada restringe la entrada de nuevos consumidores industriales y, con ello, la posibilidad de apalancar mayores inversiones en los segmentos residenciales y comerciales.

El caso del proyecto Siete Regiones ilustra claramente este problema. Concebido como una Asociación Público-Privada cofinanciada para llevar el servicio a Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Cusco, Puno, Ucayali y Junín, su licitación fue declarada desierta en dos ocasiones (2020 y 2021) debido a que el esquema propuesto –que combinaba subsidios estatales con inversión privada– no resultó sostenible: la demanda proyectada era insuficiente para recuperar la inversión. Finalmente, el proyecto avanzará bajo un nuevo esquema, con Cálidda como concesionaria, mediante una adenda que amplía su operación a dichas regiones a cambio de diez años adicionales en su concesión de Lima y Callao. Estas regiones mantendrán la estructura tarifaria de la capital –el mercado con mayor consumo industrial y eléctrico del país– utilizando dicho volumen como ancla económica para hacer viable la expansión de redes en el resto del territorio.

Corregir las limitaciones actuales es indispensable para que la tarifa nivelada cumpla su objetivo de impulsar la masificación. La propuesta original planteaba criterios más amplios y sostenibles, y contaba con el consenso de las empresas distribuidoras, los gremios del sector y los especialistas del Gobierno. Ampliar su alcance permitiría incorporar usuarios de mayor consumo, generar la demanda necesaria para financiar la expansión de redes y reforzar la sostenibilidad del esquema. En paralelo, es necesario fortalecer su base financiera combinando los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético con mecanismos adicionales que aseguren estabilidad en el tiempo.

Lineamientos de actualizaciones tarifarias que no promueven la masificación

En la distribución concesionada de gas natural, las tarifas son determinadas por Osinergmin mediante procesos periódicos de revisión. El marco legal –la Ley 27133 y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N.° 040-2008-EM– establece que la estructura tarifaria debe promover la competitividad y garantizar el reconocimiento de las inversiones eficientes, de modo que el concesionario disponga de los recursos necesarios para cumplir con sus obligaciones legales y contractuales.

El componente más importante de este cálculo es el margen de distribución, que representa la remuneración que reciben las concesionarias por construir, operar y mantener las redes. Para fijarlo, Osinergmin aplica una metodología que considera las inversiones ejecutadas y aprobadas, los costos de operación y mantenimiento "eficientes" y una proyección de la demanda durante el periodo regulatorio. Si bien las empresas pueden presentar información y observaciones, la decisión final recae en el regulador, lo que le otorga un grado significativo de discrecionalidad en la actualización de las tarifas.



06

En los últimos años, distintos operadores del mercado eléctrico y de gas natural han señalado cierta rigidez en los criterios aplicados por Osinergmin en sus decisiones. En algunos procesos, se percibe que el regulador no siempre incorpora todos los elementos técnicos relevantes ni evalúa en detalle las consecuencias de sus decisiones sobre los objetivos de inclusión energética de mediano y largo plazo, priorizando la aplicación inmediata de tarifas artificialmente bajas que pueden comprometer la sostenibilidad financiera de las distintas industrias que regula.

Un ejemplo reciente fue la revisión tarifaria de la Concesión Norte, operada por Promigas a través de Gases del Pacífico. La tarifa propuesta por el concesionario fue de US$ 19.7 por MBTU que fue reducida arbitrariamente por Osinergmin a US$ 8,2 para el periodo 2025-2028. Promigas sostuvo que dicha tarifa no reconocía la totalidad de las inversiones ejecutadas y, tras presentar un recurso de reconsideración, el regulador ajustó muy ligeramente la tarifa a US$ 8.7 por MBTU, incluso por debajo de los US$ 12 por MBTU establecidos inicialmente por el contrato de concesión. Además, solo hubo un reconocimiento de US$ 187 millones en inversiones frente a US$ 340 millones que Gases del Pacífico demostró haber ejecutado.

Un caso similar se presentó en 2022 con la revisión tarifaria de Contugas, concesionaria del sistema de distribución en Ica. En ese proceso, Osinergmin tampoco reconoció parte de las inversiones ejecutadas, al considerar que ciertos tramos de la red y activos asociados estaban sobredimensionados respecto a la demanda efectivamente registrada. Contugas sostuvo que dicho enfoque no consideraba las condiciones bajo las cuales se tomaron las decisiones de inversión ni la naturaleza de largo plazo de la infraestructura, diseñada en función de escenarios de demanda establecidos en su contrato de concesión y validados por el propio regulador. La empresa argumentó que sus decisiones se ajustaron al principio de revisión prudente, según el cual las inversiones deben evaluarse conforme a la información disponible en el momento en que fueron realizadas.

Más allá de las diferencias puntuales, reducciones tarifarias de esta magnitud tienen implicancias relevantes. Si los ingresos proyectados resultan insuficientes para recuperar la inversión, el concesionario puede enfrentar serias dificultades para sostener la operación o incluso verse obligado a evaluar su permanencia en la concesión. El antecedente de la salida de Naturgy de la Concesión Suroeste en 2020, y el nulo avance observado en esa zona desde entonces, muestra lo complejo que resulta retomar el proceso de masificación una vez que un operador se retira. En ese sentido, las decisiones tarifarias no solo afectan a los usuarios en el corto plazo, sino que también condicionan la estabilidad de largo plazo del modelo concesionado y la posibilidad de expandir el servicio a más zonas y regiones.



En la práctica, el esquema actual no logra establecer incentivos reales para la eficiencia operativa y, por el contrario, termina desincentivando la inversión debido a los bajos retornos que genera. Estos casos ilustran cómo la aplicación estricta del concepto de eficiencia puede sobrepasar los límites de la imprevisibilidad y comprometer la viabilidad financiera de las concesiones, al no reconocer adecuadamente las inversiones que fueron razonables en su contexto original. Ningún país que haya logrado una expansión significativa del servicio de gas natural aplica un sistema de eficiencia extrema como el vigente en Perú. En los modelos regulatorios más exitosos –como los de España, Colombia o México– la eficiencia se entiende como un incentivo, no como una imposición: el regulador fija un marco de referencia razonable, pero deja espacio para que las empresas mejoren su productividad y obtengan retornos proporcionales a esos esfuerzos. Este margen es lo que estimula la innovación y la búsqueda de eficiencias reales, mientras que imponer una eficiencia teórica e inalcanzable termina reduciendo los incentivos para invertir.

Adicionalmente, las concesiones de distribución de gas natural son monopolios regulados en el uso de ductos, pero compiten directamente con combustibles sustitutos –como el GLP, el diésel o el gas natural comprimido transportado por vía virtual–, especialmente en el mercado industrial. Por ello, aplicar criterios excesivamente restrictivos en la fijación tarifaria puede limitar su capacidad de competir y expandirse. En países como España y Colombia las tarifas para usuarios industriales no son reguladas, precisamente para permitir mayor competencia y flexibilidad comercial, a diferencia de las tarifas residenciales y comerciales.

Cualquier revisión significativa del esquema tarifario debe abordarse como un proceso técnico y gradual, que permita un análisis integral del mercado y de la situación actual de las concesiones. Mientras tanto, se pueden introducir mejoras parciales en aspectos específicos que han generado controversia: definir con mayor precisión qué inversiones serán reconocidas, establecer criterios uniformes para calcular los costos de una empresa eficiente y clarificar los mecanismos de ajuste tarifario ante variaciones de demanda. Estas medidas contribuirían a reducir la incertidumbre regulatoria y fortalecer la confianza de los inversionistas, mientras se avanza hacia una modernización más completa del marco regulatorio relacionado con el establecimiento de tarifas.

Poca predictibilidad en los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

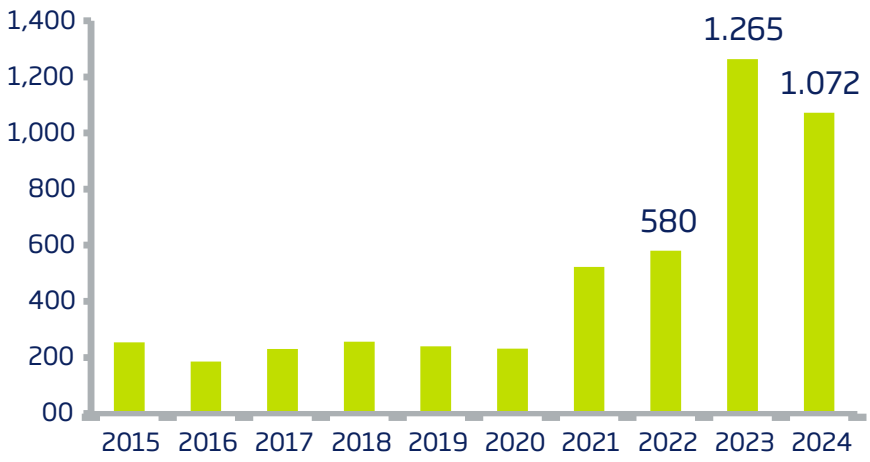
El FISE se ha consolidado como el principal mecanismo de inclusión energética en el país. A través de programas como Bonogas y Ahorro GNV, ha canalizado subsidios y financiamiento que han sido decisivos para ampliar la cobertura del gas natural y acelerar la migración hacia combustibles más limpios y baratos. Entre 2016 y 2024, Bonogas financió 1,6 millones de conexiones residenciales, dos tercios del total acumulado de la industria, y se convirtió en el principal motor de la masificación. En paralelo, Ahorro GNV permitió la conversión de 141 mil vehículos, lo que equivale a casi un tercio del parque vehicular a gas natural, con un fuerte impulso a partir de los bonos implementados desde 2021.



Estos avances, sin embargo, se han producido en un contexto de escasa predictibilidad en la asignación de los recursos. Dada la relevancia que ha ganado el FISE como motor de la masificación, cualquier desajuste en su manejo genera impactos inmediatos sobre el ritmo de expansión. La distribución de los montos de cada programa ha variado drásticamente año tras año desde su creación, lo que ha generado expectativas que luego no se cumplen, sin tener metas interanuales claras en cada segmento. En 2024, por ejemplo, las empresas instaladoras de gas protestaron frente al Ministerio de Energía y Minas exigiendo claridad sobre los pagos pendientes y reclamando la paralización de proyectos de conexión que ya tenían compromisos firmados. Estas tensiones muestran que el éxito del programa no ha estado acompañado de una gestión estable y previsible de los recursos.

Presupuesto del programa Bonogas

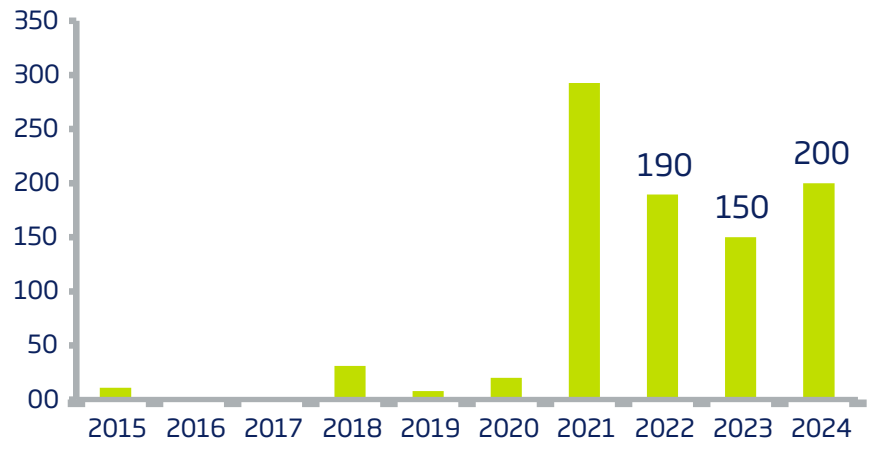
S/ Millones



Fuente: FISE

Presupuesto de otros programas de gas natural del FISE

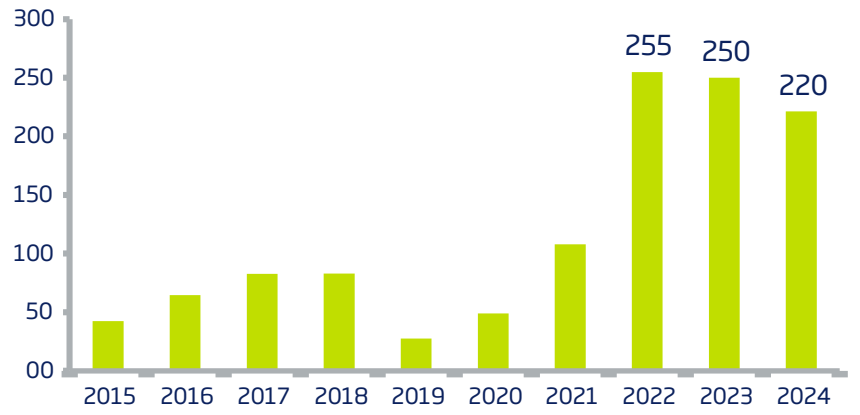
S/ Millones



Fuente: FISE

Presupuesto del programa ahorro GNV

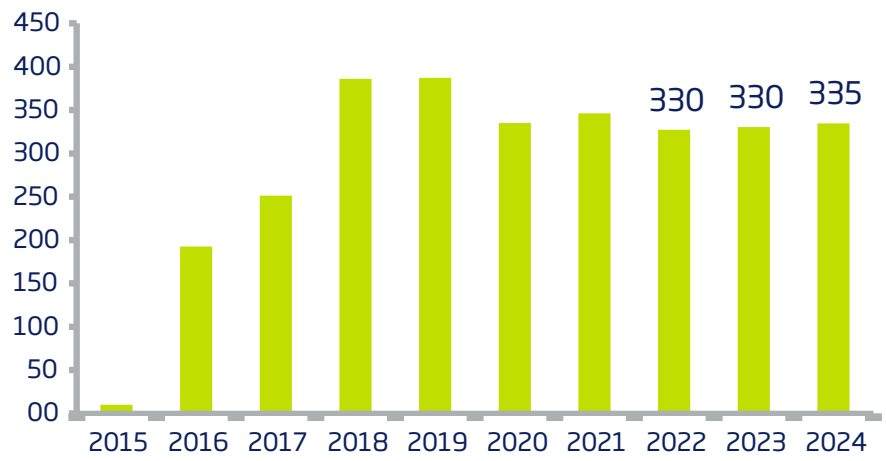
S/ Millones



Fuente: FISE

Presupuesto de programas de electricidad del FISE

S/ Millones



Fuente: FISE

Lejos de corregirse, en 2025 la incertidumbre aumentó: el Plan Anual de Promociones, que apenas se publicó en agosto, redujo la capacidad de ejecución de los programas en el año. Este nivel de retraso afecta la programación de inversiones y debilita la confianza de los actores involucrados. Dado que los ingresos del FISE son relativamente estables, existe un espacio claro para diseñar planes multianuales que aseguren un flujo constante de recursos y mantengan el ritmo de conexiones durante todo el año. Asimismo, si se quiere ampliar el alcance del fondo con nuevos subsidios, debería considerarse la incorporación de recursos adicionales en las fases iniciales, para evitar que programas aún inmaduros reciban montos que no pueden ejecutar de manera eficiente.

En paralelo, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) enfrenta un nuevo riesgo normativo importante. En septiembre de 2025, la Comisión de Energía y Minas del Congreso aprobó por insistencia el Proyecto de Ley 09268, que modifica los criterios de uso y focalización de los recursos del fondo. Este proyecto propone que los subsidios del FISE se destinen a los hogares registrados en el Sistema de Focalización de Hogares (SISFOH) como pobres o en pobreza extrema, reemplazando el enfoque de inclusión energética -orientado a ampliar el acceso a energía segura, limpia y económica- por un esquema centrado en la pobreza monetaria. La iniciativa había sido aprobada por mayoría en el Pleno del Congreso en abril de 2025 y observada por el Ejecutivo en mayo, principalmente por el impacto que tendría sobre la cobertura del fondo y la continuidad de los programas de masificación. Ahora, tras la insistencia en comisión, el dictamen deberá volver a ser votado en el Pleno para su eventual promulgación.

De ser aprobada, esta iniciativa podría afectar el ritmo de avance de la masificación del gas natural, considerando que el FISE financia alrededor de 85% de las nuevas conexiones residenciales y constituye la principal fuente de recursos para sostener el crecimiento del servicio en todo el país. Un informe técnico del Ministerio de Energía y Minas estimó que la medida podría afectar a más de cuatro millones de personas, además de anular programas clave vinculados a la masificación del gas natural, como los de conversión vehicular y expansión de redes, lo que limita la posibilidad de que nuevas familias y pequeñas empresas puedan acceder a este recurso. El Gobierno también advirtió que la propuesta contraviene los objetivos de la Política Energética Nacional 2010-2040, que prioriza el acceso universal a fuentes limpias y la diversificación de la matriz energética. Por otro lado, la Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH) también se mostró en contra, agregando que esta modificación profundizaría la desigualdad energética entre regiones y alejaría al FISE de su propósito original.

Lentitud en la aprobación de permisos municipales

Un desafío permanente para las concesiones de gas natural es la demora en los procesos de aprobación de permisos municipales. El problema de fondo es que gran parte de estos procedimientos se extienden más allá del plazo legal establecido, lo que ralentiza la expansión de la infraestructura y genera incertidumbre en la programación de inversiones. Según un estudio encargado por la Sociedad Nacional de Hidrocarburos en 2023, alrededor de 54 % de los trámites vinculados a la masificación del gas natural excedieron el tiempo permitido, lo que muestra que los retrasos no son hechos aislados, sino una constante que limita la velocidad de crecimiento del sistema. En un sector donde la rapidez en la instalación define la capacidad de atender a nuevos usuarios, estos plazos prolongados terminan afectando directamente el ritmo de expansión.

Uno de los problemas radica en que la Ley 29706, aprobada con la intención de facilitar el acceso al gas natural en los hogares eliminando el cobro de permisos municipales, limitó este beneficio exclusivamente a las conexiones domiciliarias. Si bien esta medida permitió que el último tramo -el que conecta la red con cada vivienda- pueda ejecutarse con menos trabas, dejó fuera las conexiones comerciales y, sobre todo, al tendido de las redes de distribución. Este vacío resulta crítico, dado que el tendido de estas redes es condición necesaria para realizar cualquier otra conexión, y mientras siga sujeto a trámites municipales complejos la expansión continuará enfrentando tiempos inciertos.

Dado que el origen del problema está en el alcance restringido de la Ley 29706, la posibilidad de mejora pasa por revisar y ampliar su aplicación. Una modificación que extienda las facilidades regulatorias más allá de las conexiones domiciliarias y que elimine la tramitación y los pagos municipales para el tendido de redes de distribución permitiría reducir los retrasos y dar mayor previsibilidad al proceso. Con ello, la expansión de la infraestructura no dependería de procedimientos administrativos prolongados y la masificación del gas natural podría avanzar con un horizonte más claro y sostenido.

Limitaciones técnicas en zonas de alta densidad poblacional que aún no han sido interiorizadas en los reglamentos de distribución

Otro problema para la masificación es la geografía donde se ubican muchas de las familias más pobres, que son precisamente las que se busca beneficiar en este proceso. Gran parte de esta población vive en zonas altas con pendientes pronunciadas y suelos rocosos, lo que plantea riesgos de seguridad para la instalación de redes de gas natural. Estas condiciones han dificultado cumplir con los estándares de seguridad establecidos por Osinergmin y han limitado durante años la posibilidad de expandir la red hacia sectores que concentran una alta demanda potencial.

En el pasado se ensayaron proyectos piloto para atender zonas de difícil acceso con resultados parciales, pero un punto de inflexión lo marcó el programa Laderas. En abril de 2024, Cálidda, concesionaria encargada de la distribución en Lima y Callao, implementó este proyecto en las zonas altas de Bayóvar, en el distrito de San Juan de Lurigancho. El plan representó un avance significativo al abordar dificultades como el traslado de equipos a zonas empinadas, el tendido de tuberías bajo escaleras en los cerros y las restricciones normativas sobre la profundidad mínima de las redes. Gracias a la coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y con Osinergmin, se aplicaron alternativas técnicas ya probadas en otros países de la región y adaptadas a la realidad local. El piloto contemplaba cuatro etapas y buscaba beneficiar a más de 400 familias, además de convertirse en una referencia para la expansión hacia otras zonas elevadas de Lima y Callao, donde se estima que existen alrededor de 350.000 viviendas.

Hacia adelante, el desafío está en trasladar las lecciones de este piloto a otras áreas con características similares. Aunque existe la intención oficial de replicar el modelo, todavía no se han concretado casos adicionales que aseguren su continuidad. Incorporar de manera sistemática estas soluciones permitiría transformar la experiencia puntual de Bayóvar en un esquema replicable, capaz de cerrar brechas de acceso en los asentamientos urbanos más vulnerables y dar un impulso sostenido a la masificación del gas natural, tanto en Lima como en las demás regiones.



InfoGAS PROMIGAS | 10 años



EL GAS NATURAL
A NIVEL MUNDIAL

PROMIGAS Perú | Quavii Una empresa PROMIGAS

07

El gas natural a nivel mundial

7.1 Matriz energética y emisiones

CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL AL 2024

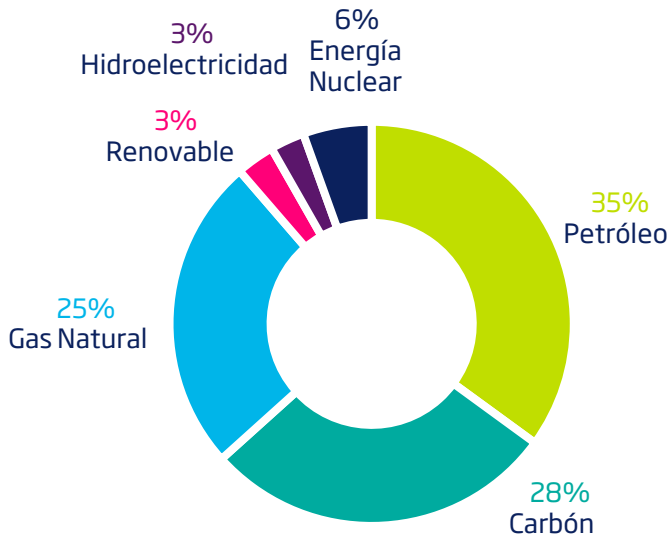
Exajoules

FUENTE DE ENERGÍA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	VAR. % 2024 VS 2023	TACC 2019-2024
Petróleo	194	177	187	193	197	199	0,8%	0,5%
Carbón	157	152	161	162	163	165	1,2%	1,0%
Gas natural	141	139	145	144	145	149	2,8%	1,1%
Renovables	17	19	21	23	25	28	10,3%	10,2%
Hidroelectricidad	15	16	15	16	15	16	4,5%	1,0%
Energía nuclear	30	29	31	29	30	31	2,9%	0,2%
Total	**555**	**532**	**559**	**567**	**576**	**587**	**2,0%**	**1,1%**

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2019: Consumo energético mundial

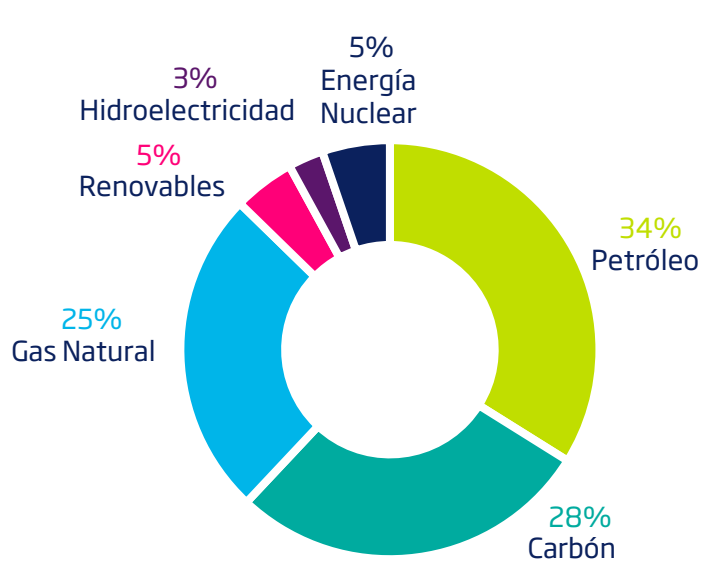
% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

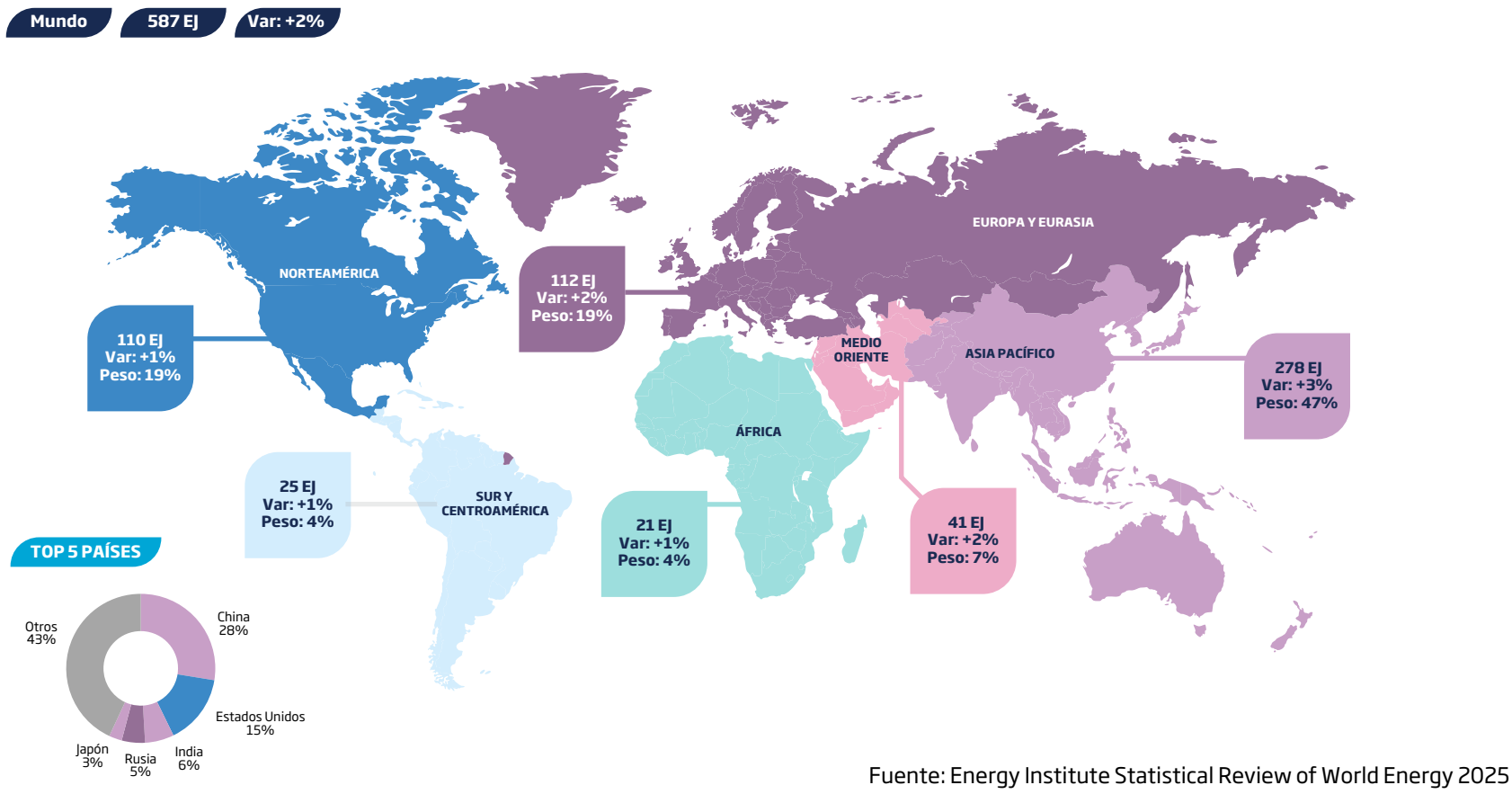
2024: Consumo energético mundial

% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

El consumo energético global creció 2 % en 2024. Las fuentes que más contribuyeron a este aumento fueron el gas natural y las energías renovables, que en conjunto representaron casi dos tercios del incremento. Con diferencia, el mayor crecimiento del último quinquenio se registró en las energías renovables (10 %), como resultado de las políticas globales de transición hacia energías menos contaminantes. Esto permitió un aumentó de 2 puntos porcentuales (p. p.) de su peso con relación a 2019.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

7.2 Emisiones de CO_2

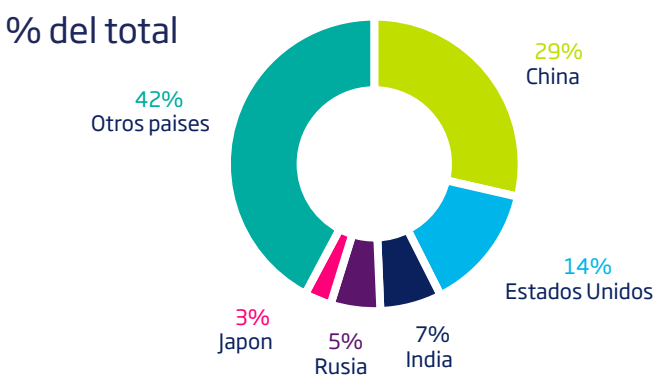
EMISIONES DE CO_2 DE ENERGÍA MUNDIAL AL 2024

Millones de toneladas métricas

PAÍS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
China	11.194	11.422	11.827	11.787	12.356	12.533	1%	2%
Estados Unidos	5.474	4.914	5.197	5.274	5.132	5.110	0%	-1%
India	2.655	2.460	2.714	2.870	3.138	3.262	4%	4%
Rusia	2.139	2.014	2.102	2.164	2.193	2.250	3%	1%
Japón	1.166	1.075	1.109	1.112	1.053	1.031	-2%	-2%
Irán	858	881	919	943	963	962	0%	2%
Indonesia	707	655	663	844	861	917	7%	5%
Arabia Saudita	679	659	677	720	729	738	1%	2%
Corea del Sur	674	623	647	640	624	619	-1%	-2%
Alemania	712	635	672	666	592	583	-1%	-4%
Otros países	12.907	11.857	12.503	12.557	12.640	12.807	1%	0%
Total	39.165	37.197	39.030	39.575	40.282	40.812	1%	1%

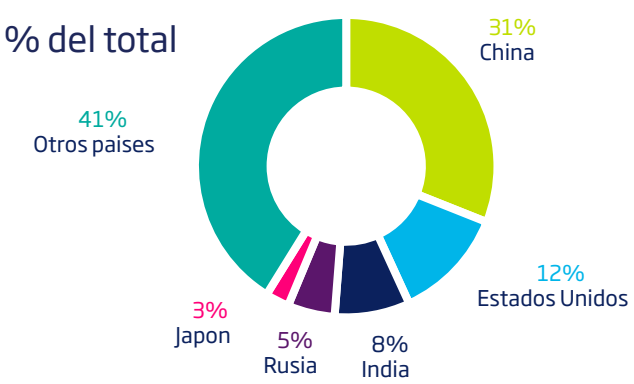
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2019: Emisiones de CO_2 de energía mundial



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2024: Emisiones de CO_2 de energía mundial

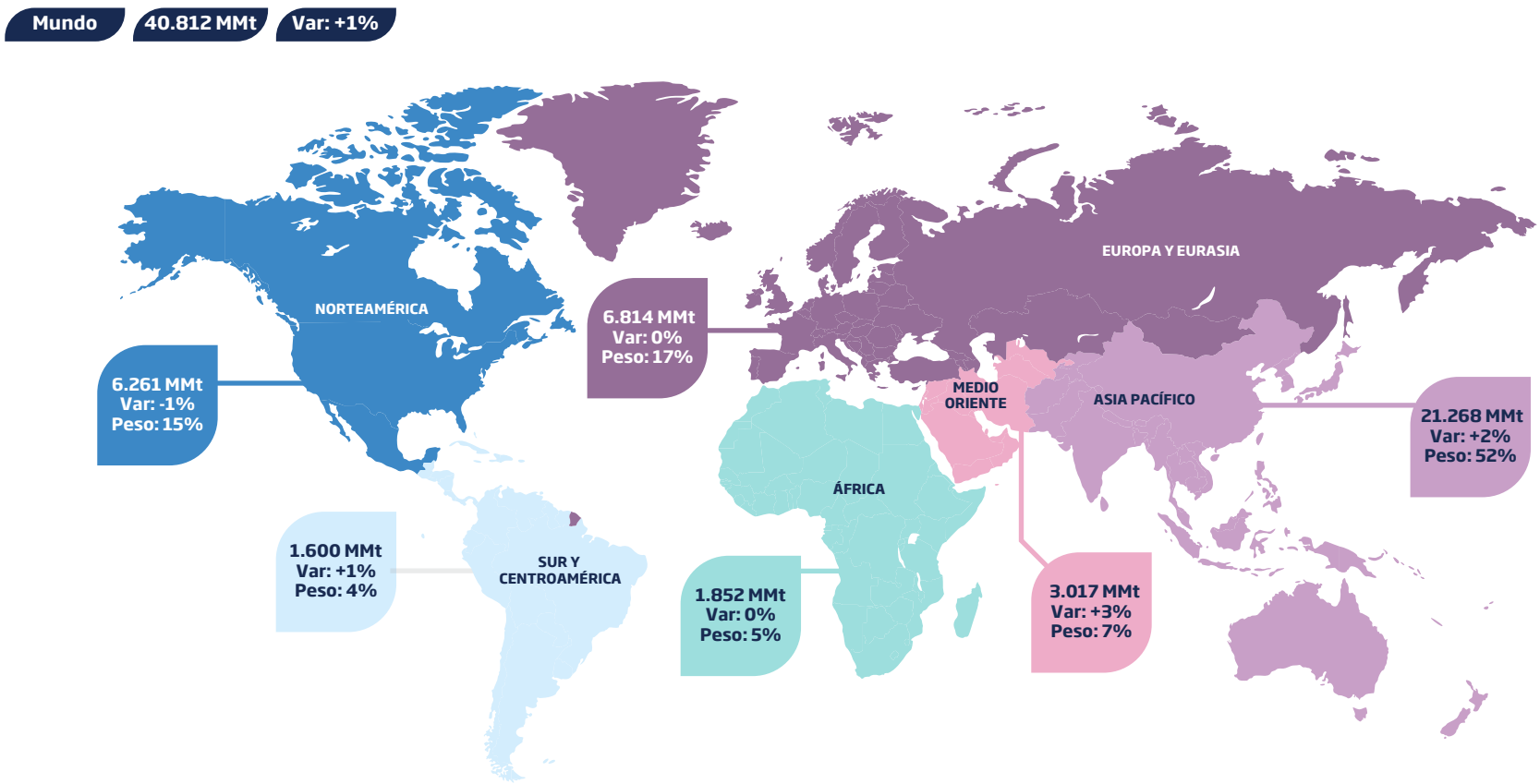


Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

07

En 2024, las emisiones de CO_2 derivadas de la producción de energía aumentaron 1 %, tasa inferior a la del consumo energético. Esto se da, en parte, como resultado del incremento de la participación de las fuentes renovables en la matriz energética global. Asimismo, un mayor uso del gas natural también tuvo algo de incidencia, dado que genera menos emisiones que otros combustibles fósiles como carbón y petróleo. En mayo de 2025, durante el 29° Congreso Mundial del Gas, en el que participaron representantes de más de 70 países, se concertó la integración del gas natural como fuente de transición hacia las energías renovables para reducir las emisiones globales.

El aumento de 1 % en las emisiones se explicó en buena parte por China –el mayor emisor mundial por amplio margen–, aunque su ritmo de incremento se moderó de manera considerable con respecto al año previo –1 % en 2024 vs. 5 % en 2023–. Otros países, como India, Rusia e Indonesia también registraron incrementos importantes, de los cuales el último fue el que mayor tasa de crecimiento registró (7 %). De manera simultánea, Japón, Corea del Sur y Alemania redujeron sus emisiones de forma moderada.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

7.3 Reservas de gas natural

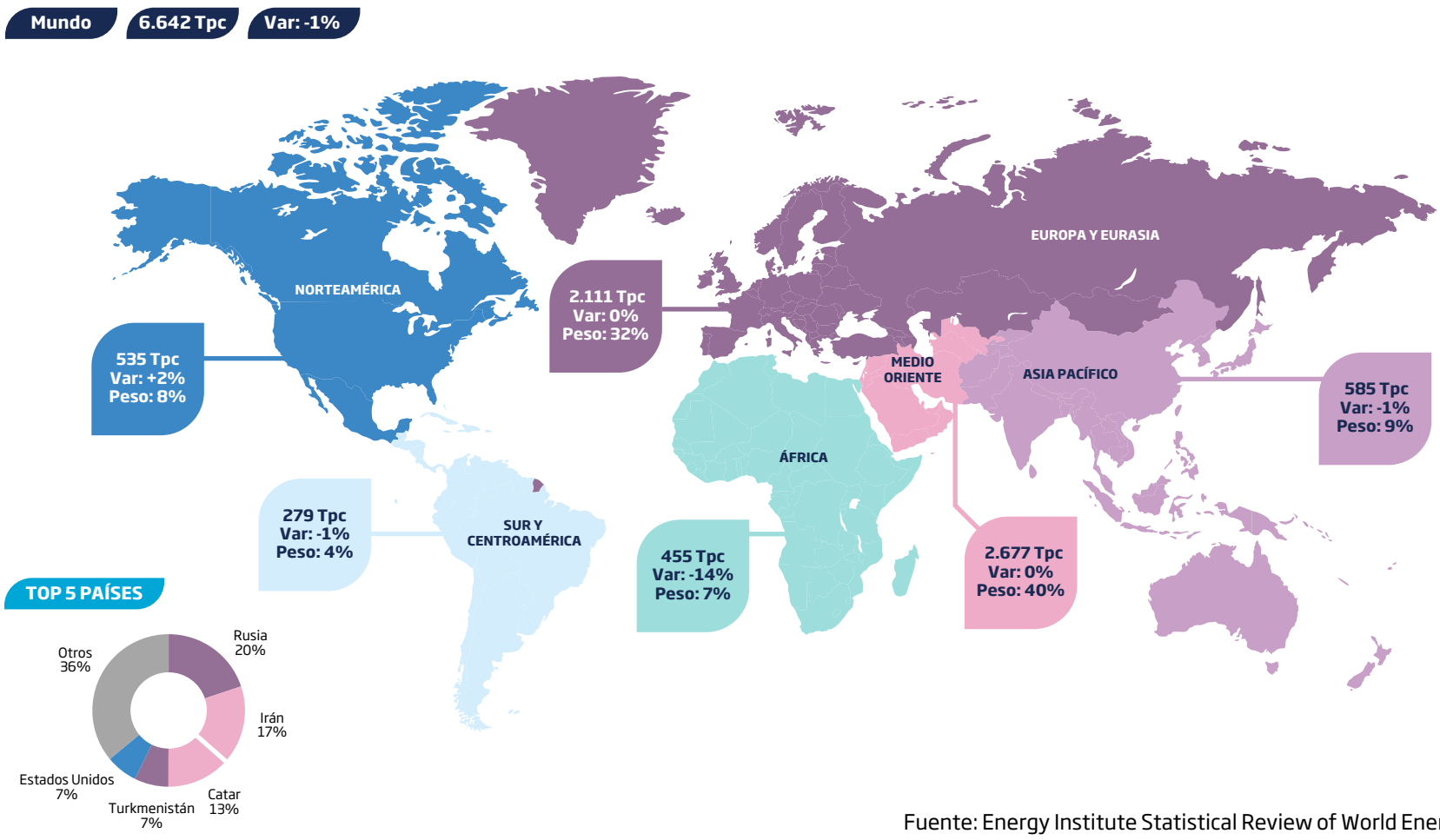
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL MUNDIAL AL 2020

Tera pies cúbicos (Tpc)

PAÍS	2018	2019	2020	Var. % 2020 vs 2019	TACC 2018-2020
Rusia	1.329	1.326	1.320	-0,5%	-0,3%
Irán	1.131	1.134	1.134	0,0%	0,1%
Catar	872	871	871	0,0%	-0,1%
Turkmenistán	480	480	480	0,0%	0,0%
Estado Unidos	455	446	446	0,0%	-1,0%
China	225	297	297	0,0%	14,9%
Venezuela	222	221	221	0,0%	-0,2%
Arabia Saudita	208	211	213	0,9%	1,2%
Emiratos Árabes Unidos	210	210	210	0,0%	0,0%
Nigeria	190	193	193	0,0%	0,8%
Otros países	1.355	1.330	1.257	-5,5%	-3,7%
Total	6.676	6.719	6.642	-1,1%	-0,3%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

No se han publicado nuevos datos oficiales sobre reservas probadas posteriores a 2020. Al cierre de dicho año, la mitad de las reservas probadas de gas natural se concentraba en tres países: Rusia (20 %), Irán (17 %) y Catar (13 %). Por otra parte, China –en el sexto lugar a nivel mundial– destacaba en la reposición de reservas, con un incremento de 32 % en 2019.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

7.4 Producción de gas natural

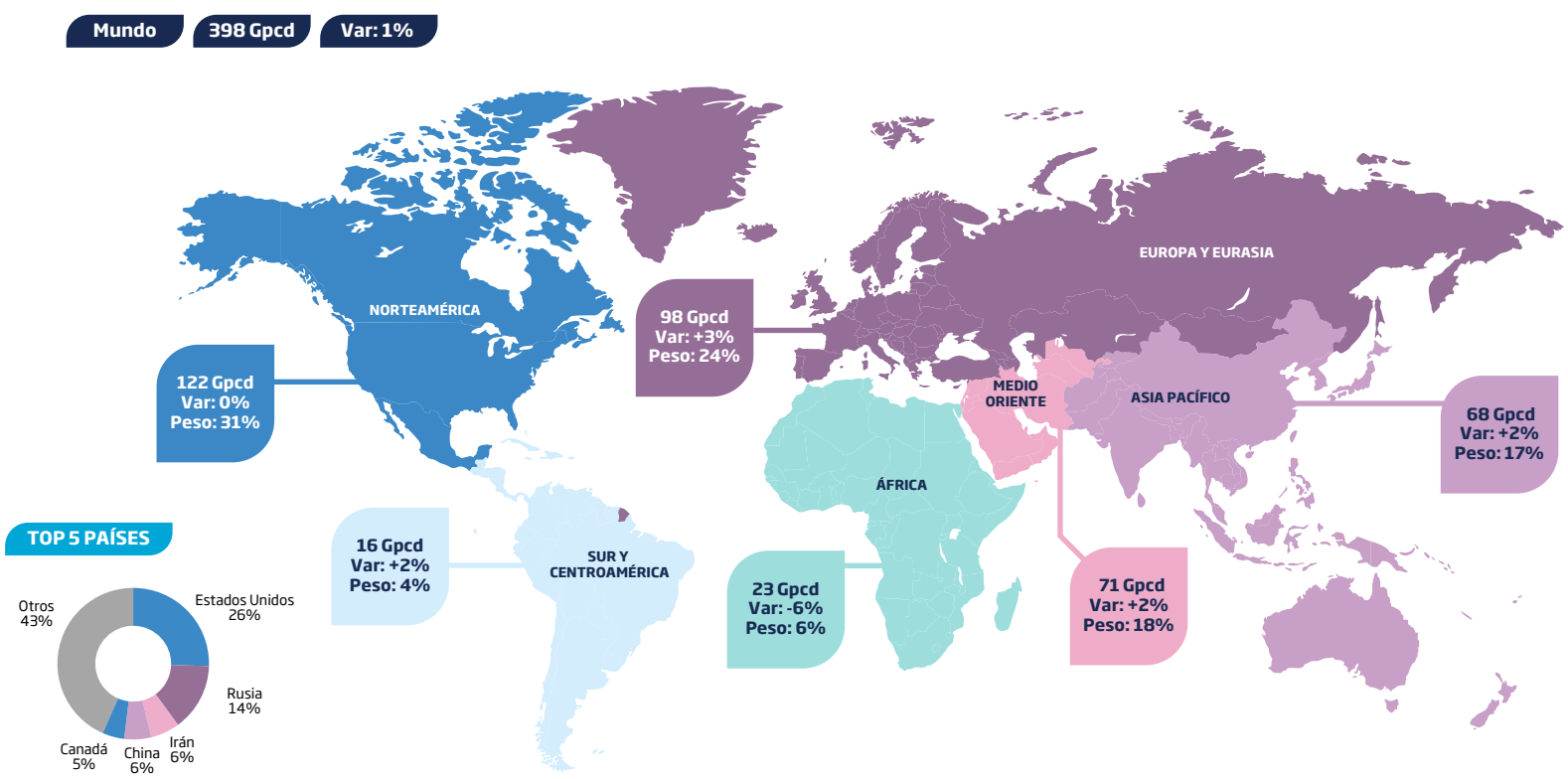
PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL AL 2024

Giga pies cúbicos por día (Gpcd)

PAÍS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Estados Unidos	90	89	91	96	100	100	-0,3%	2,1%
Rusia	66	62	68	60	57	61	7,1%	-1,5%
Irán	22	23	23	24	25	25	0,9%	2,8%
China	17	19	20	21	23	24	5,7%	7,0%
Canadá	16	16	17	18	18	19	2,0%	2,7%
Catar	17	17	17	17	18	17	-1,1%	0,2%
Australia	14	14	14	15	15	14	-0,7%	0,5%
Arabia Saudita	11	11	11	11	11	12	3,2%	1,7%
Noruega	11	11	11	12	11	11	-2,8%	-0,1%
Argelia	8	8	10	9	10	9	-7,0%	1,7%
Otros países	112	104	109	108	106	106	0,0%	-1,1%
Total	384	373	392	392	393	398	1,2%	0,7%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

La producción mundial de gas natural aumentó ligeramente (1 %) en 2024. Rusia, el segundo mayor productor a nivel global, explicó casi la totalidad del crecimiento. El país euroasiático registró un incremento importante de 7 % en su producción, tras dos años de caídas significativas vinculadas a las sanciones europeas por la guerra con Ucrania. Este crecimiento se debe a tres factores principales: i) la recolocación de oferta a algunos países asiáticos como China; ii) nuevas compras de algunos países europeos, como Italia y Francia, de gas natural licuado, por barco, debido a restricciones al uso de gasoductos rusos; y iii) crecimiento de la demanda dentro de Rusia. De manera similar, China, Irán, Canadá y Arabia Saudita también elevaron sus niveles de producción. Por su lado, el líder del mercado, Estados Unidos, mantuvo su producción con relación al año previo.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

7.5 Consumo de gas natural

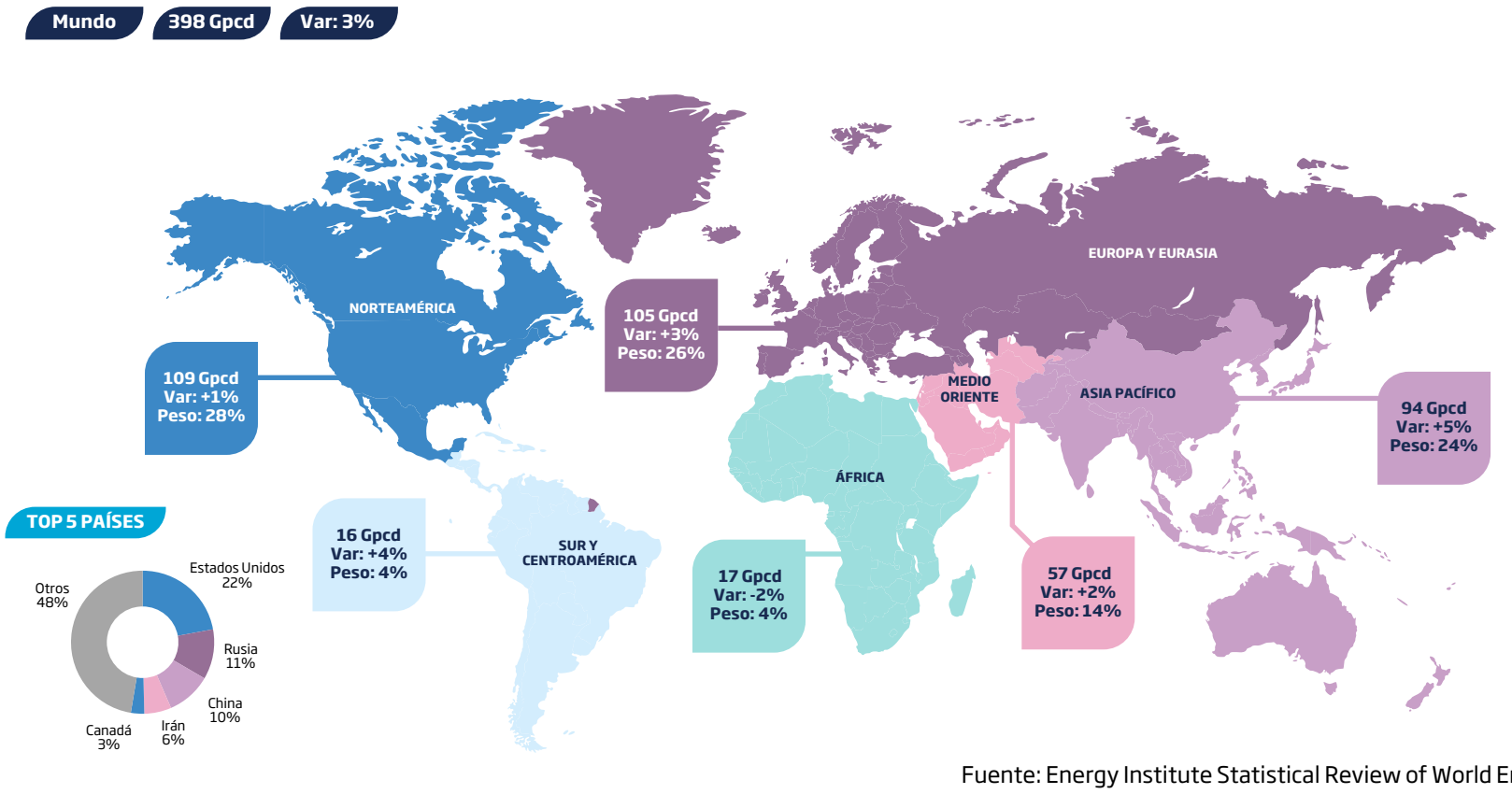
CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL AL 2024

Giga pies cúbicos por día (Gpcd)

PAÍS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Estados Unidos	82	81	81	85	86	87	1%	1%
Rusia	43	41	42	43	44	46	5%	1%
China	30	32	37	37	39	42	7%	7%
Irán	21	23	22	23	24	24	0%	2%
Canadá	11	11	11	12	12	12	6%	2%
Arabia Saudita	11	11	11	11	11	12	6%	2%
México	9	9	9	9	10	10	-1%	1%
Japón	10	10	10	10	9	9	-2%	-3%
Alemania	9	8	9	7	7	8	8%	-3%
Reino Unido	8	7	7	7	6	6	-3%	-5%
Otros países	144	140	150	144	141	143	2%	0%
Total	378	373	389	388	388	398	3%	1%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

El consumo mundial de gas natural registró un incremento de 3 % en 2024, y alcanzó un máximo histórico tras dos años de estancamiento. Este resultado se explica principalmente por el mayor consumo de Rusia (+5 %) y China (+7 %), y se destaca la participación de esta última, que representó más de 10 % del consumo global en 2024. Esto respondería al dinamismo de la economía china, así como a su uso creciente de gas natural como energía de transición para calefacción urbana y en el sector industrial.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

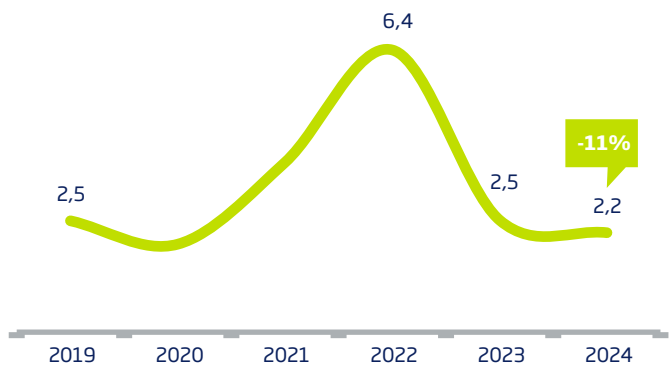
7.6 Precios internacionales del gas natural y de otros commodities energéticos

Los precios de los principales combustibles -petróleo, carbón y gas natural- registraron una reducción importante en 2024, aunque mucho más moderada que en 2023. Las principales cotizaciones del gas natural a nivel global (Dutch TTF-Países Bajos; UK NBP-Reino Unido, JKM-Japón y Corea y Henry Hub- EE.UU.) cayeron entre 11 % y 15 %. La reducción generalizada refleja una base comparativa aún elevada tras el fuerte incremento que se experimentó en 2022 debido a la guerra entre Rusia y Ucrania. Aun así, en todas las cotizaciones -excepto en el Henry Hub- los niveles se mantuvieron bastante por encima de los que se registraban antes del conflicto.

Cotizaciones de principales marcadores de gas natural

HENRY HUB

US$/MBTU[1]

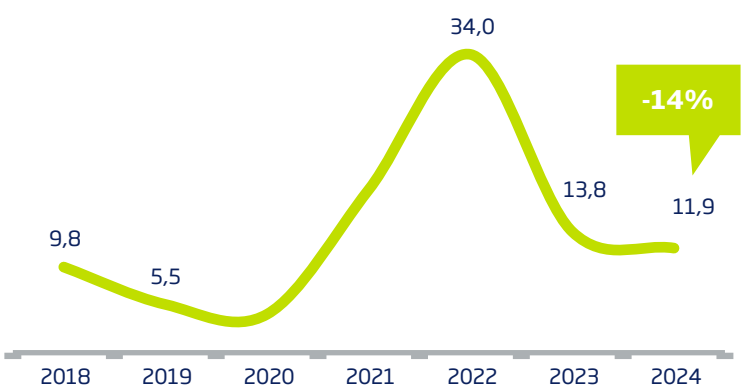


[1] Milllones de unidades térmicas británicas.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

JAPAN KOREA MARKER

US$/MBTU[1]

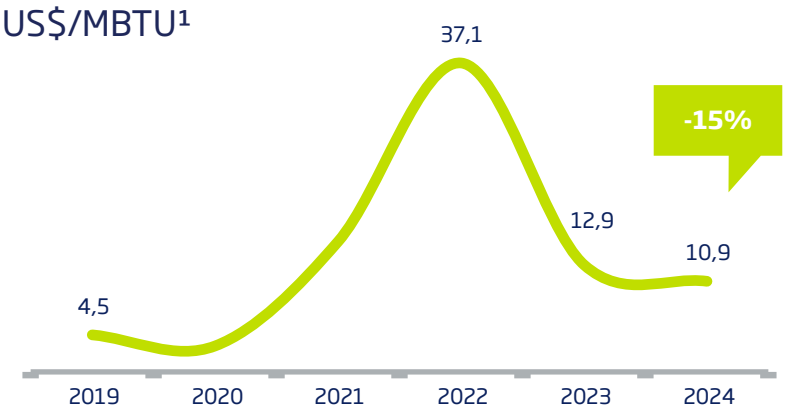


[1] Milllones de unidades térmicas británicas.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

DUTCH TTF ERDGAS

US$/MBTU[1]

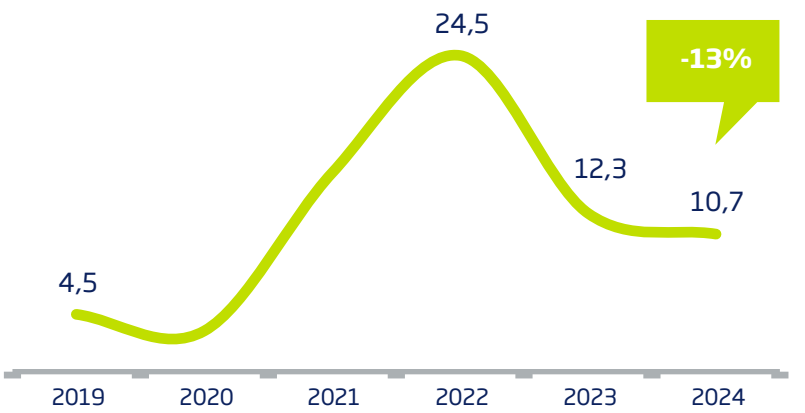


[1] Milllones de unidades térmicas británicas.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

UK NBP

US$/MBTU[1]



[1] Milllones de unidades térmicas británicas.

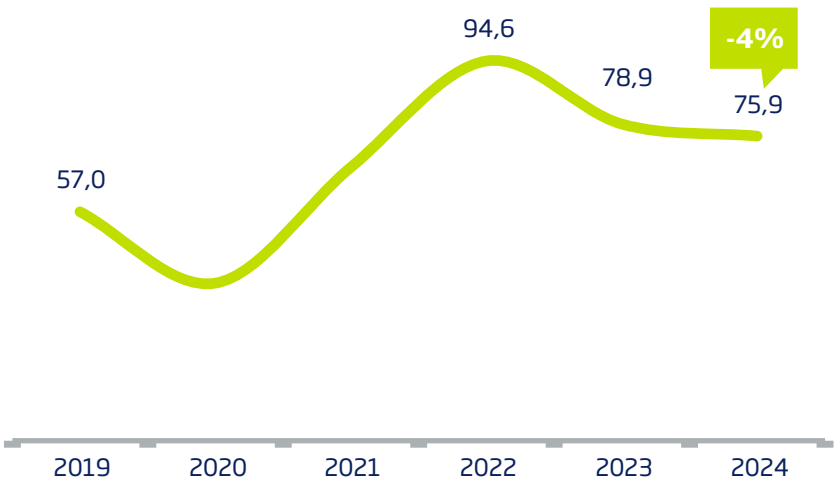
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Por su parte, el precio del petróleo WTI retrocedió 4 % en 2024, como resultado de una moderación en el crecimiento de la demanda y de un aumento importante en la oferta, especialmente desde países productores externos al cartel de la OPEP+ como Estados Unidos, Brasil y Guyana. Por otro lado, el precio del carbón Newcastle (Australia) se redujo 15 % debido a la menor demanda del mercado asiático, principalmente de China.

Cotizaciones de otras fuentes de energía

WTI

US$/MBTU[1]

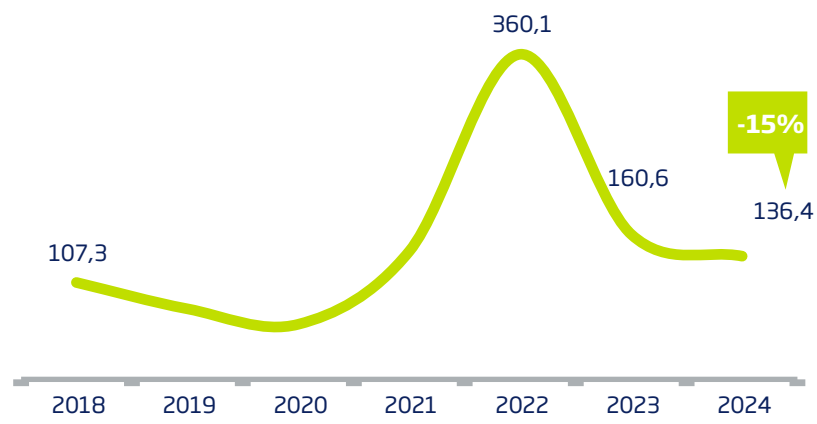


[1] Precio del petróleo crudo por barril.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Carbón (Newcastle coal futures)

US$/TM[1]



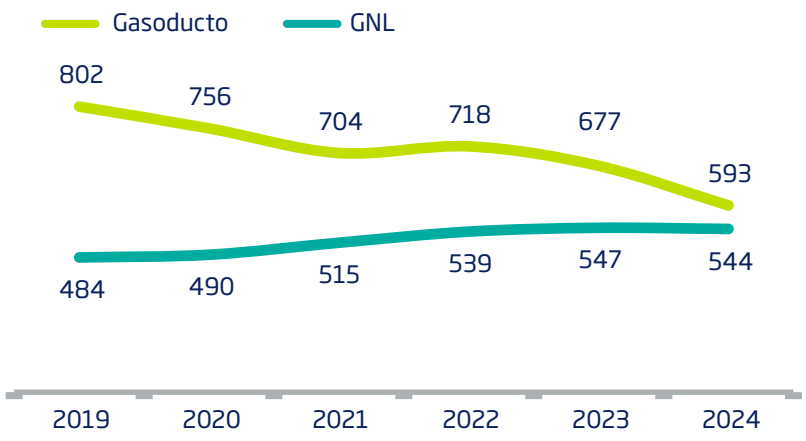
[1] Precio del petróleo crudo por barril.

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

7.7 Comercio internacional de gas natural

Comercio internacional de gas natural

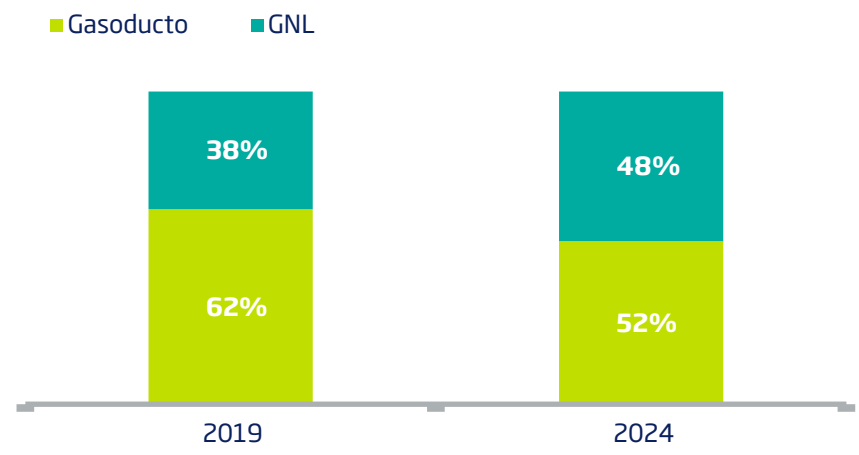
Miles de millones de m³



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Comercio internacional de gas natural

% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

El comercio internacional de gas natural registró una caída global de 7 % en 2024, principalmente debido a la reducción en el volumen de gas comerciado a través de gasoductos (-12 %). Esta tendencia se ha agudizado de manera importante en los últimos dos años debido a las sanciones impuestas por la Unión Europea a Rusia. Por su parte, el comercio de gas natural licuado (GNL) –principalmente transportado por vía marítima–, se mantuvo en niveles similares a los de 2023.

07

Comercio por gasoductos

Noruega consolidó su posición como el principal proveedor de gas natural por gasoducto por tercer año consecutivo, luego de desplazar a Rusia al segundo lugar en 2022. La caída en el volumen comerciado se explica en gran parte por la reducción de las importaciones de la Unión Europea, que disminuyeron 42 % en 2024, producto de la política de sanciones al gas ruso que se vienen implementando. Adicionalmente, se experimentó un invierno especialmente templado en el hemisferio norte, lo que redujo el consumo de gas natural para calefacción y permitió acumular inventarios para el resto del año.

PRINCIPALES IMPORTADORES POR GASODUCTO

Miles de millones de metros cúbicos

PAÍS	2019	2024	Var. %
UNIÓN EUROPEA	383	157	-59%
ESTADOS UNIDOS	73	88	20%
RESTO DE EUROPA	13	75	476%
CHINA	48	71	49%
MÉXICO	51	64	26%
CANADÁ	25	27	10%
OTROS PAÍSES DE LA CEI	6	21	258%
EMIRATOS ÁRABES UNIDOS	20	17	-11%
BIELORRUSIA	19	16	-16%
OTROS PAÍSES	165	57	-66%
Total	802	593	-26%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

PRINCIPALES EXPORTADORES POR GASODUCTO

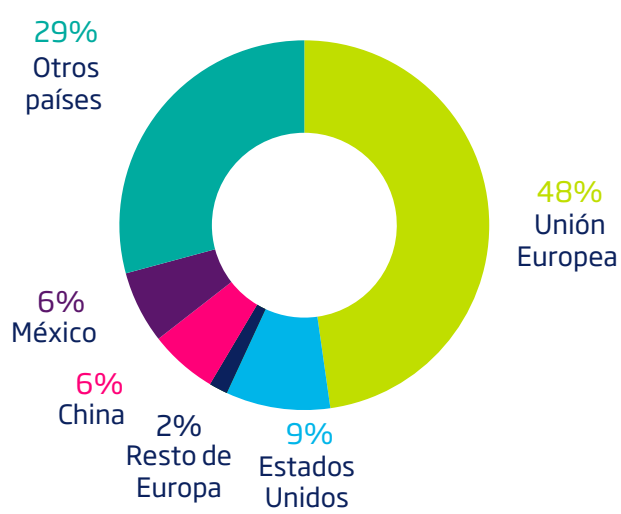
Miles de millones de metros cúbicos

PAÍS	2019	2024	Var. %
NORUEGA	109	119	9%
RUSIA	217	108	-50%
ESTADOS UNIDOS	75	91	21%
CANADÁ	73	88	20%
TURKMENISTÁN	32	45	42%
ARGELIA	27	33	23%
AZERBAIYÁN	12	24	112%
CATAR	22	19	-12%
IRÁN	17	15	-11%
OTROS PAÍSES	218	52	-76%
Total	802	593	-26%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2019: Principales importadores por gasoductos

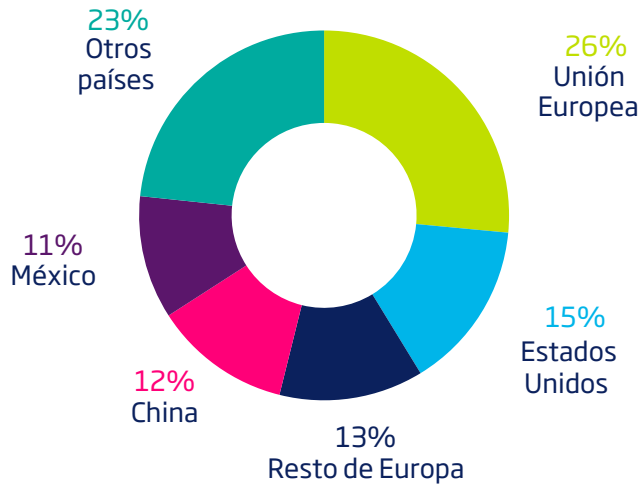
% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2024: Principales importadores por gasoductos

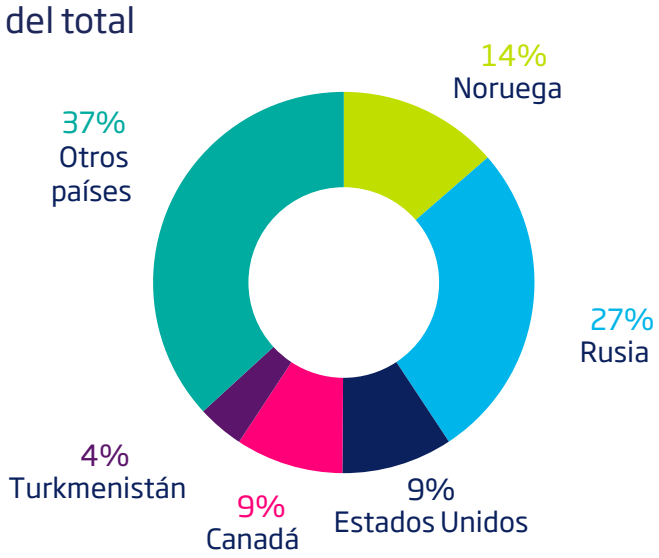
% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2019: Principales exportadores por gasoductos

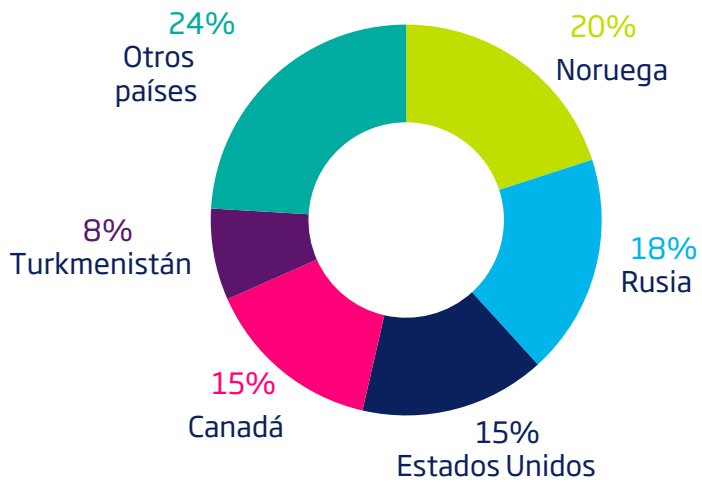
% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2024: Principales exportadores por gasoductos

% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Comercio de GNL

En 2024, tanto China como Estados Unidos mantuvieron por segundo año consecutivo su posición como líderes mundiales en importaciones y exportaciones de GNL, respectivamente, concentrando aproximadamente 20 % del comercio en sus respectivos rubros. Las importaciones asiáticas de GNL, principalmente en China, India y Corea del Sur, crecieron impulsadas por la mayor demanda para generación eléctrica e industria, lo que permitió un incremento de las exportaciones de gas ruso.

PRINCIPALES IMPORTADORES DE GNL

Miles de millones de metros cúbicos

PAÍS	2019	2024	Var. %
CHINA	85	105	24%
JAPÓN	105	89	-16%
COREA DEL SUR	56	64	14%
OTROS UNIÓN EUROPEA	24	45	92%
INDIA	32	38	17%
TAIWÁN	23	29	28%
FRANCIA	23	26	11%
ESPAÑA	22	18	-16%
TAILANDIA	7	16	135%
OTROS PAÍSES	108	114	6%
Total	484	544	12%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

PRINCIPALES EXPORTADORES DE GNL

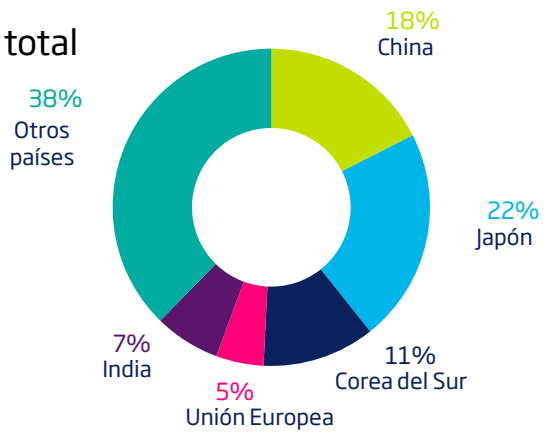
Miles de millones de metros cúbicos

PAÍS	2019	2024	Var. %
ESTADOS UNIDOS	47	115	143%
CATAR	106	107	1%
AUSTRALIA	107	107	0%
RUSIA	44	44	0%
MALASIA	35	36	2%
NIGERIA	29	18	-36%
INDONESIA	16	16	0%
ARGELIA	17	16	-5%
OMAN	14	16	13%
OTROS PAÍSES	69	68	-1%
Total	484	544	12%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2019: Principales importaciones de GNL

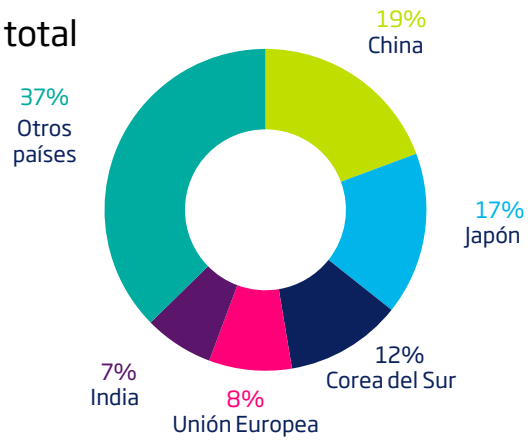
% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2024: Principales importaciones de GNL

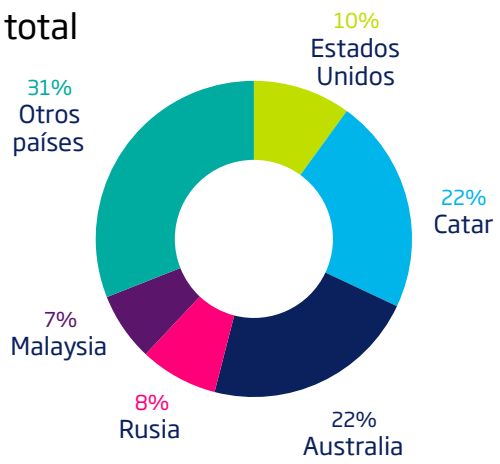
% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2019: Principales exportadores de GNL

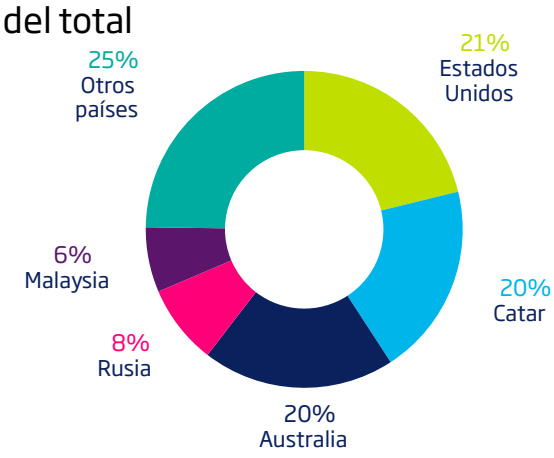
% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2024: Principales exportadores de GNL

% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

7.8 Cifras de Sur y Centroamérica

CONSUMO ENERGÉTICO EN SUR Y CENTROAMÉRICA AL 2024

Exajoules

FUENTE DE ENERGÍA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Petróleo	12,3	10,6	11,7	12,5	12,8	12,8	0%	1%
Hidroelectricidad	2,5	2,5	2,4	2,7	2,7	2,6	-3%	1%
Gas natural	5,9	5,3	6,1	5,8	5,8	6,1	5%	1%
Renovables	1,4	1,5	1,5	1,6	1,8	2,0	9%	8%
Carbón	1,4	1,3	1,4	1,3	1,2	1,1	-4%	-4%
Energía nuclear	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	11,7%	1%
Total	23,7	21,5	23,4	24,2	24,6	24,9	1%	1%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

En 2024, el consumo energético en Sur y Centroamérica creció 1 %, con diferencias significativas entre sus fuentes. Las mayores tasas de crecimiento, al igual que a nivel global, se dieron en el uso de gas natural (+5 %) y de energías renovables (+9 %). La energía generada a partir del petróleo se mantuvo estancada en 2024, mientras que el carbón disminuyó de manera importante. En los últimos seis años, la región se situó como la segunda con mayor caída porcentual en este combustible, solo por detrás de Europa (7 %).

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA AL 2020

Tera pies cúbicos (Tpc)

PAÍS	2018	2019	2020	Var. % 2020 vs 2019	TACC 2018-2020
Venezuela	222	221	221	0,0%	-0,2%
Argentina	13	14	14	0,0%	3,8%
Brasil	13	13	12	-7,7%	-3,9%
Trinidad y Tobago	10	10	10	0,0%	0,0%
Perú	10	10	9	-10,0%	-5,1%
Bolivia	8	8	8	0,0%	0,0%
Colombia	4	3	3	0,0%	-13,4%
Otros países	2	2	2	0,0%	0,0%
Total	282	280	279	-0,4%	-0,5%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

No se han publicado datos oficiales sobre reservas probadas posteriores a 2020. A este año, la mayor parte de las reservas probadas de gas natural en América del Sur y Central se encontraban en Venezuela, que representaban aproximadamente 80 % del total regional (4 % del total mundial).

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA AL 2024

Giga pies cúbicos por día (Gpcd)

PAÍS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Argentina	4,0	3,7	3,7	4,0	4,0	4,3	6%	1%
Venezuela	2,5	2,1	2,7	2,8	2,9	3,1	7%	4%
Trinidad y Tobago	3,3	2,8	2,4	2,5	2,4	2,4	-3%	-7%
Brasil	2,5	2,3	2,4	2,2	2,3	2,2	-3%	-2%
Perú	1,3	1,3	1,2	1,4	1,5	1,5	3%	3%
Bolivia	1,5	1,4	1,5	1,3	1,1	1,1	1%	-5%
Colombia	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	-8%	-3%
Otros países	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	5%	-1%
Total	16,6	15,1	15,3	15,8	15,7	15,9	2%	-1%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

La producción de gas natural en Sur y Centroamérica creció 2 % en 2024, aunque se mantuvo por debajo de los niveles prepandemia. Este repunte se atribuye principalmente a un mejor desempeño de Argentina, impulsado por la puesta en marcha de nuevos pozos en Vaca Muerta, que concentra casi tres cuartas partes de la producción de gas natural del país. En contraste, Bolivia y Colombia mantuvieron una tendencia a la baja en los últimos cinco años, producto del agotamiento de sus principales pozos y la falta de exploración de nuevos yacimientos.

CONSUMO DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA AL 2024

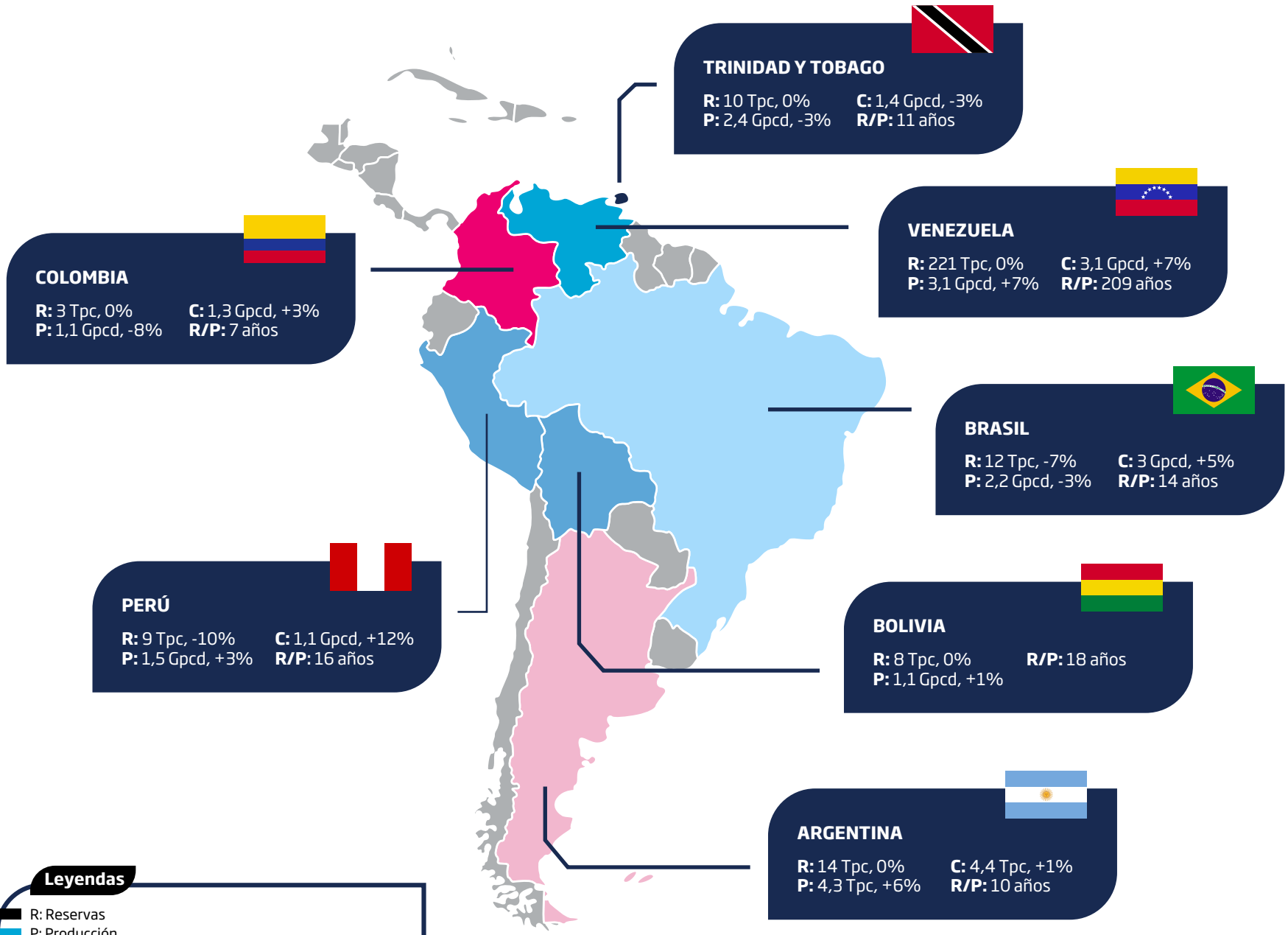
Giga pies cúbicos por día (Gpcd)

PAÍS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Argentina	4,5	4,2	4,4	4,4	4,3	4,4	1%	0%
Venezuela	2,5	2,1	2,7	2,8	2,9	3,1	7%	4%
Brasil	3,5	3,0	3,9	3,1	2,9	3,0	5%	-3%
Trinidad y Tobago	1,7	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	-3%	-4%
Colombia	1,2	1,3	1,2	1,2	1,3	1,3	3%	1%
Perú	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	12%	7%
Chile	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	-7%	2%
Otros países	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2	1,4	20%	8%
Total	15,7	14,3	16,3	15,7	15,6	16,3	4%	1%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

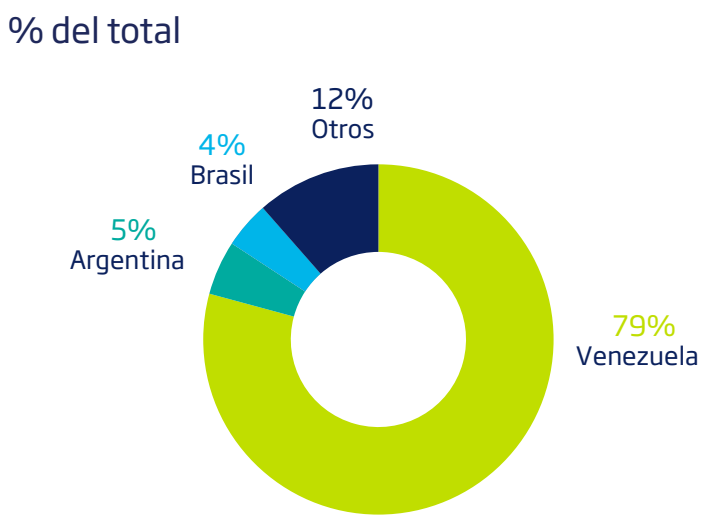
El consumo de gas natural en Sur y Centroamérica creció a una tasa de 4 % en 2024, un mayor porcentaje que en los dos años previos. Argentina continuó siendo el líder regional, mientras que Brasil registró un aumento de 5 % respecto al año anterior, impulsado por la recuperación de la demanda industrial en un contexto de mayor dinamismo económico. Por su parte, Perú registró un crecimiento de 12 %, la tasa más alta entre las grandes economías de la región. Este resultado está asociado al proceso de masificación del gas natural, impulsado por programas gubernamentales como Bonogas y Con Punche Perú, así como la puesta en marcha de proyectos industriales con alta demanda de gas como la Nueva Refinería de Talara.





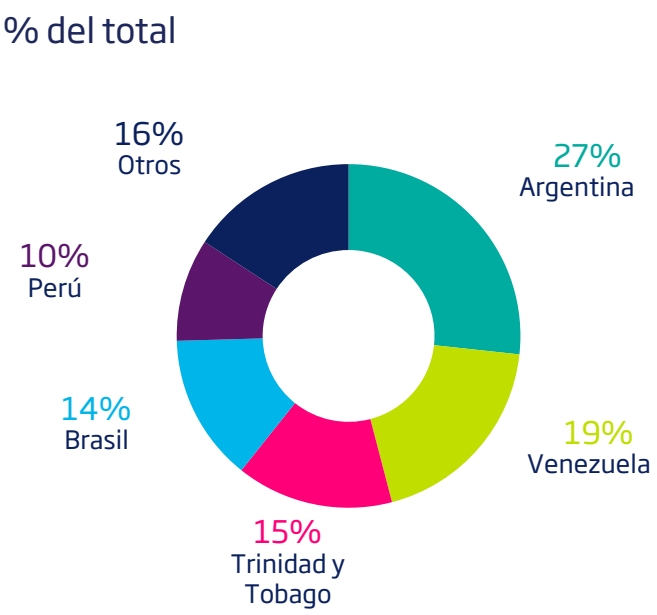
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2020: Reservas de gas natural sur y centroamérica



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

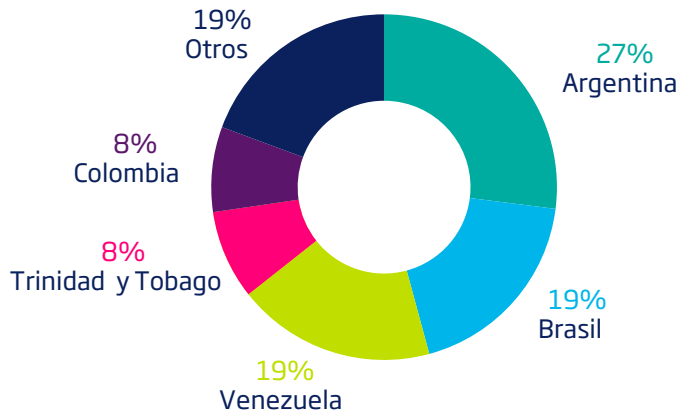
2024: Producción de gas natural en sur y centroamérica



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

2024: Consumo de gas natural en sur y centroamérica

% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

7.9 Cifras en Norteamérica

CONSUMO ENERGÉTICO EN NORTEAMÉRICA AL 2024

Exajoules

FUENTE DE ENERGÍA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Petróleo	45	40	43	44	44	44	0%	-1%
Gas natural	38	38	38	40	40	41	2%	1%
Carbón	12	10	11	11	9	8	-4%	-7%
Renovables	3	4	4	4	4	5	8%	7%
Energía nuclear	11	10	10	10	10	10	0%	-1%
Hidroelectricidad	2	3	2	2	2	2	-3%	-3%
Total	112	103	108	110	109	110	1%	0%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

En 2024, el petróleo continuó siendo la principal fuente energética en Norteamérica, al representar 40 % del consumo energético total. Por su parte, el carbón siguió perdiendo relevancia, con una caída de 4 % con respecto a 2023. En contraste, el gas natural ha ganado un mayor peso, al implicar 3 puntos porcentuales más del consumo energético de la región con respecto a 2019.

No se publicaron datos oficiales de reservas probadas posteriores a 2020. En dicho año, Estados Unidos concentraba 83 % de las reservas y mantenía estable su participación con respecto a años anteriores. Por su parte, Canadá destacó como el país con mayor crecimiento en la región entre 2019 y 2020, cuand0 registró un incremento considerable de 19 % en sus reservas.

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA AL 2020

Tera pies cúbicos (Tpc)

PAÍS	2018	2019	2020	Var. % 2020 vs 2019	TACC 2018-2020
Estados Unidos	455	446	446	0,0%	-1,0%
Canadá	68	70	83	18,6%	10,5%
México	6	6	6	0,0%	0,0%
Total	528	522	535	2,5%	0,7%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA AL 2024

Giga pies cúbicos por día (Gpcd)

PAÍS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Estados Unidos	90	89	91	96	100	100	0%	2%
Canadá	16	16	17	18	18	19	2%	3%
México	4	3	3	3	4	3	-7%	-2%
Total	110	109	111	117	122	122	0%	2%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

La producción de gas natural en Norteamérica se mantuvo casi sin variaciones en 2024 debido a que el principal productor de la región, Estados Unidos, no registró crecimiento, aunque logró mantener niveles de producción históricos. Los porcentajes de participación en la región no han tenido grandes cambios en los últimos cinco años. Se registró un pequeño aumento en la producción de Canadá y una ligera caída de la producción de México, que no tuvieron impactos significativos.

CONSUMO DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA AL 2024

Giga pies cúbicos por día (Gpcd)

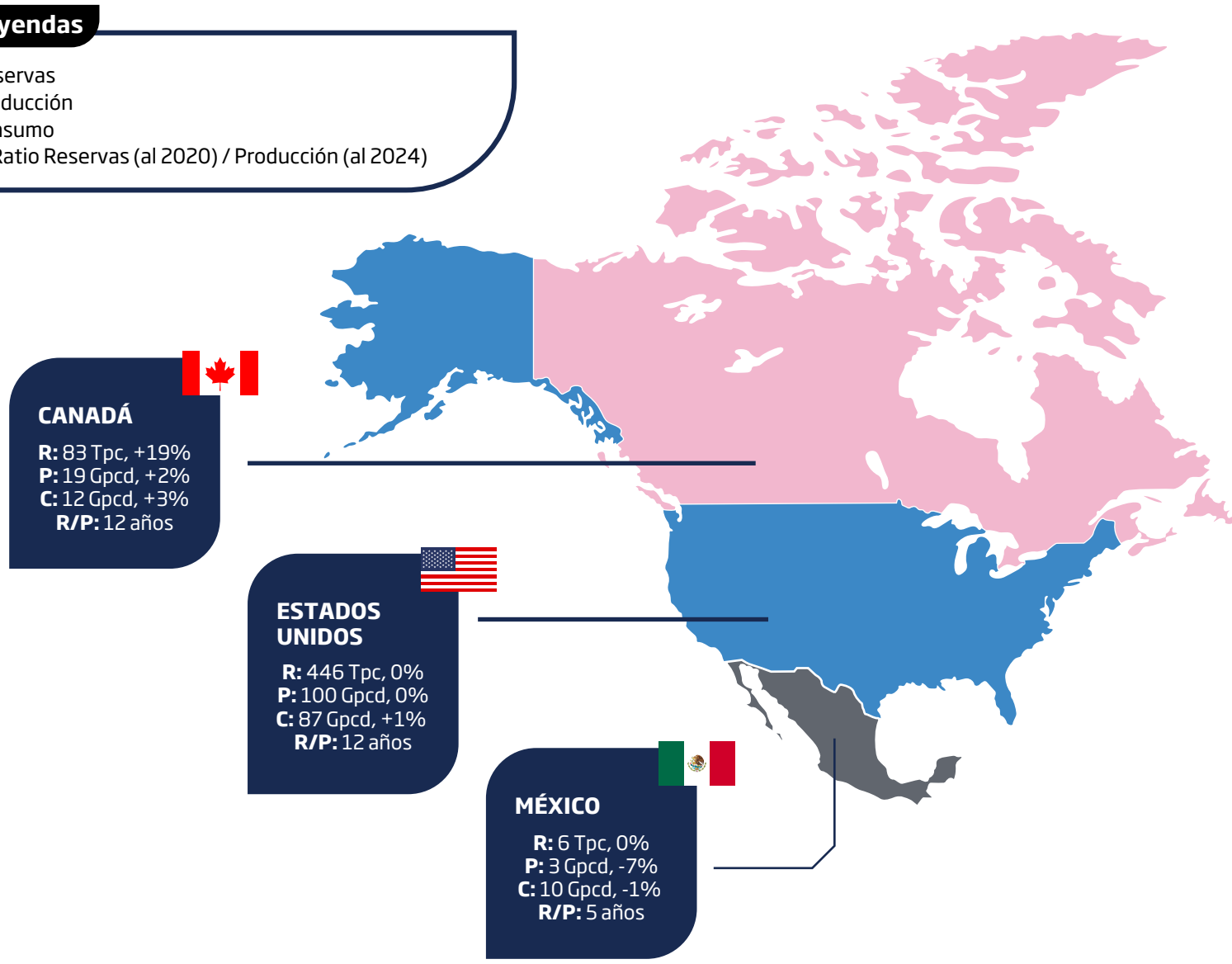
PAÍS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. % 2024 vs 2023	TACC 2019-2024
Estados Unidos	82	81	81	85	86	87	1%	1%
Canadá	11	11	11	12	12	12	3%	2%
México	9	9	9	9	10	10	-1%	1%
Total	103	101	101	106	108	109	1%	1%

Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

Al igual que en la producción, Estados Unidos lideró el consumo de gas natural en Norteamérica en 2024, con una participación cercana a 80 %. Tanto Estados Unidos como Canadá experimentaron incrementos leves en su consumo, mientras que México se mantuvo estable.

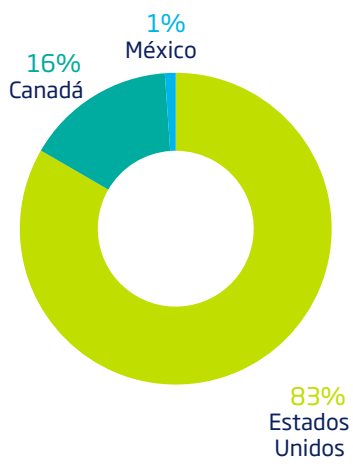
Leyendas

R: Reservas
P: Producción
C: Consumo
R/P: Ratio Reservas (al 2020) / Producción (al 2024)



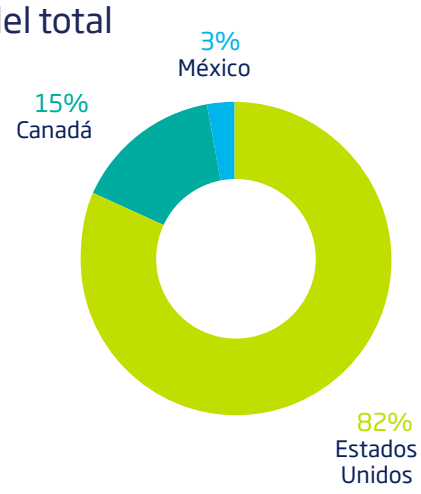
2020: Reservas de gas natural sur y norteamérica

% del total



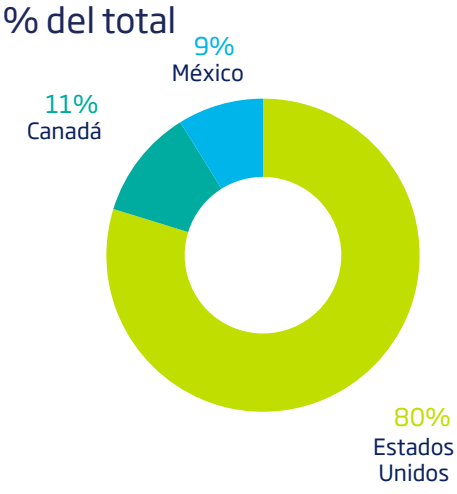
2024: Producción de gas natural en norteamérica

% del total



2024: Consumo de gas natural en norteamérica

% del total



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025

InfoGAS PROMIGAS 10 años



8 ANEXOS

PROMIGAS Perú

Quavii
Una empresa PROMIGAS

GLOSARIO DE TÉRMINOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

TÉRMINO	DESCRIPCIÓN
Cobertura efectiva	Cálculo porcentual determinado por los usuarios residenciales conectados dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
Cobertura potencial	Cálculo porcentual determinado por los usuarios anillados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
C — Calentamiento global	Aumento del efecto invernadero, un proceso en el que la radiación térmica emitida por la Tierra queda atrapada en la atmósfera debido a los gases con ese efecto (GEI).
Cambio climático	Hace referencia a los cambios a largo plazo de las temperaturas y los patrones climáticos.
Cogeneración	Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales, normalmente energía eléctrica y energía térmica.
D — Distribución - comercialización de gas	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de gas. Es el agente encargado del transporte de gas combustible a través de redes de tubería, desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad, o desde un sistema de distribución, hasta la conexión de un usuario. Además, estas empresas son comercializadoras, y su actividad es el suministro de gas combustible a título oneroso.
Distribución - comercialización de energía eléctrica	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de energía eléctrica. Los distribuidores ejercen simultáneamente las actividades de comercialización.
E — EMBIG	Emerging Markets Bond Index Global. Diferencial de rendimientos del índice de bonos de mercados emergentes.
Energía renovables	Aquellas que se obtienen a partir de fuentes naturales inagotables y generan electricidad sin contribuir al calentamiento global.
F — Fracking	Método para extraer gas o petróleo del subsuelo. Su nombre viene del inglés hydraulic fracturing que significa fracturamiento hidráulico.

GLOSARIO DE TÉRMINOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

TÉRMINO	DESCRIPCIÓN
Gas asociado	Gas natural que se encuentra en contacto o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser calificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (Disuelto).
Gas combustible	Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo), cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas.
Gas licuado de petróleo	Hidrocarburo derivado del petróleo compuesto principalmente por propano y butano, extraído del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseoso en condiciones atmosféricas, que se licúa fácilmente. Es combustible y se distribuye principalmente en cilindros y redes urbanas.
Gas natural	Mezcla de gases de composición variable que se encuentra en función del yacimiento del que se extrae. Está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar 90% o 95%, puede contener otros gases como nitrógeno, etano, CO2, H2 S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.
G Gas natural licuefactado - GNL	Es gas en estado líquido, cuando el gas natural se enfría a -161 grados centígrados aproximadamente a presión atmosférica, el gas natural se convierte en un líquido transparente como el agua, inodoro, incoloro, y no es ni corrosivo ni tóxico. El GNL pesa un poco menos de la mitad del agua por lo que si el GNL cayera sobre el agua flotaría.
Gas natural vehicular - GNV	Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.
Gases de efecto invernadero	Es un gas que absorbe y emite radiación dentro del rango infrarrojo. Este proceso es la fundamental causa del efecto invernadero.
Gases renovables	El gas renovable es cualquier gas que proceda o sea producido a partir de fuentes renovables.
Gas no asociado	Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
H Henry Hub	Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, EUA. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el New York Mercantile Exchange (NYMEX).
I IRENA	Organización intergubernamental con sede en la ciudad de Masdar cuyo mandato es facilitar la cooperación, promover el conocimiento, la adopción y el uso sostenible de las energías renovables.
Interconexión internacional	Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.

GLOSARIO DE TÉRMINOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

	TÉRMINO	DESCRIPCIÓN
L	Licencia ambiental	Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.
	Licuefacción	Cambios de estado de agregación que puede tener la materia, en particular el que pasa de un estado gaseoso a un estado líquido.
	Loop	Ducto paralelo a un sistema troncal de transporte.
	Líquidos de gas natural - LGN	Gas natural en forma líquida, se consigue a través de un proceso de licuefacción que reduce el volumen del gas natural 600 veces con respecto a su volumen original. Se almacena a -1610C y a presión atmosférica en tanques criogénicos especiales para baja temperatura.
O	Off shore	Fuera o más allá de la costa marítima.
	On shore	Situado u ocurre en tierra.
P	Pie cúbico	Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1.000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.
	Pozos A3	En el lenguaje petrolero se denomina así al primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada.
R	Ratio R/P	Es el resultado de dividir las reservas de gas natural a una fecha determinada, entre la producción de gas natural de ese último año.
	Recursos	Los recursos minerales son una concentración u ocurrencia de material de interés económico intrínseco en o sobre la corteza terrestre en forma y cantidad en que haya probabilidades razonables de una eventual extracción económica.
	Recursos contingentes	Aquellas cantidades de hidrocarburos estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o a más contingencias.
	Recursos prospectivos	Aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.
	Reservas	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
	Reservas probadas	Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima con razonable certeza podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas.

GLOSARIO DE TÉRMINOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

TÉRMINO	DESCRIPCIÓN
Reservas no probadas	Volúmenes calculados a partir de información geológica e ingeniería disponible, similar a la utilizada en la cuantificación de las reservas probadas; sin embargo, la incertidumbre técnica, económica o de otra naturaleza, no permite clasificarlas como probadas.
Reservas probables	Aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
Reservas posibles	Aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
Riesgo país	Hace referencia a la probabilidad de que un país, emisor de deuda, sea incapaz responder a sus compromisos de pago de deuda, en capital e intereses, en los términos acordados.
Sísmica	Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
S Shale oil/gas	Es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo (shale gas/oil). La característica definitoria del shale es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de nuevas tecnologías.
Tasa de crecimiento anual compuesto - TACC	Tasa de crecimiento anual compuesto, se utiliza frecuentemente para describir el crecimiento sobre un periodo de tiempo de algunos elementos del negocio.
Tasa desempleo	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa.
Tasa empleo	Relación porcentual entre la población ocupada y la población en edad de trabajar.
T Tonelada equivalente de petróleo	Unidad de medida utilizada para comparar diferentes energéticos.
Transporte de gas	Actividades ejecutadas por los transportadores desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte, que reúnen las siguientes condiciones: 1. Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte, siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible, 2. Que realice la venta del servicio de transporte a cualquier agente mediante contratos de transporte.
Transmisión	Transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Transición energética	Refiere a un cambio significativo en un sistema de energía que podría estar relacionado con un factor o con una combinación de factores tales como estructura de sistema, escala, economía y política energética.
U Usuarios frente a red	Usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen.
Usuarios conectados o habillitados	Usuarios que adquirieron los derechos de conexión, frente al distribuidor de gas.

InfoGAS PROMIGAS 10 años



DIRECTORIO

PROMIGAS Perú

Quavii
Una empresa PROMIGAS

DIRECTORIO NACIONAL

EMPRESA		CIUDAD	DIRECCIÓN		PÁGINA WEB
Distribuidoras	Cálidda	Lima	Calle Morelli 150, C.C La Rambla – Torre 2, San Borja	(51) - 1 - 6149000	www.calidda.com.pe
	Gases del Pacífico	Lima	Av. Las Orquídeas N° 585 dpto 1102 – Edificio Fibra, San Isidro	(51) 0 - 801 - 00001	www.gasesdelpacifico.pe
	Contugas	Lima	Av Conde de Nieva 317, Ica 11001	(51) - (056) 53 - 1919	www.contugas.com.pe
	Petroperú	Lima	Av. Enrique Canaval Moreyra 150, Lima 27	(51) - (056) 14 5000	www.petroperu.com.pe
Productores	Pluspetrol Perú	Lima	Calle Las Begonias N° 415, piso 11, San Isidro, Lima	(51) 1 - 4117100	www.pluspetrol.net
	Repsol Exploración Perú SA	Lima	Av. Víctor Andrés Belaúnde 147, San Isidro	(51) 1 - 215 6225	www.repsol.com
	Olympic Perú	Piura	Fortunato Chirichigno 351, Piura 20001	(51) 7 - 3304324	cdelcastillo@olympicperu.com
	Aguaytía Energy	Lima	Av. Dionisio Derteano 144, Piso 19, San Isidro, Lima	(51) 1 - 611-5000	https://pe.linkedin.com/company/aguaytia-energy
Transportadora	TGP	Lima	Av. Santo Toribio 173, San Isidro 15073	(51)-1-6177777	www.tgp.com.pe
Exportadora	Perú LNG	Lima	Calle Las Palmeras 435, Edificio PAL 400, Oficina 302, San Isidro, 15073, Perú	(51) 1 -7072000	www.perulng.com
Entidades públicas	COES	Lima	Av. Los Conquistadores N° 1144, piso 2 - San Isidro	(51)-1-611-8585	www.coes.org.pe
	FISE	Lima	Av. De Las Artes Sur 260, San Borja	(51) 1 - 4111100	www.fise.gob.pe
	INEI	Lima	Av. Gral. Garzón 654 - 658, Jesús María	(51)-652-0000	www.inei.gob.pe
	Indecopi	Lima	Calle de la Prosa 104, San Borja	(51) 1 - 224 7777	www.indecopi.gob.pe
	Ministerio de Energía y Minas	Lima	Av. Las Artes Sur 260 San Borja	(51)-1-4111100	www.minem.gob.pe
	Ministerio de la Producción	Lima	Calle Uno Oeste N. 060 - Urb. Corpac - San Isidro	(51)-1-6162222	www.gob.pe/produce
	OEFA	Lima	Av. Faustino Sánchez Carrión 603, 607 y 615 Jesús María	(51) 1 - 2049900	www.oefa.gob.pe
	Osinergmin	Lima	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar	(51) -1- 2193410	www.osinergmin.gob.pe
	Proinversión	Lima	Av. Enrique Canaval Moreyra N° 150, Piso 9 San Isidro	(51) 1 - 2001200	www.proinversion.gob.pe
	Perupetro	Lima	Luis Aldana 320 - San Borja	(51) 1 - 2061800	www.perupetro.com.pe
	SUNAT	Lima	Av. Evitamiento Norte Lote 1A Barrio San Antonio - Centro Comercial Real Plaza	(51) 1 - 3150730	https://www.sunat.gob.pe/
	Infogas	Lima	Augusto Tamayo 160, San Isidro- Lima, Perú	(51) 1 - 6520704	www.infogas.com.pe
	Banco Central de Reserva de Perú	Lima	Jr. Santa Rosa 441-445, Lima-1	(51)-1-613 2000	www.bcrp.gob.pe
Gremios	Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía	Lima	Francisco Graña 671, Magdalena del Mar Lima 17	(51)-1-2159250	www.snmpe.org.pe
	Sociedad Nacional de Pesquería	Lima	Av. República de Panamá 3591 Piso 9, San Isidro - Lima 27	(51)-1- 422 8844	www.snp.org.pe
	Sociedad Peruana de Hidrocarburos	Lima	Av. El Derby 250, Piso 12 Santiago de Surco	(01) 419-5619	www.sphidrocarburos.com

InfoGAS PROMIGAS 10 años



BIBLIOGRAFÍA

PROMIGAS Perú

Quavii
Una empresa PROMIGAS

BIBLIOGRAFÍA

	DOCUMENTOS
B	Banco Central de Reserva del Perú. – Series estadísticas: BCRPData Banco Central de Reserva del Perú. Estadísticas – Notas semanales: cuadros estadísticos
C	Cálidda. Memoria anual 2024 Cálidda. Pliego tarifario enero-diciembre 2024 Cálidda. Reporte operativo volumétrico 2024 Cálidda. Reporte sostenibilidad 2024 Cálidda. Informe de inversionistas trim I 2024 Cálidda. Informe de inversionistas trim II 2024 Cálidda. Informe de inversionistas trim III 2024 Cálidda. Informe de inversionistas trim IV 2024 COES. Estadísticas anuales 2024 Contugas. Estados financieros 2024 Contugas. Informe de sostenibilidad 2024
E	Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2025
F	FISE. Plan con punche FISE. Revista FISE, consolidado año 2022 FISE. Tableros interactivos
I	Infogas. Información histórica anual 2024 INEI. Encuesta Nacional de Hogares INEI. Principales indicadores económicos
M	Minem. Libro anual de recursos de hidrocarburos 2018-2023 Minem. Consumo mensual y tipo de combustible por unidad de generación, diciembre 2024 Minem. Anuario estadístico de hidrocarburos 2019-2023 Minem. Principales indicadores del sector hidrocarburos a nivel nacional, diciembre 2024 Minem. Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional, diciembre 2024 Minem. Programa anual de inversiones FISE 2020-2024
O	Osinergmin. Anuario estadístico 2018-2023 Osinergmin. Boletín estadístico trim I 2024 Osinergmin. Boletín estadístico trim II 2024 Osinergmin. Boletín estadístico trim III 2024 Osinergmin. Boletín estadístico trim IV 2024 Osinergmin. Boletín mensual de gas natural enero-diciembre 2024 Osinergmin. Datos abiertos y seguimiento del sector energético minero Osinergmin. La Industria del gas natural en el Perú. Mirando al bicentenario y perspectivas recientes Osinergmin. Pliegos tarifarios Contugas 2019-2024 Osinergmin. Pliegos tarifarios Quavii 2019-2024 Osinergmin. Pliegos tarifarios Petroperú 2019-2024 Osinergmin. Pliegos tarifarios Cálidda 2019-2024 Osinergmin. Reporte mensual de volúmenes entregados 2024
P	Petróperú. Estados financieros 2019-2024 Perúpetro. Estadística mensual de hidrocarburos 2019-2024 Perúpetro. Embarques exportación Perú 2019-2024 Promigas. Informe de gestión empresas relacionadas 2024 Promigas. Estados Financieros separados e informe del revisor fiscal a diciembre de 2024
S	SUNAT. Exportaciones definitivas por sector 2024 SNMPE. Memoria anual 2024

InfoGAS PROMIGAS | 10 años



FACTORES DE CONVERSIÓN ENTRE COMBUSTIBLES

PROMIGAS Perú | Quavii Una empresa PROMIGAS

FACTORES DE CONVERSIÓN ENTRE COMBUSTIBLES

UNIDAD	COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO (Miles de BTU)[1]
Metro cúbico	Gas natural [2]	35,3
Metro cúbico	Biogás	18,0
Metro cúbico	Leña	5,7
Tonelada	Bagazo	452.000
Tonelada	Carbón	30,4
Tonelada	Coque de carbón	32,4
Tonelada	Diésel	434.000
Tonelada	Fuel oil	408.000
Galón	GLP	93,6
Kilowatt hora	Electricidad	3,4

[1] El contenido energético de un mismo combustible puede variar según sus características.

[2] En promedio, el gas natural distribuído en Perú durante 2023 tenía un poder calorífico de 37,9 miles de BTU por metro cúbico.