

Boletín

ESTADÍSTICO

Procesamiento, Producción y
Transporte de Gas Natural

1er Trimestre 2023

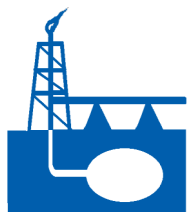




Como parte del trabajo de difusión del conocimiento que viene desarrollando la División de Supervisión de Gas Natural del OSINERGMIN, se publica en forma trimestral los indicadores más relevantes en las actividades de explotación, producción, procesamiento, transporte de gas natural y líquidos de gas natural y estado de los contratos de concesión de gas natural, los cuales son presentados en el Boletín Estadístico de Gas Natural, cuya publicación presentamos en formato digital y está disponible en la página web de OSINERGMIN.

La industria de gas y líquidos de gas natural en nuestro país es una realidad que muestra un continuo crecimiento. Está presente en las actividades de los principales sectores industriales y tiene impacto positivo sobre el crecimiento económico y socio-ambiental a futuro. Según veremos más adelante, existe en nuestro país un mercado de gas natural con un alto potencial de desarrollo.

CONTENIDO

**RESERVAS**

Reservas de Gas Natural	(10)
Reservas de Líquidos de Gas Natural	(11)

**PRODUCCIÓN**

Producción de Gas Natural Húmedo	(13)
Producción de Líquidos de Gas Natural	(14)
Disponibilidad de Suministro de Gas Natural	(15)

**PROCESAMIENTO**

Gas Natural Reinyectado	(16)
Gas Natural Procesado	(16)
Productos Finales por Planta	(17)

**TRANSPORTE**

Transporte de Gas Natural por Lotes.	(18)
Capacidad Disponible de Transporte de Gas Natural	(19)

**EXPORTACIÓN**

Exportación de GNL	(23)
Embarques y Despacho de GNL	(24)

**INDICADORES**

Reservas/Producción	(26)
Producto Bruto Interno	(35)
Precios al Consumidor de Combustibles	(35)

El desarrollo de la industria del gas natural en el Perú hasta el año 1998 se concentró en la zona de Talara y se limitaba al procesamiento del gas asociado, este gas natural era usado básicamente para la generación eléctrica de las operaciones petroleras y para uso residencial en los campamentos de explotación de la costa norte. A partir de ese año se extendió a la selva central con el inicio de las operaciones del proyecto Aguaytía. Las labores de supervisión, eran desarrolladas por OSINERGMIN a través de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos.

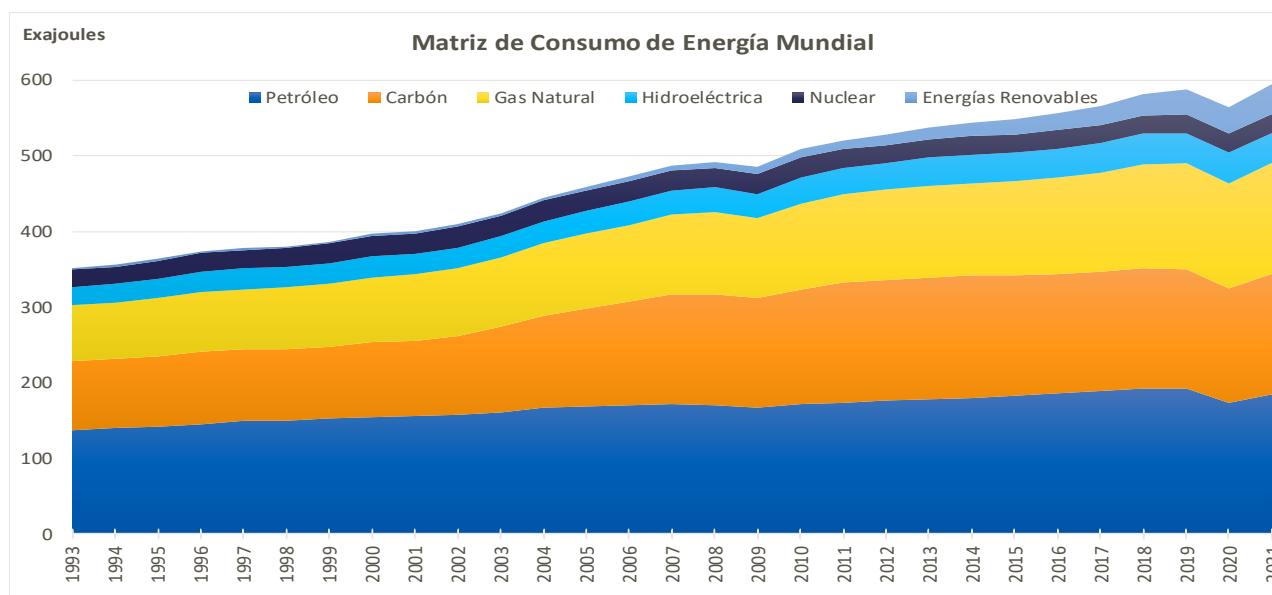
Posteriormente, en agosto del 2004 se da inicio a las operaciones comerciales del Proyecto Camisea, dando lugar a un creciente desarrollo de la industria del gas natural en nuestro país, lo cual impulsó a OSINERGMIN a replantear su organización creando así, en agosto del 2007, la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, con la finalidad de atender la demanda de regulación y supervisión de las actividades del gas natural en el país. En el 2016, las actividades de supervisión de distribución y comercialización de gas natural pasaron a la División de Supervisión Regional, quedando las demás actividades a cargo de la División de Supervisión de Gas Natural.

MATRIZ ENERGÉTICA

La demanda de energía se recuperó a los niveles previos en 2021, revirtiendo la reducción temporal en 2020 derivada de la pandemia de COVID-19. La demanda de energía primaria aumentó un 5,8% en 2021, superando niveles de 2019 en un 1,3%, tal como se muestra en el Gráfico 1.

Entre 2019 y 2021, las energías renovables aumentaron en más de 8 EJ. El consumo de combustibles fósiles se mantuvo prácticamente sin cambios, representaron el 82% del uso de energía primaria el año pasado, por debajo del 83% en 2019 y el 85% hace cinco años.

Gráfico 1. Consumo Anual Mundial de Energía por Combustible desde 1993 hasta 2021 (en Exajoules)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2022]

El aumento de la energía primaria entre 2019 y 2021 fue impulsado en su totalidad por fuentes de energía renovables. El nivel del consumo de energía de combustibles fósiles se mantuvo sin cambios entre 2019 y 2021, con menor demanda de petróleo (-8 EJ) compensada por mayor consumo de gas natural (5 EJ) y carbón (3 EJ).

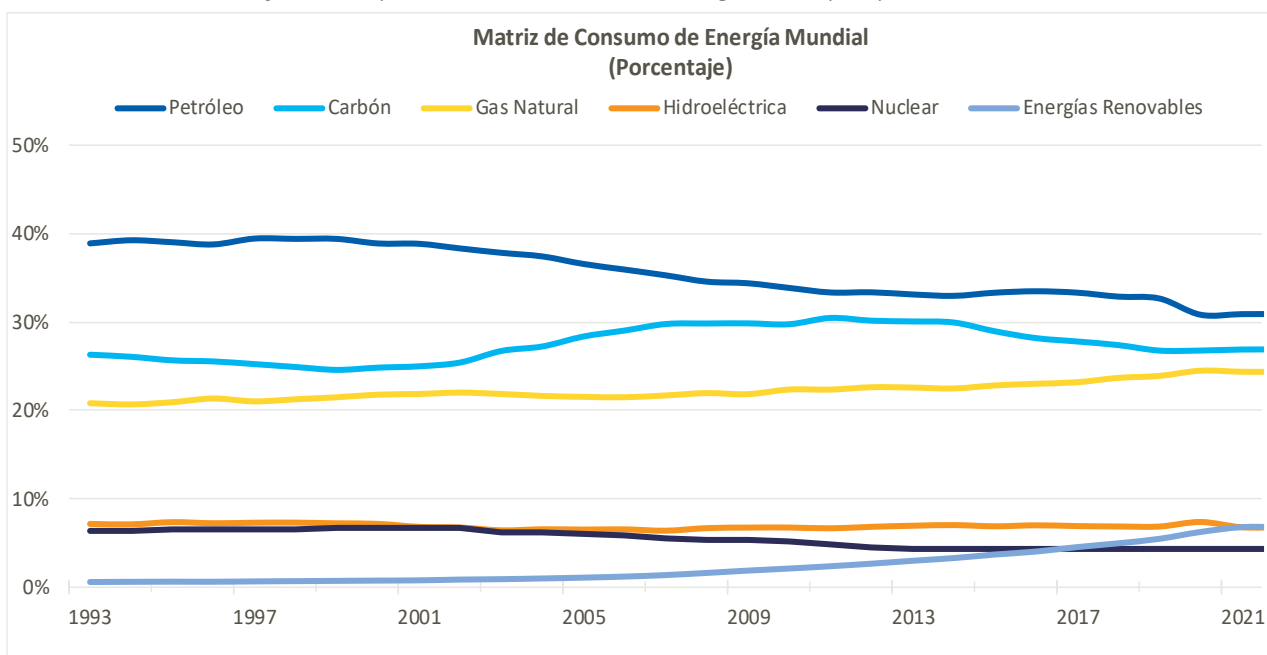
El consumo de petróleo aumentó en 5,3 millones de barriles por día (b/d) en 2021, pero permaneció 3,7 millones b/d por debajo de los niveles de 2019. El petróleo continúa siendo el combustible dominante en el mundo (31,0%).

El carbón es el segundo combustible más utilizado, aumentó ligeramente en el 2021, representando ahora el 26,9%, con un ligero aumento respecto al 26,8% del 2020. La demanda de gas natural creció un 5,3% en 2021, recuperándose por encima niveles previos a la pandemia, su participación en 2021 se mantuvo sin cambios respecto al año anterior en un 24,4%.

Las energías renovables representan el 6,7% de la matriz energética, superando al 4,3% de la energía nuclear. La energía Hidroeléctrica disminuyó ligeramente en 0,5%, llegando a 6,8%.

El detalle de la cuota de mercado alcanzada por cada tipo de combustible se encuentra en el Gráfico 2:

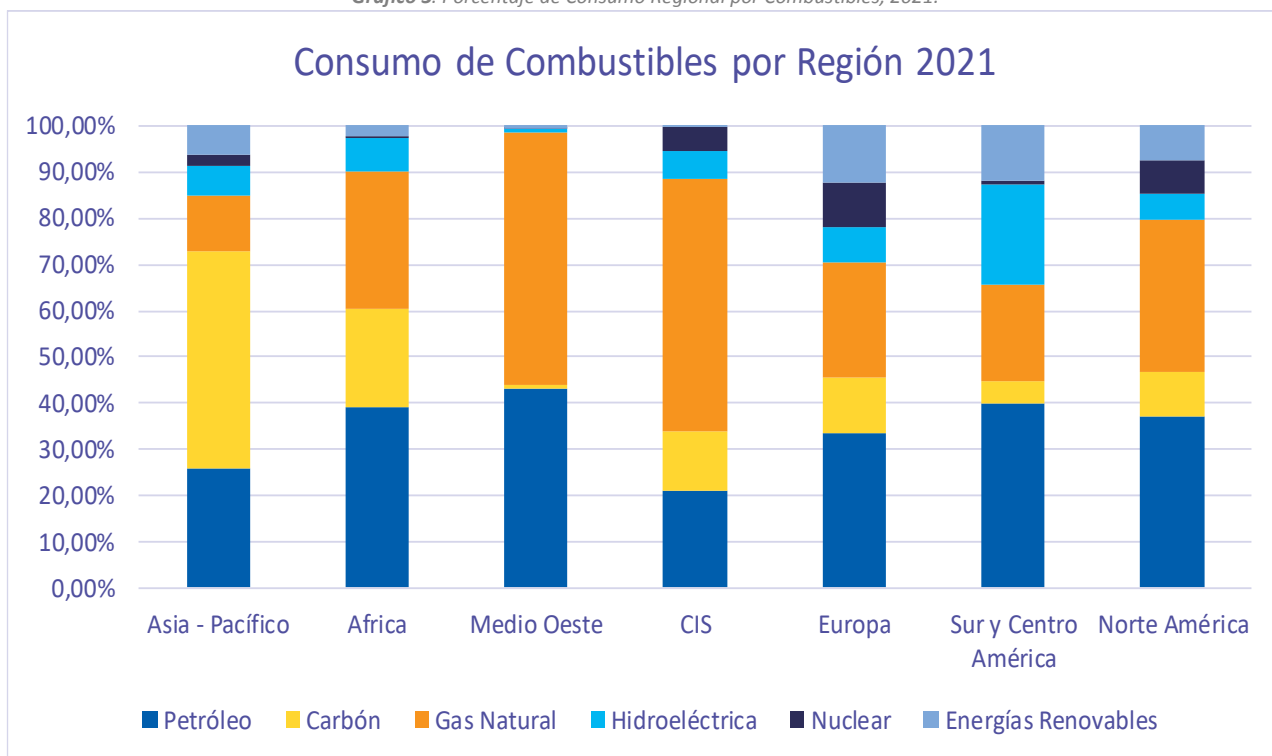
Gráfico 2. Participaciones del Consumo Mundial de Energía Primaria por Tipo de Combustible



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2022]

En el Gráfico 3 se aprecia que el petróleo se mantiene como el combustible dominante en África, Europa y las Américas, mientras que el Gas Natural domina en la CIS (Comunidad de Estados Independientes) y el Medio Oriente, y representa más de la mitad de la combinación de energía en ambas regiones. El carbón es el combustible dominante en la región de Asia Pacífico. En particular, tanto Europa como América del Norte mostraron un aumento en el consumo de carbón en 2021 después de casi 10 años consecutivos de disminución.

Gráfico 3. Porcentaje de Consumo Regional por Combustibles, 2021.



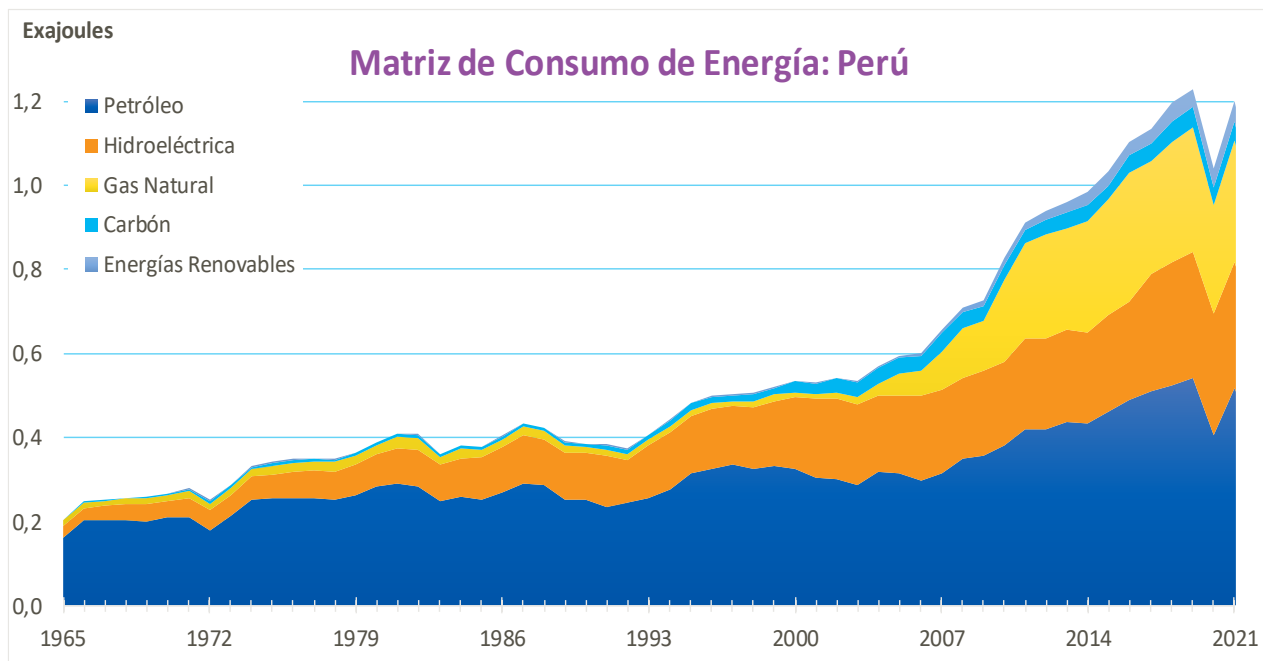
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2022]

MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ

En el 2021, el consumo energético en el Perú tuvo un aumento de 15,4%, respecto al año anterior, recuperando los niveles después de la emergencia provocada por el COVID-19, aunque el consumo no supera el registrado en el 2019. En cuanto a las fuentes de energía, aumentaron el consumo del carbón en 9,3%, gas natural en 12,5%, Petróleo 27,1%, Hidroeléctrica 4,3% y energías renovables en 4,2%.

La evolución de la matriz de consumo de energía en el país se muestra en el Gráfico 4.

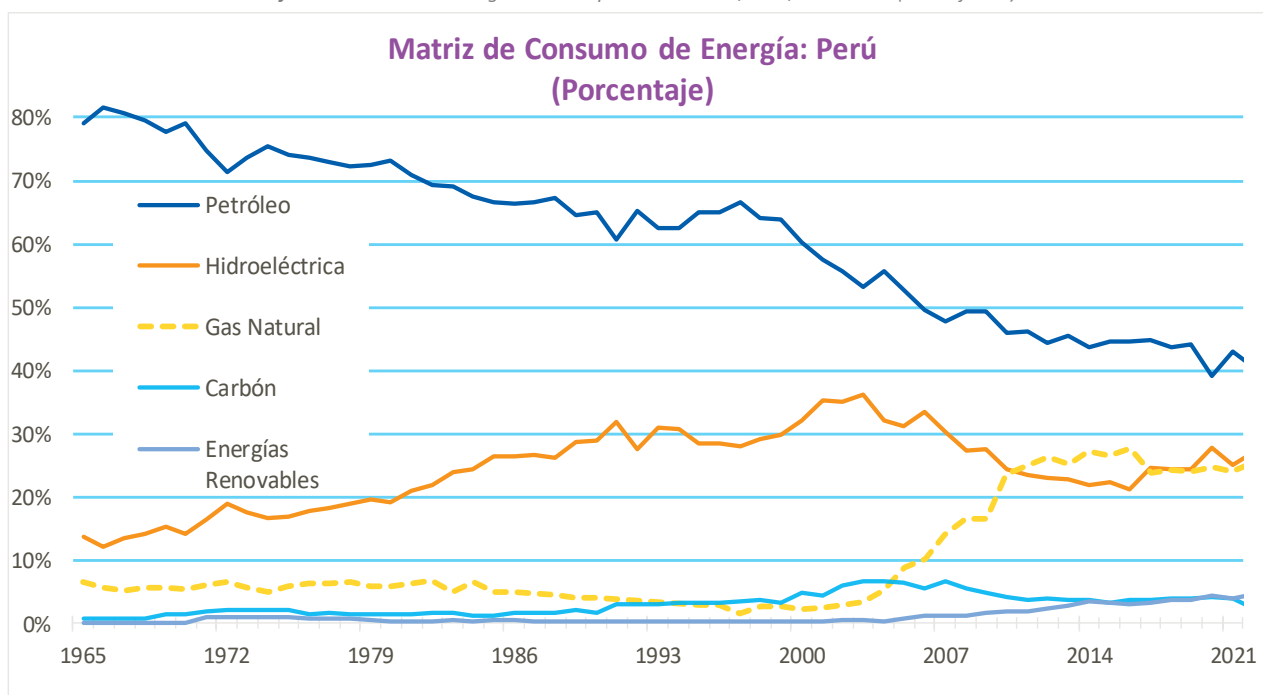
Gráfico 4. Consumo de Energía Primaria por Combustible: Perú, 1965-2021



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2022]

Como se observa en el Gráfico siguiente, existe una marcada tendencia al cambio en la participación en el mercado energético de cada una de las fuentes de energía, disminuyendo el consumo de carbón y el petróleo para utilizar nuevas fuentes de energía primaria más limpias, como el gas natural y las energía renovables.

Gráfico 5. Consumo de Energía Primaria por Combustible, Perú, 1965-2021 (en Exajoules)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2022]



En el Gráfico 6 se compara el comportamiento del consumo de energías primarias en el Perú en los años 2019, 2020 y 2021, medidos en Exajoules (EJ).

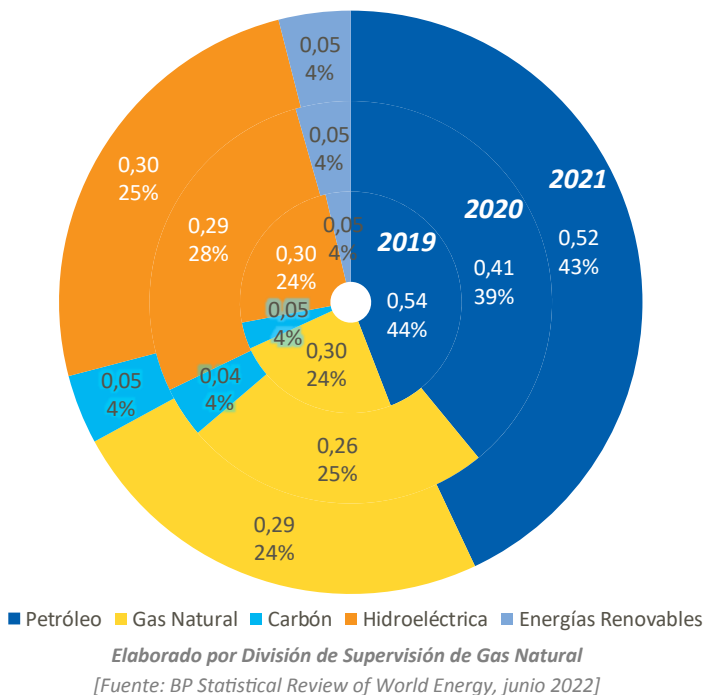
En el año 2021, el gas natural disminuyó ligeramente su participación en mercado energético, retrocediendo de 24,7% (0,26 EJ) el 2020 a tener un 24,1% (0,29 EJ) en el 2021.

Asimismo, las energías renovables frenaron su participación de la cuota de mercado al disminuir de 4,4% en el 2020 a 4,0% en el 2021.

Del mismo modo, disminuyó la participación de Hidroeléctrica y del Carbón.

Caso contrario sucede con el petróleo, aumentando a 43,0% (0,52 EJ).

Gráfico 6. Comportamiento del Consumo de Energía Primaria, Perú-2021



BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

En el Gráfico 7 y en el Gráfico 8 se observa la evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos expresado en miles de dólares y miles de barriles respectivamente, donde se registra un déficit anual de 4 596,15 millones de dólares hasta diciembre de 2022.

En algunos meses las exportaciones han sido mayores a las importaciones en cuanto a la cantidad de barriles; sin embargo ello no se refleja cuando se expresa en dólares, debido a que el precio de las importaciones es mayor al precio de las exportaciones.

El Perú se ve obligado a importar ciertos productos como petróleo y Diésel para cubrir la demanda actual del mercado, pues la producción nacional no puede abastecer lo que requiere el parque automotor e industria nacional.

Gráfico 7. Evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos 2022 (en Miles de US\$)

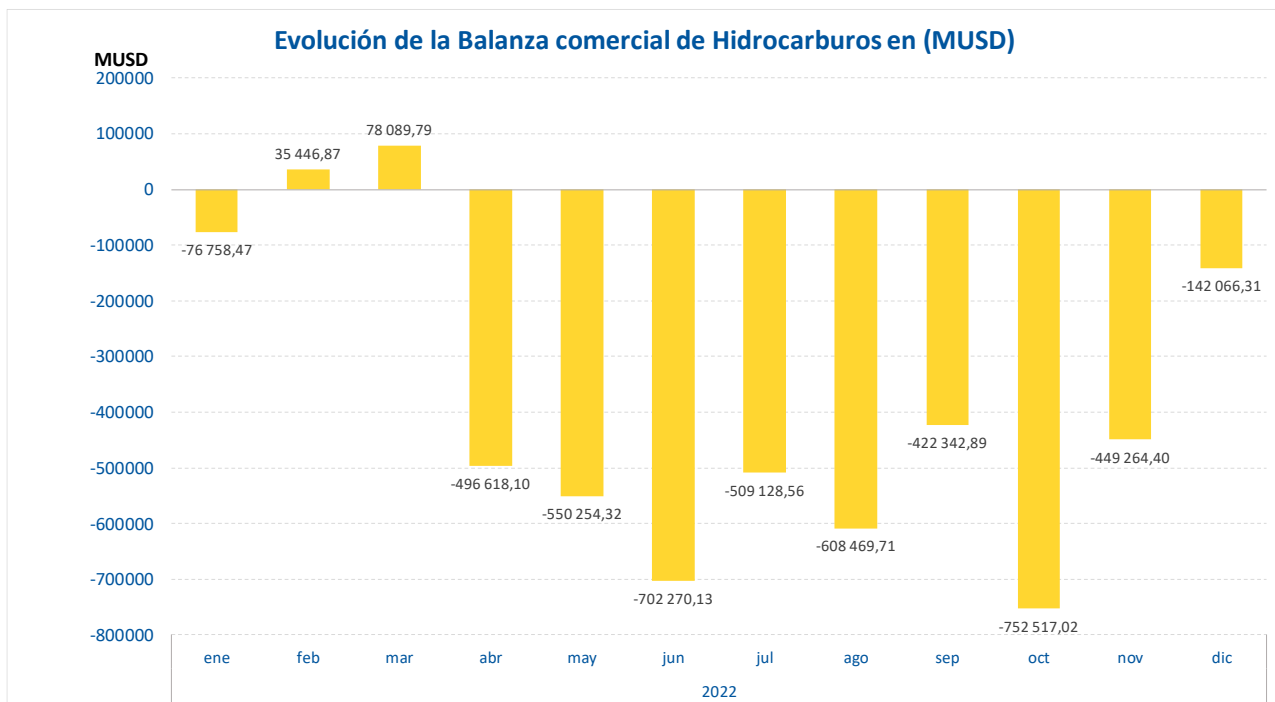
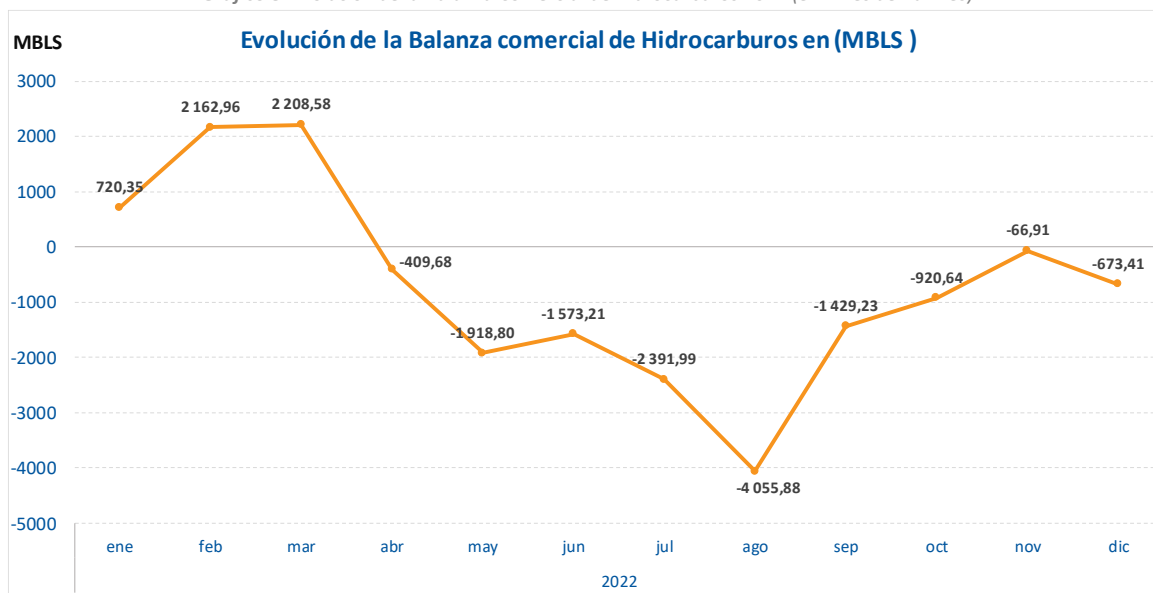


Gráfico 8. Evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos 2022 (en Miles de Barriles)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Balanza Comercial de Hidrocarburos, MINEM]

INFRAESTRUCTURA

El crecimiento de la infraestructura de producción, procesamiento y transporte de gas natural en el país, se ha dado con mayor fuerza a partir del año 2004 con el proyecto Camisea, al haberse constituido en la principal fuente de abastecimiento de gas natural en el país, lo que ha permitido atender satisfactoriamente el rápido desarrollo de la demanda de gas natural.

Infraestructura de Producción

En la Ilustración 1 se muestra el área de los lotes 56, 57 y 88, así como también las locaciones, donde están siendo explotados (recuadros verdes) apreciándose que existen áreas para desarrollo futuro.

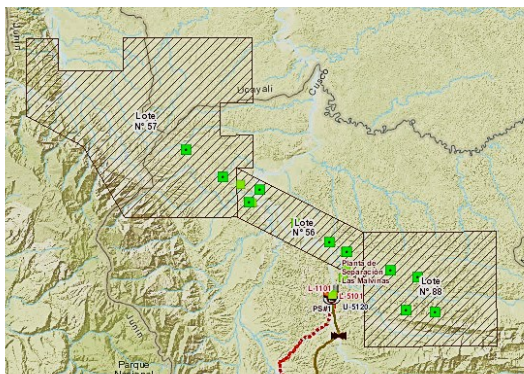


Ilustración 1. Lotes Productores en Camisea ESCALA 1:1,155,581 (Mapa Energético Minero - Osinergmin)

A) Pozos en el Lote 57: 6 Productores

Tabla 1. Infraestructura de Pozos en el Lote 57

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
KINTERONI	KINTERONI 1X-ST1	Productor
	KINTERONI 2D-ST1	Productor
	KINTERONI 3D	Productor
SAGARI	SAGARI 7D-ST	Productor
	SAGARI 8D	Productor
	SAGARI 4 XD	Productor

B) Pozos en Lote 88: 14 Productores y 4 Reinyectores.

Tabla 2. Infraestructura de Pozos en el Lote 88

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
SAN MARTÍN 1	SAN MARTIN 1	Productor
	SAN MARTIN 1001D	Productor
	SAN MARTIN 1002D	Reinyector
	S MARTIN 1003D-ST1	Productor
	S MARTIN 1004D-ST1	Productor
SAN MARTÍN 3	SAN MARTIN 3-ST1	Reinyector
	SAN MARTIN 1005	Reinyector
	SAN MARTIN 1006	Reinyector
CASHIRIARI 1	CR1-1R	Productor
	CR1-1001D	Productor
	CR1-1002D	Productor
	CR1-1003D	Productor
	CR1-1004D	Productor
CASHIRIARI 3	CR3-ST2	Productor
	CR3-1005D-ST1	Productor
	CR3-1006D	Productor
	CR3-1007D	Productor
	CR3-1008D	Productor

C) Pozos en Lote 56: 8 Productores, y 2 Reinyectores

Tabla 3. Infraestructura de Pozos en el Lote 56

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
PAGORENI A	PAG 1004D	Productor-Reinyector
	PAG 1005D	Productor-Reinyector
	PAG 1006D	Productor
	PAG 1007D	Productor
PAGORENI B	PAG 1001D	Productor
	PAG 1002D-ST1	Productor
	PAG 1003D-ST1	Productor
MIPAYA	MIP-1001-XCD	Productor
	MIP-1002-CD	Productor
	MIP-1003-CD-ST1	Productor
PAGORENI OESTE	PAG WEST - 1001XD	Cerrado Temporalmente

Infraestructura de Procesamiento

- A. La Planta Malvinas ha tenido 2 ampliaciones, inició operaciones con capacidad de procesamiento de 440 MMPCD y actualmente tiene 1 680 MMPCD. La última ampliación se realizó en el 2012, incrementándose la capacidad en 520 MMPCD al instalar un nuevo tren criogénico con dos turbocompresores de 240 y 480 MMPCD, cuatro módulos en el Slug Catcher, una unidad estabilizadora de condensados de 25 000 barriles por día y una esfera de almacenamiento de 25 000 barriles .
- B. La planta de Gas de Curimaná de Aguaytía Energy del Perú S.R.L., ubicada en el departamento de Ucayali, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 55 MMPCD.
- C. La planta de fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural de Aguaytía Energy del Perú S.R.L., ubicada en el distrito de Yarinacocha, tiene una capacidad de procesamiento de 3775 BPD.
- D. La planta de fraccionamiento de Pisco, ubicada en el distrito de Paracas, ha tenido 2 ampliaciones, al inicio de sus operaciones tenía una capacidad de 50 MBPD y en la actualidad tiene 120 MBPD.
- E. La planta Procesadora de Gas Pariñas (UNNA Energía S.A.), ubicada en Talara, ha mantenido su capacidad de procesamiento de 40 MMPCD.
- F. La Planta Criogénica de Gas Natural Pariñas (PGP), ubicada en Talara, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 50 MMPCD.
- G. La planta de Licuefacción de GN de Perú LNG, ubicada en Melchorita - Cañete, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 625 MMPCD.

Foto 1. Planta de Procesamiento de Gas Natural, Malvinas.



Fuente: División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

Foto 2. Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural, Pisco.



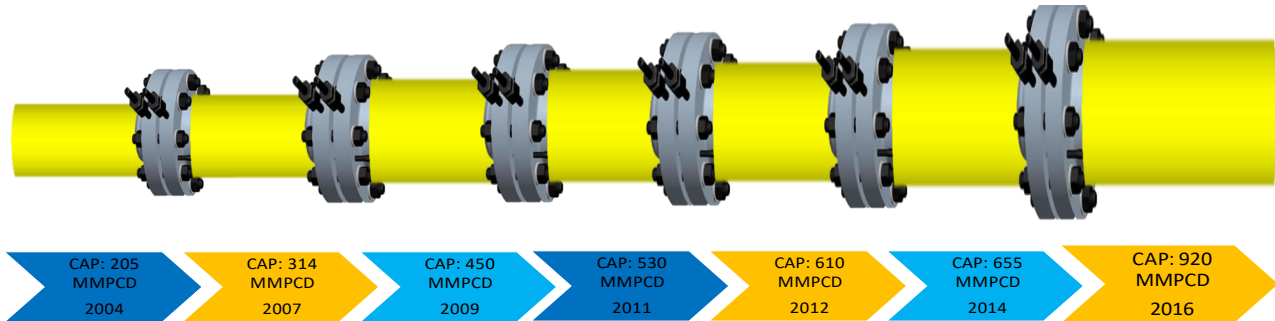
Fuente: División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

Infraestructura de Transporte

Los sistemas de transporte de GN y LGN han tenido una evolución sostenida de acuerdo a las necesidades de la demanda de gas natural para el mercado interno, desde su inicio de operación en el 2004 hasta la actualidad, como se puede apreciar en las ilustraciones 2 y 3:

A. Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate de Lurín-Transportadora de Gas del Perú S.A.

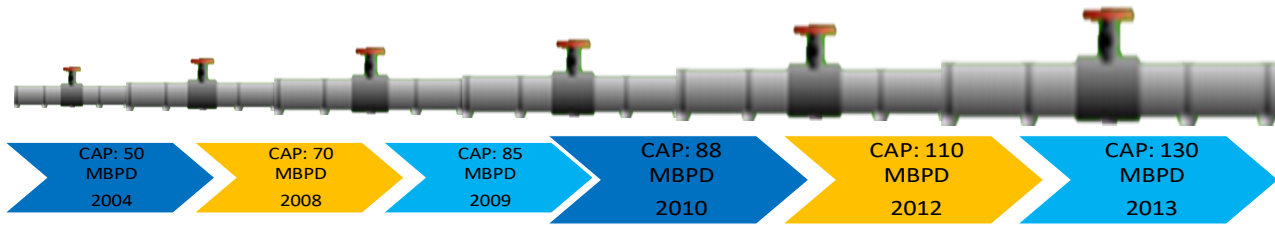
Ilustración 2. Capacidad de Transporte de Gas Natural – TgP



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

B. Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural de Camisea a la Costa -Transportadora de Gas del Perú S.A.

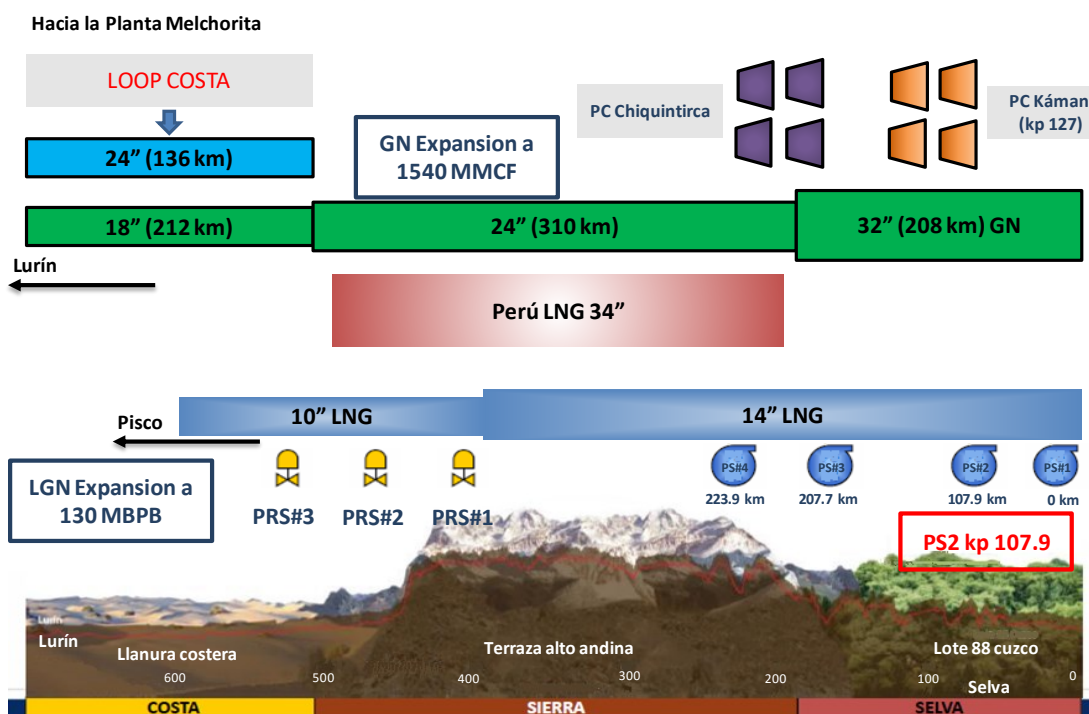
Ilustración 3. Capacidad de Transporte de Líquidos de Gas Natural



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

En la Ilustración 4, se muestra la infraestructura actual de los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural, desde Camisea a la costa del Perú, también se puede ver el ducto de Perú LNG que va desde la Planta Chiquintirca hasta la Planta Melchorita.

Ilustración 4. Infraestructura de Sistemas de Transporte de GN y LGN



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN



RECURSOS DE PETRÓLEO

Son aquellas cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales.

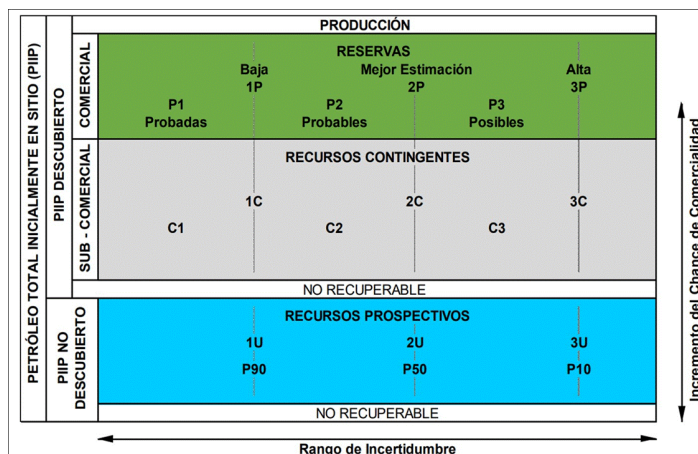
En el gráfico 9 se representa gráficamente el sistema de clasificación de recursos del Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo.

RESERVAS

Son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de evaluación) basadas en los proyectos de desarrollo aplicados.

Las Reservas son las cantidades de venta según lo medido en el punto de referencia.

Gráfico 9. Sistema de Clasificación de Recursos



[Fuente: Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo "PRMS" SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE, 2018]

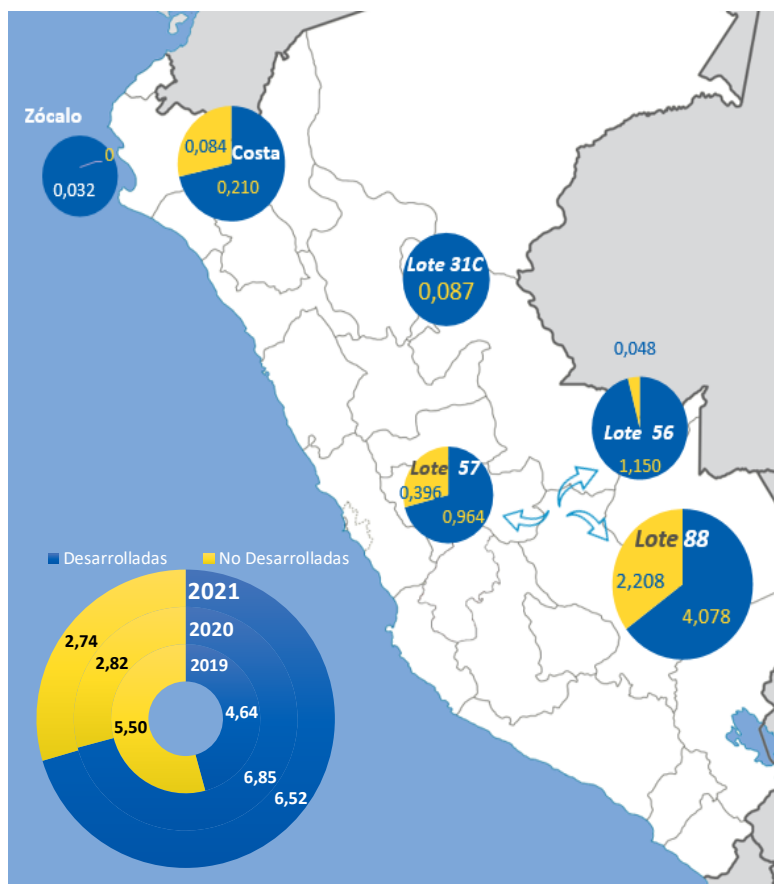
Reservas de Gas Natural

Las reservas probadas estimadas, al 31 de diciembre de 2021, han disminuido en 0.411 TCF, con respecto al estimado realizado al 31 de diciembre del año 2020. La reducción de la Reservas Probadas Desarrolladas (0.326TCF), se debió principalmente a la producción del año 2021; la reducción de la Reservas Probadas No Desarrolladas (0.084 TCF), se debió principalmente a las disminuciones en la zona Selva Sur (Camisea).

En el Gráfico 8 se muestran los estimados de reservas probadas (Desarrolladas y No desarrolladas) de gas natural al 31 de diciembre de los años 2019, 2020 y 2021. Las variaciones observadas en los diferentes años se debe a la producción de los yacimientos y re-categorización de reservas de no desarrolladas a desarrolladas.

Como se puede observar, el mayor volumen de reservas probadas se encuentra en la selva sur del país (lotes 88, 56 y 57), que representan el 95.53 % de las reservas probadas de Gas Natural al 31 de diciembre del 2021.

Gráfico 10. Mapa de Reservas Probadas de Gas Natural por Lotes, al 31 de diciembre de 2021*(en TCF [10⁹])



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural

[Fuente: Libro de Recursos de Hidrocarburos MINEM 2021, Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural Osinergmin 2021]

Las Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales.

Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles.

Las Reservas Posibles son aquellas Reservas adicionales que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Estos volúmenes se muestran en la **Tabla 4** y **Tabla 5**.

En el Lote 88, los estimados de reservas de los campos Cashiriari y San Martín disminuyeron principalmente por la producción del año 2021 (0,25 TCF).

Tabla 4. Reservas y Recursos para el Mercado Nacional al 31 de diciembre de 2021

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2P (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
88	6,286	7,256	7,803	0,515	Fin Contrato: 2 040 / Vida útil: 2 047
58	0	0	0	2,914	Fin Contrato: 2 045 / Vida útil: 2 047

La producción de los lotes 56 y 57 está destinada para la exportación por medio de Perú LNG, que licúa el gas en la Planta Melchorita.

Tabla 5. Reservas y Recursos para Exportación al 31 de diciembre de 2021

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2P (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
56	1,198	1,469	1,868	0,163	Fin Contrato: 2 044 / Vida útil: 2 047
57	1,360	1,786	2,163	0,000	Fin Contrato: 2 044 / Vida útil: 2 047

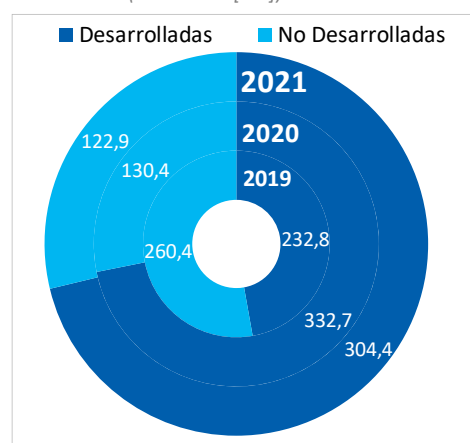
Reservas de Líquidos de Gas Natural

Las reservas probadas de Líquidos de Gas Natural estimadas al 31 de diciembre del 2021 son del orden de 427.2 MMSTB, de los cuales 423.1 MMSTB (99,04%) corresponden a la zona selva sur.

Las reservas probadas de Líquidos de Gas Natural estimadas al 31 de diciembre del 2021 disminuyeron en 35.8 MMSTB en comparación a las reservas probadas estimadas al 31 de diciembre del 2020.

La disminución de las reservas probadas desarrolladas de Líquidos de Gas Natural (28.3 MMSTB), se debió principalmente a la producción del año 2021

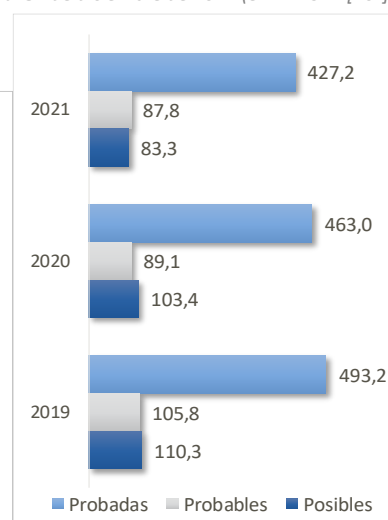
Gráfico 11. Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2021 (en MMSTB [10⁶])



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural

[Fuente: Libro de Recursos de Hidrocarburos MINEM 2021, Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural-Osinergmin 2021]

Gráfico 12. Reservas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2021 (en MMSTB [10⁶])



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural

[Fuente: Libro de Recursos de Hidrocarburos MINEM 2021, Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural-Osinergmin 2021]



PRODUCCIÓN

Producción de Gas Natural Húmedo

En la zona denominada Camisea se ubica la principal fuente de gas natural del país. Se encuentra ubicada en las inmediaciones del río Camisea, a unos 20 km. de la margen derecha del río Urubamba. Comprende los lotes 56, 57, 58 y 88; los cuales se encuentran ubicados en la selva sur del país. Los lotes 56 y 88 son operados por Pluspetrol Perú Corporation, mientras que el Lote 57 es operado por Repsol Exploración Perú.

En el Gráfico 13 se muestra la producción promedio en MMPCD de estos Lotes hasta el primer trimestre del 2023, se observa condiciones normales. En el primer trimestre del 2023 en promedio el lote 88 produjo 1 203,93 MMPCD; asimismo, los lotes 56 y 57 se produjeron en promedio 397,25 y 219,28 MMPCD respectivamente, haciendo un total de 1 820,45 MMPCD.

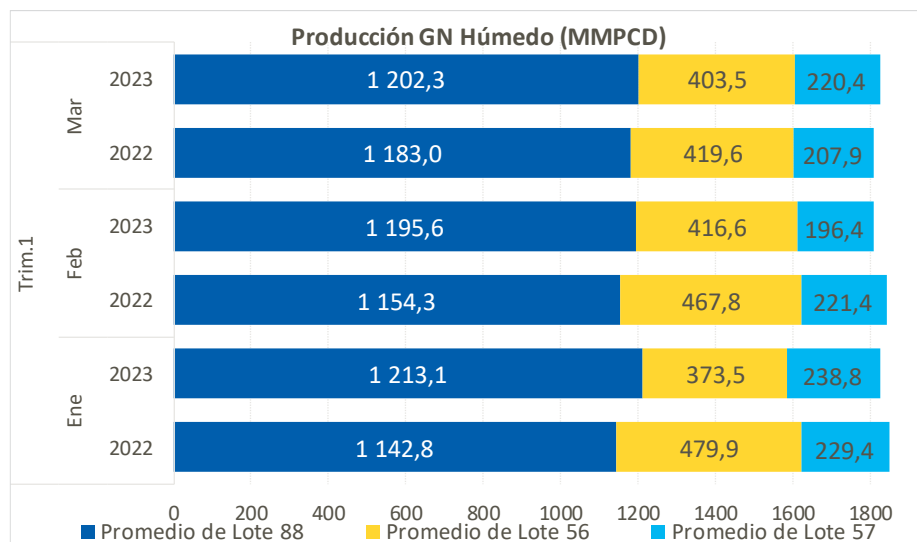
Gráfico 13. Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo al 2023, Principales Lotes (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]

En el Gráfico 14 se observa en Camisea una disminución de la producción promedio mensual en el primer trimestre de este año respecto al anterior. En el primer trimestre del 2023 se produjo en promedio 1 203,93 MMPCD en el lote 88; 397,25 MMPCD en el lote 56 y 219,28 MMPCD en el lote 57; en comparación al primer trimestre del año 2022, donde se produjo en promedio 1 160,23 MMPCD; 455,33 MMPCD y 219,51 MMPCD respectivamente, de los lotes mencionados.

Gráfico 14. Comparación de Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo del Primer Trimestre (2022-1 vs 2023-1), Principales Lotes (MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]

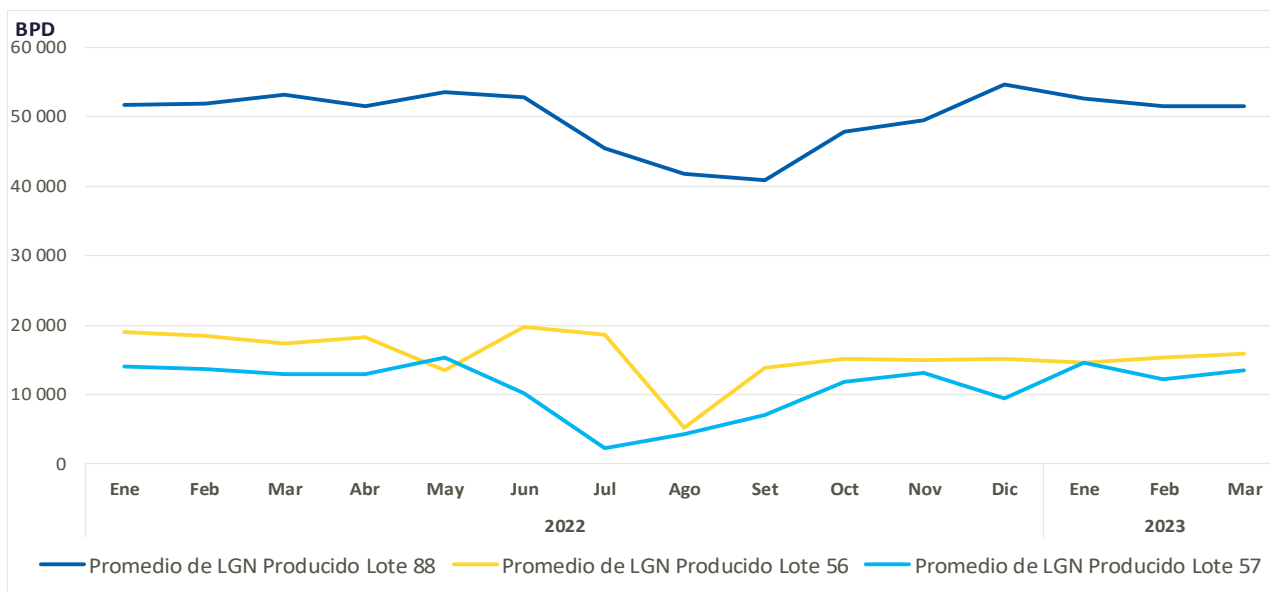
Producción de Líquidos de Gas Natural

Los Líquidos de Gas Natural (LGN) son componentes pesados del Gas Natural, con una composición mayor a 3 átomos de carbonos. La relación de producción LGN y Gas natural de un yacimiento (bbls/MMscf), es un indicativo de su riqueza.

En el primer trimestre del 2023, la producción de LGN fue en promedio 51 895,93 BPD en el lote 88, 15 218,18 BPD en el lote 56 y 13 412,31 BPD en el lote 57. Cabe mencionar que la producción en los lotes de Camisea se desarrolló en condiciones normales, debido al procesamiento estable y continuo en Planta Malvinas.

La producción promedio mensual en Barriles por Día (BPD) durante el 2022 y 2023 se detalla en el Gráfico 15:

Gráfico 15. Producción Promedio Mensual de Líquidos de Gas Natural, Principales Lotes (en BPD)

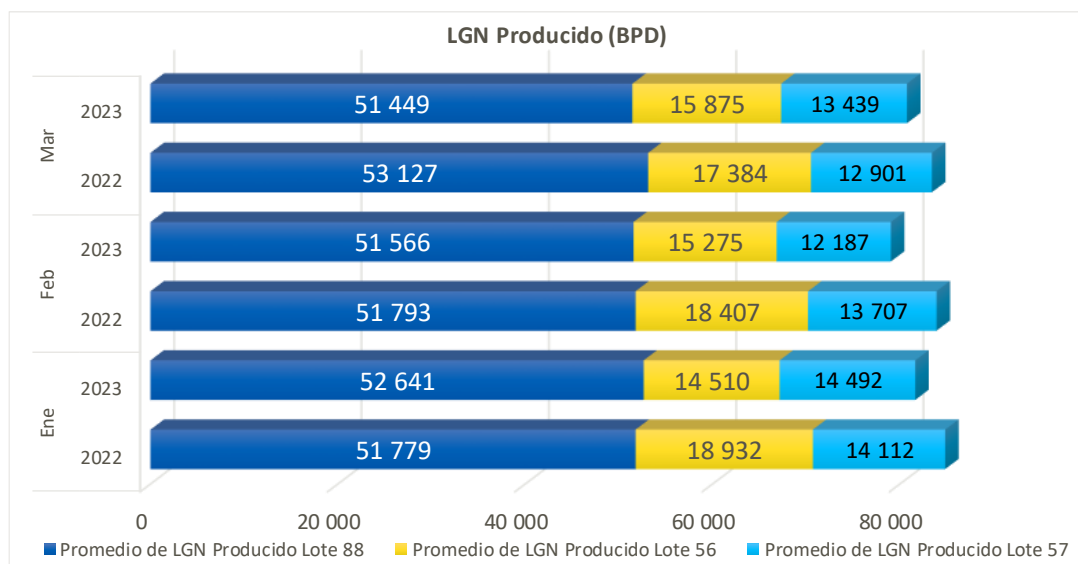


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]

En el Gráfico 16 se compara la producción de LGN promedio mensual del primer trimestre del 2023 y la producción del mismo periodo del año 2022.

Respecto a la producción en el Lote 57, se observa un aumento en enero y marzo de 2023, pero una reducción en febrero de 2023 en comparación de los mismos meses del año 2022. Por otro lado, respecto a la producción del Lote 88, se observa una disminución en febrero y marzo de 2023, pero un incremento en enero de 2023 en comparación de los mismos meses del año 2022. Finalmente, respecto a la producción del Lote 56, se observa una disminución en todos los meses del primer trimestre del 2023 en comparación al mismo trimestre del 2022.

Gráfico 16. Producción Promedio Mensual de Líquidos de Gas Natural, Principales Lotes (en BPD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]



Ventas de Pluspetrol a los Consumidores Independientes

Los lotes 88 y 56 son operados por Pluspetrol, el mismo que suscribe contratos de los volúmenes de venta directamente con los consumidores independientes.

En el Gráfico 17 se muestran los promedios de venta mensual por cada uno de los lotes durante el primer trimestre del 2023, el gas natural del Lote 56 es destinado para la exportación y el gas natural del Lote 88 es para el consumo Interno.

El detalle por tipo de actividad de cada consumidor del mercado nacional se observa en el Gráfico 18:

Gráfico 17. Ventas de Gas Natural Promedio del Mes (en MMPCD)

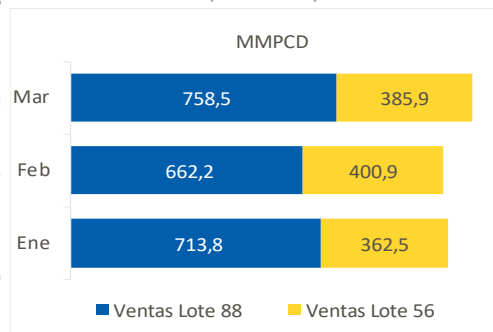
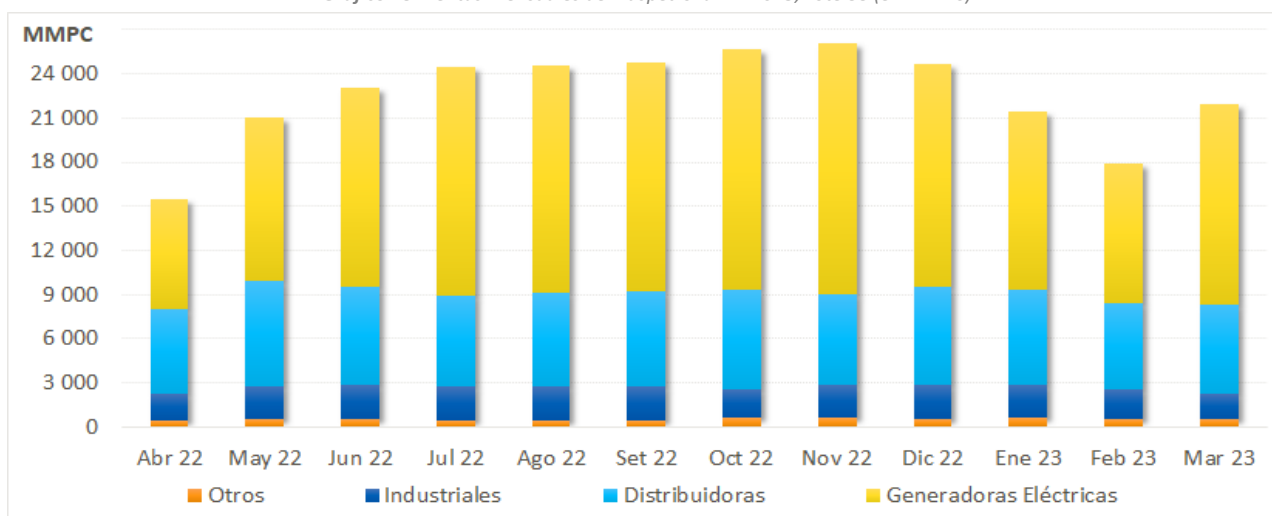


Gráfico 18. Ventas Mensuales de Pluspetrol al T1-2023, Lote 88 (en MMPC)

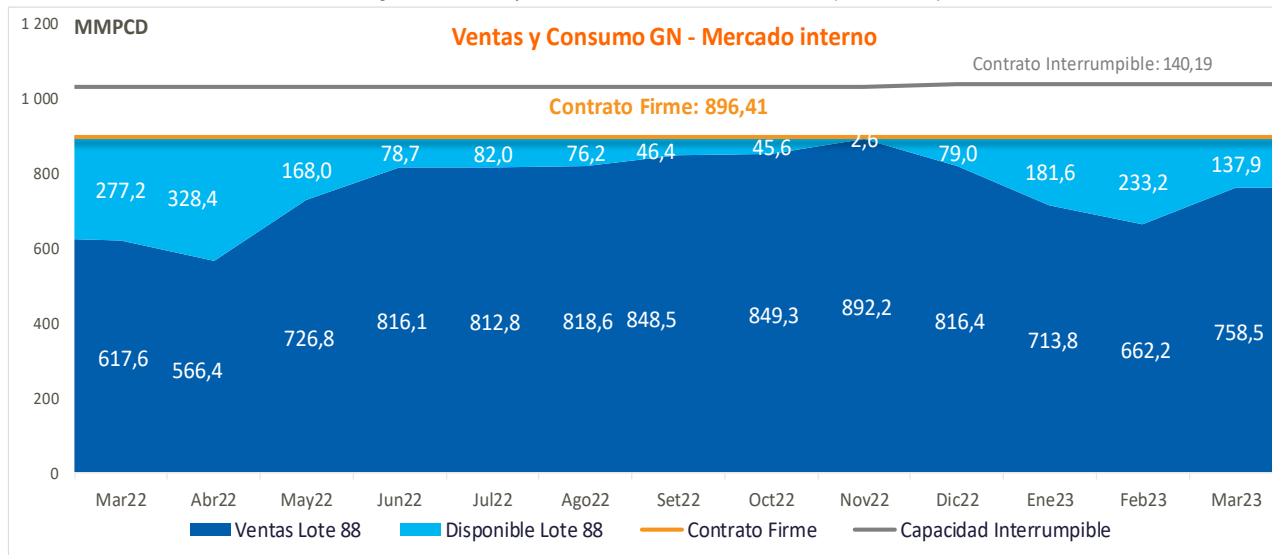


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Informe Mensual Sobre Hidrocarburos Procesados Planta Pisco & Malvinas]

Suministro Disponible de Gas Natural

Los volúmenes de gas natural contratados se suscriben en la modalidad a volumen firme o interrumpible, sin embargo, el consumo de cada empresa es inferior a lo establecido en los contratos correspondientes, debido a ello se tiene en el mercado volumen no utilizado, que viene a ser la diferencia entre los volúmenes a contrato firme y el volumen medido en el punto de entrega; para el consumo del mercado nacional esta diferencia se muestra en celeste en el Gráfico 19, se observa un nivel de ventas estable, con un aumento en el cuarto trimestre del 2022, debido a la prolongación de periodo de estiaje.

Gráfico 19. Ventas y Consumo Mensual de Gas Natural (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Informe Mensual Sobre Hidrocarburos Procesados Planta Pisco & Malvinas]



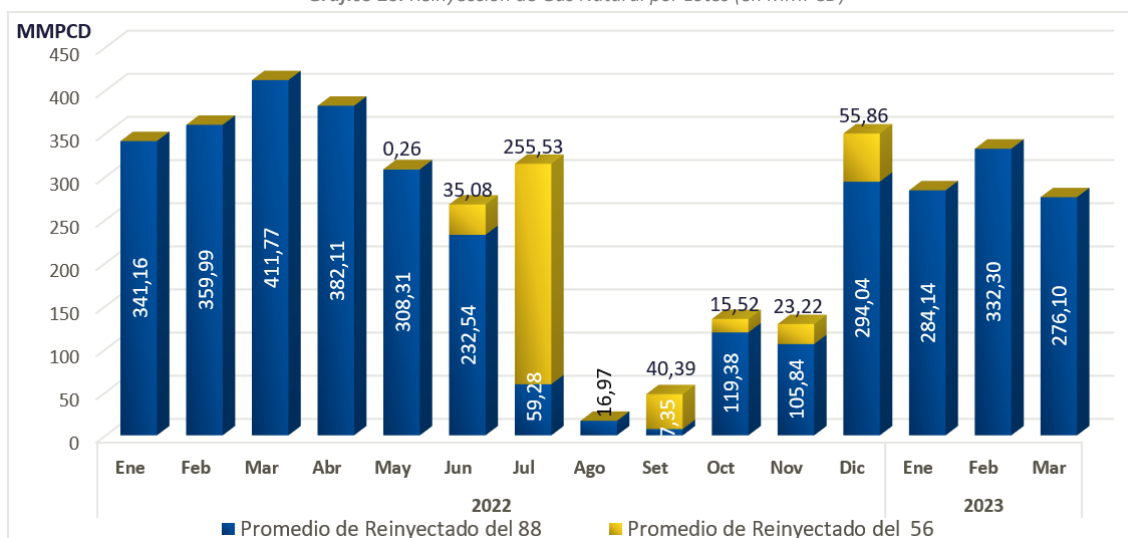
Gas Natural Reinyectado

El proyecto del Gas de Camisea se planteó de forma tal de maximizar el factor de recuperación de gas, maximizar la recuperación de líquidos asociados (Condensados y GLP), reinyectando a los reservorios, de ser necesario, el gas excedente a las necesidades del mercado.

La Planta de Compresión de Malvinas, cuenta con 5 módulos que permiten la compresión de gas seco a ser transportado hacia los centros de consumo. Asimismo, el gas excedente de la demanda del mercado se comprime para ser reinyectado en los reservorios

Actualmente, la inyección de gas seco está concebida principalmente para el gas del Lote 88 hacia los pozos del Yacimiento San Martín y cuando se tiene gas seco excedente del Lote 56, se inyecta en el yacimiento Pagoreni. Los volúmenes reinyectados se muestran en el Gráfico 20 como un promedio diario para cada uno de los meses del 2022 y 2023.

Gráfico 20. Reinyección de Gas Natural por Lotes (en MMPCD)



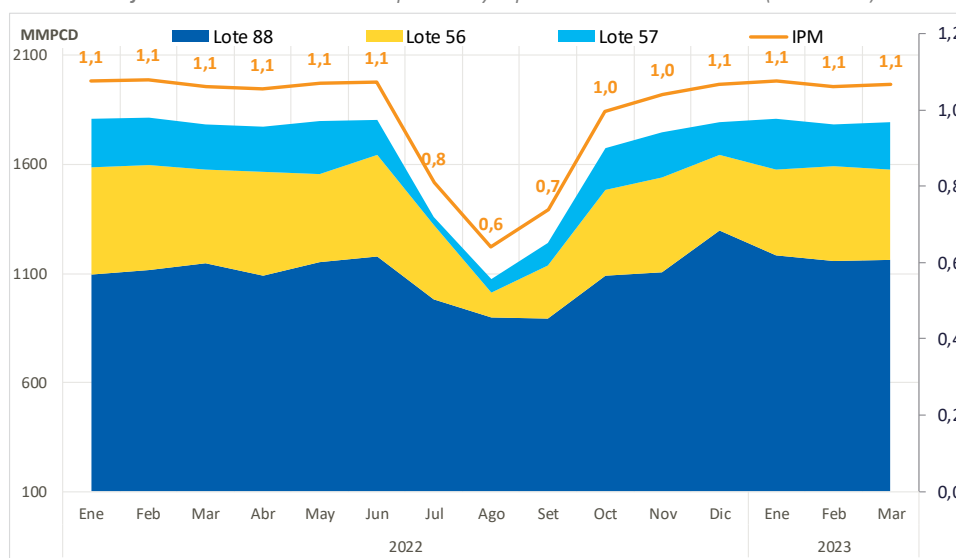
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]

PROCESAMIENTO

Gas Natural Procesado

A la Planta de Procesamiento de Malvinas ingresa gas natural que requiere ser procesado para separar los líquidos de Gas Natural del gas natural seco y otros componentes no deseados, en el Gráfico 21 se observa el promedio mensual de producción por lote en Planta Malvinas, así como la curva de tendencia del Indicador de Procesamiento de Planta Malvinas (IPM) el cual se calcula sobre la capacidad de diseño de Planta Malvinas la cual es 1 680 MMPCD.

Gráfico 21 Gas Natural Procesado por Lotes y capacidad de Diseño de Planta (en MMPCD)



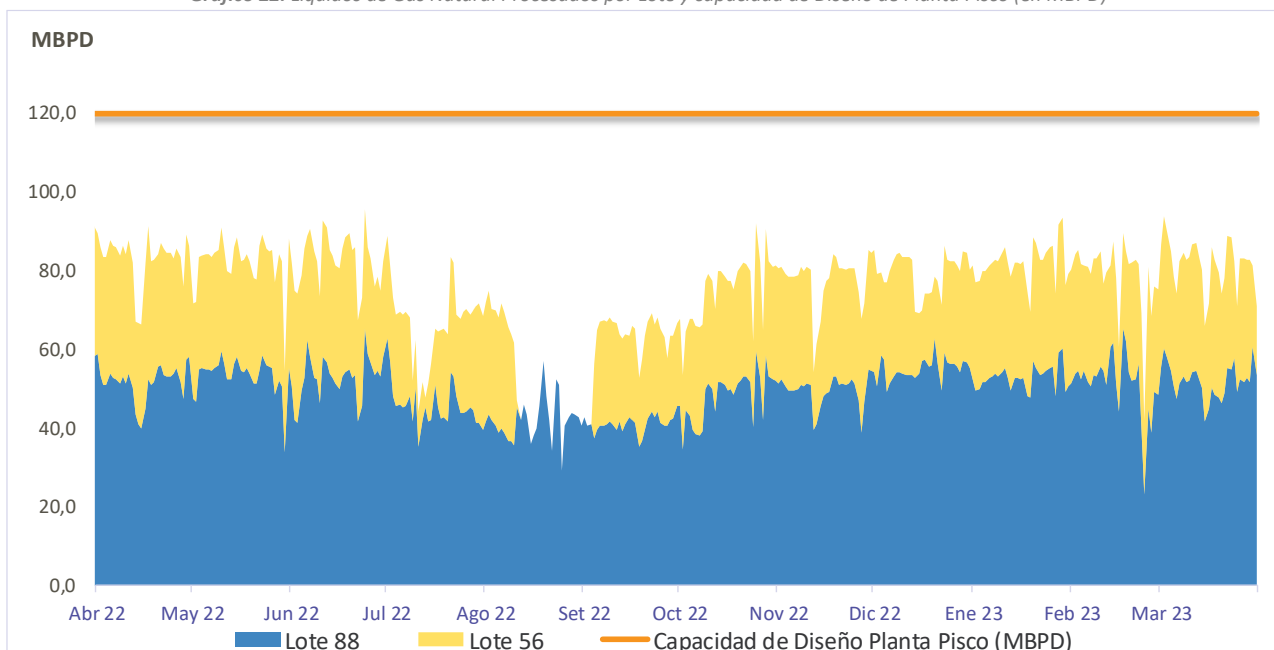
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]

Planta Pisco

Los Líquidos de Gas Natural son trasladados a la Planta de fraccionamiento de Pisco mediante un poliducto operado por Transportadora de Gas del Perú (TgP).

En el Gráfico 22 se puede observar el volumen de los líquidos de gas natural procesados en la Planta Pisco al primer trimestre del 2023, procesamiento en condiciones normales. Cabe precisar que los líquidos de gas natural que provienen del lote 57 son comprados por Pluspetrol y se muestran como parte del lote 56.

Gráfico 22. Líquidos de Gas Natural Procesados por Lote y capacidad de Diseño de Planta Pisco (en MBPD)



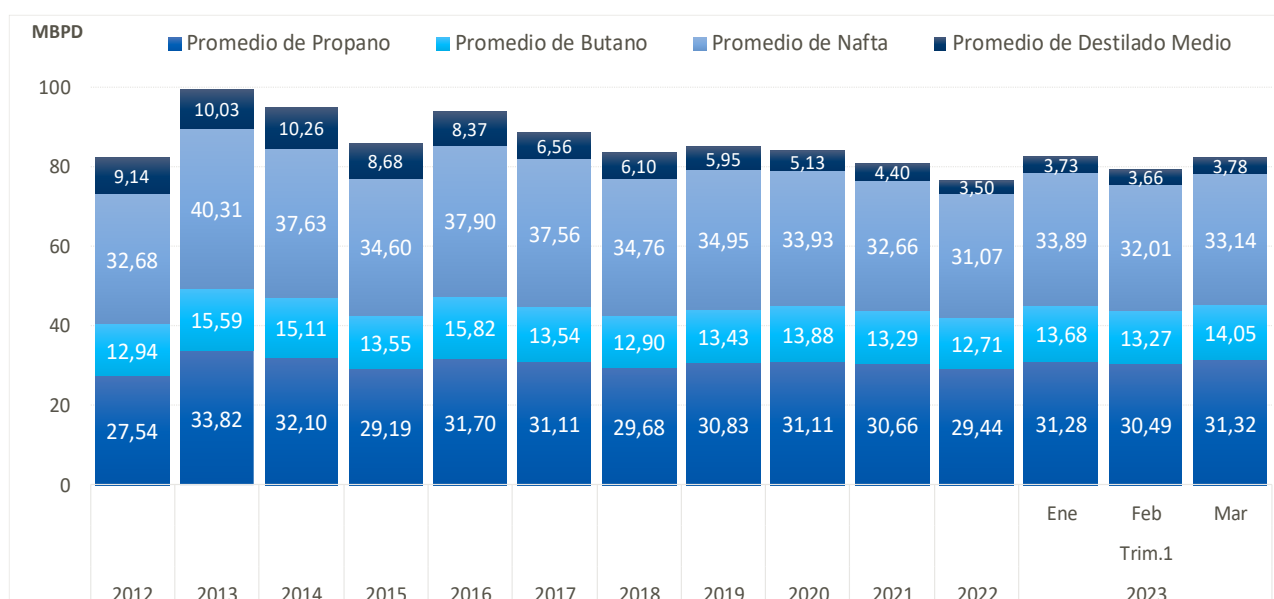
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]

Productos Finales

Por medio de procesos físicos se separan los hidrocarburos para obtener productos de uso específico, estos son propano y butano que componen el GLP, nafta y Destilado Medio

En el Gráfico 23 se muestra la producción promedio mensual de la Planta Pisco, donde se evidencia una producción estable en los meses del primer trimestre 2023.

Gráfico 23. Productos Finales Obtenidos del Procesamiento de Líquidos de Gas Natural (en MBPD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2023]

TRANSPORTE

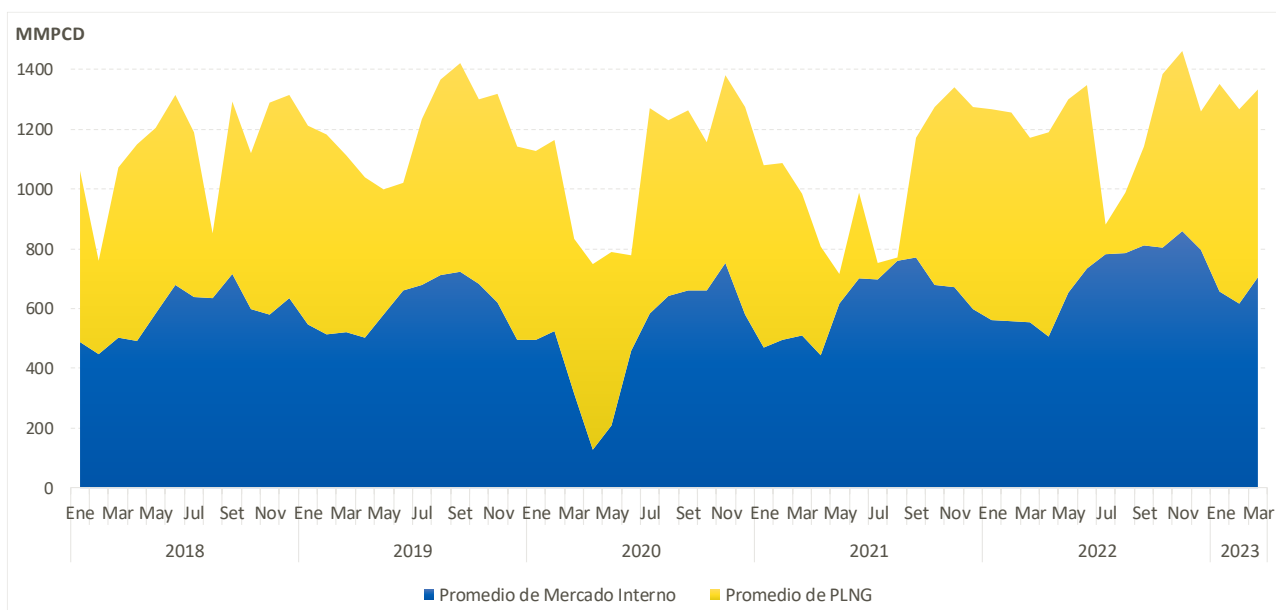
Transporte de Gas Natural

La concesión de Transporte de Gas Natural por ductos está a cargo de Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP). En el Gráfico 24 se representa el volumen promedio diario transportado para mercado interno y PLNG, por cada mes y año.

El volumen promedio transportado mensualmente hasta el primer trimestre del 2023 se encuentra representado en el Gráfico 25, en el cual también se compara con el mismo periodo del año anterior.

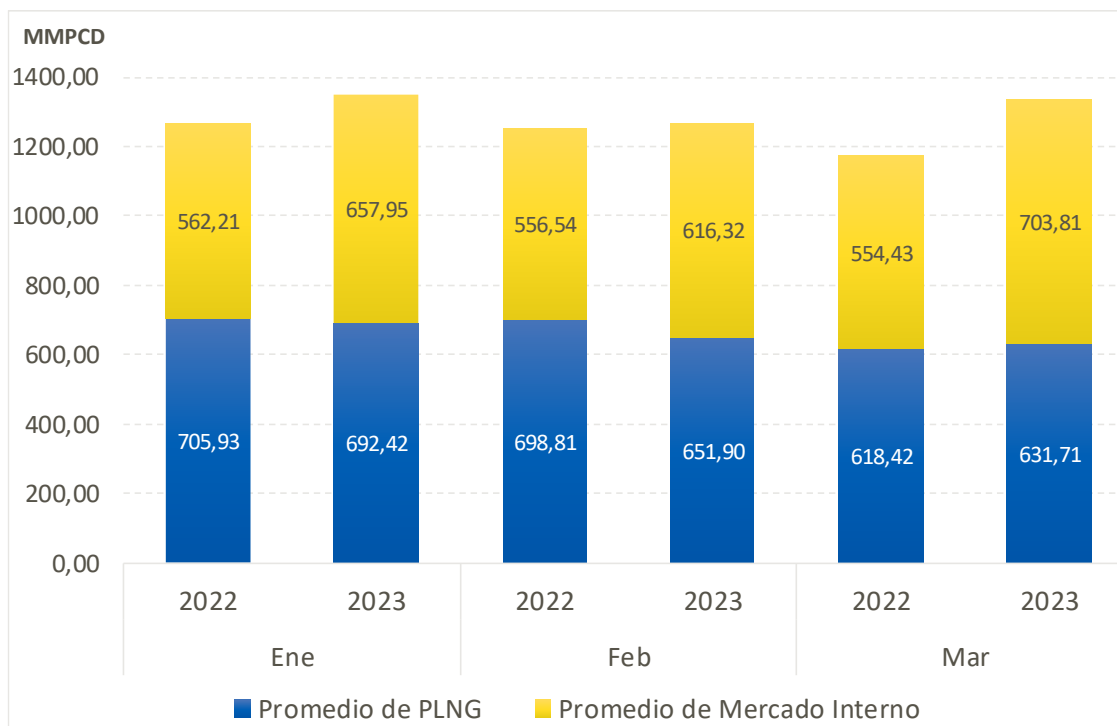
El promedio diario de Gas Transportado (GT) durante el primer trimestre del 2023 presenta un aumento de alrededor de 7,18% respecto al mismo trimestre del año anterior.

Gráfico 24. Gas Natural Transportado (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de TgP al OSINERGMIN, 2023]

Gráfico 25. Comparación de Gas Natural Transportado para Mercado Interno y PLNG, T1-2022 vs T1-2023 (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de TgP, OSINERGMIN, 2023]

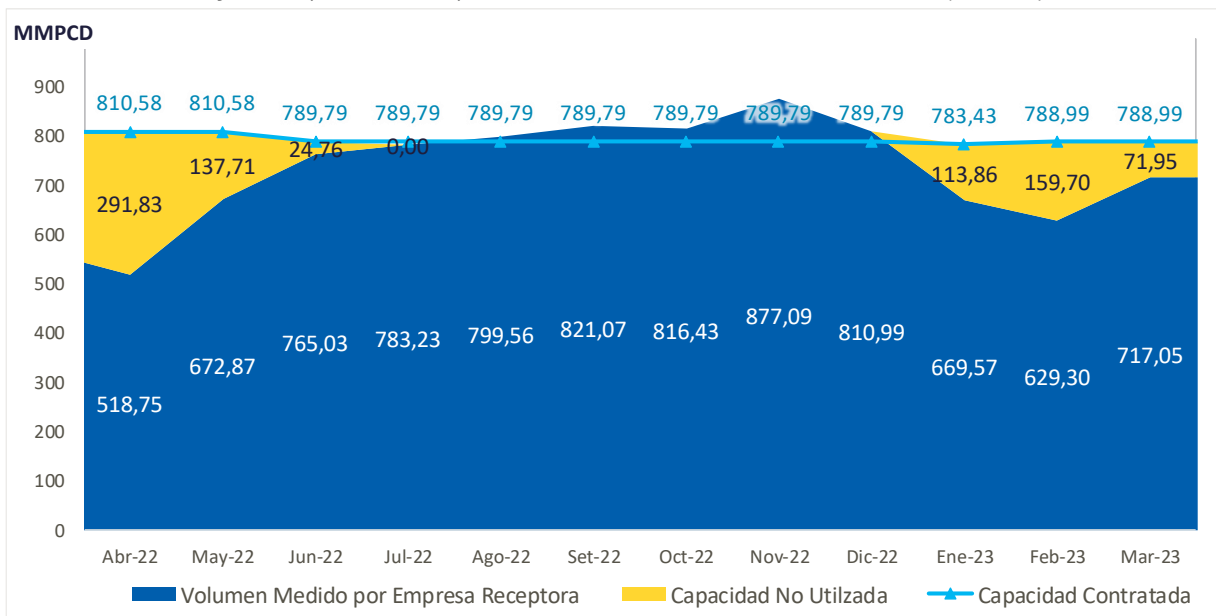


Capacidad de Transporte Disponible

TGP, concesionaria del servicio de transporte de gas natural por ductos, mediante ofertas públicas celebra contratos de transporte a servicio firme, en los que asigna Capacidad Reservada Diaria (CRD) a las empresas contratantes.

En el siguiente Gráfico 26, se observa niveles normales del volumen transportado hasta el mes de julio 2022, y un aumento durante el último trimestre del 2023 que sobrepasa la capacidad contratada a firme debido a una prolongada temporada de estiaje y en amarillo se muestra la CRD no utilizada por los consumidores nacionales

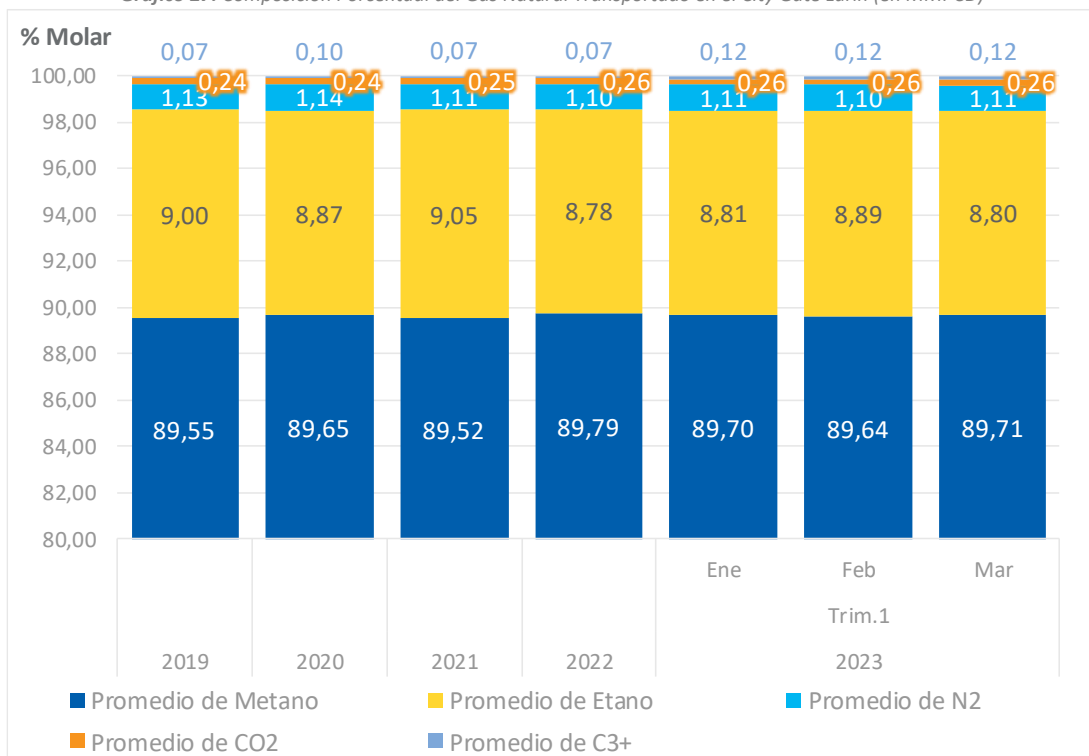
Gráfico 26. Capacidad de Transporte de Gas Natural no Utilizada en el Mercado Interno (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2023]

El gas natural de Camisea está compuesto principalmente por Metano, aunque también contiene una proporción variable de Etano, Nitrógeno (N2), CO2 y trazas de hidrocarburos más pesados. En el Gráfico 27 se observa la composición porcentual del gas natural transportado por TgP en los últimos cinco años, estos valores corresponden a los tomados en el City Gate de Lurín.

Gráfico 27. Composición Porcentual del Gas Natural Transportado en el City Gate Lurín (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural. [Fuente: Certificados de Entrega TgP Reportadas al OSINERGMIN, 2023]

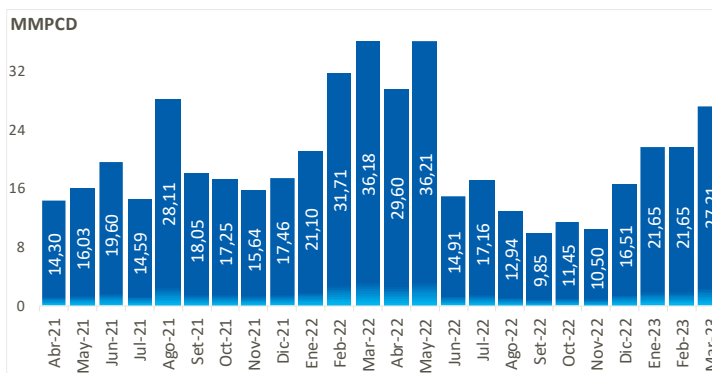


Mercado Secundario de Gas Natural (Transferencias)

Las transferencias de capacidad de transporte de gas natural se dan por Acuerdo Bilaterales entre empresas privadas que tienen Contratos de Transporte de Gas Natural a Servicio Firme, y se ejecutan cuando una de ellas tiene un consumo por debajo de su capacidad reservada diaria contratada, siendo transferido a otra empresa que lo requiera.

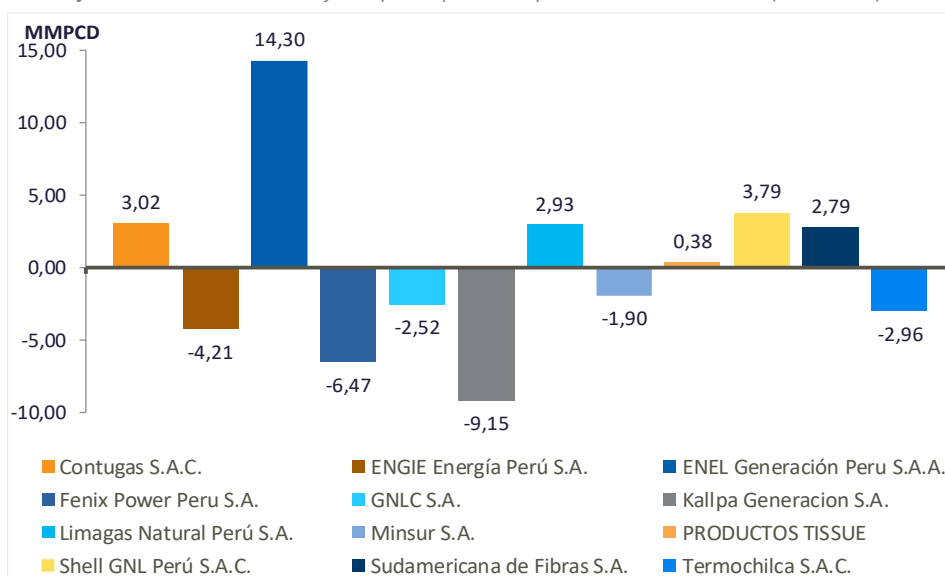
El volumen transferido entre empresas receptoras se muestran en el Gráfico 28. Estos valores son referenciales debido a que no se transfiere la misma cantidad todos los días.

Gráfico 28. Volumen Transferido Entre Empresas Receptoras (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2023]

Gráfico 29. Volumen Total Transferido por Empresa Receptora durante marzo-2023 (en MMPCD)



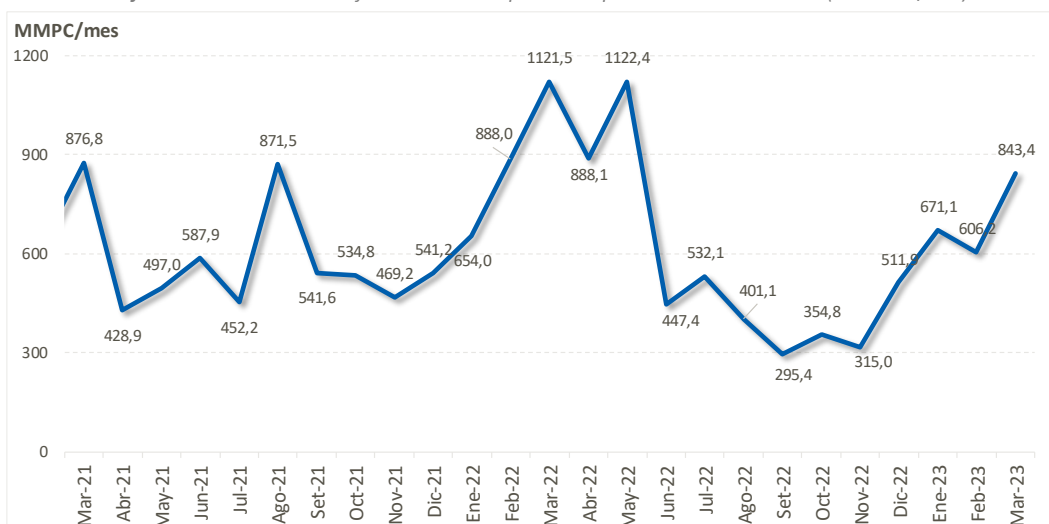
En el Gráfico 29 se detallan las transferencias realizadas entre las empresas como un promedio diario durante el mes de marzo del 2023.

Los valores negativos de transferencia se refieren a las empresas que cedieron capacidad de transporte a las empresas receptoras que tienen valores positivos.

Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural. [Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2023]

Durante el primer trimestre del 2023, hubo una reducción en las transferencias del mercado secundario debido al incremento de la demanda. Según la información disponible a la fecha, los volúmenes totales transferidos que fueron cedidos a empresas receptoras entre marzo de 2021 y marzo de 2023 se muestran en el Gráfico 30.

Gráfico 30. Volumen de Transferencia entre Empresa Receptora. Promedio Mensual (en MMPC/mes)



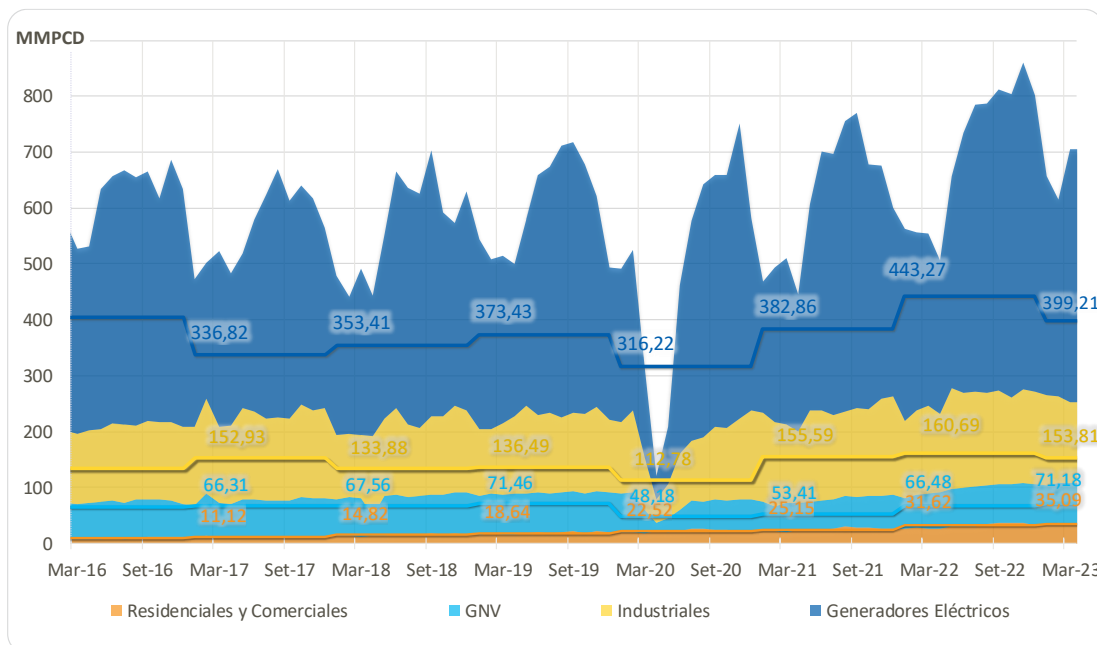
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2023]

CONSUMO DE GAS NATURAL

Consumo de Gas Natural de Camisea por Sectores

El consumo de gas natural en el Perú, está en crecimiento constante y es el sector de generación eléctrica el mayor consumidor. El consumo total de gas natural tuvo una considerable disminución en el año 2020 debido a la emergencia provocada por el COVID-19. Sin embargo, en el año 2021 hubo una significativa recuperación, llegando a un récord histórico a finales del año 2022. Se observa niveles de consumo promedio estables en el primer trimestre del 2023 de acuerdo a la temporada de Avenida.

Gráfico 31. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea 2016 – 2023 (en MMPCD)



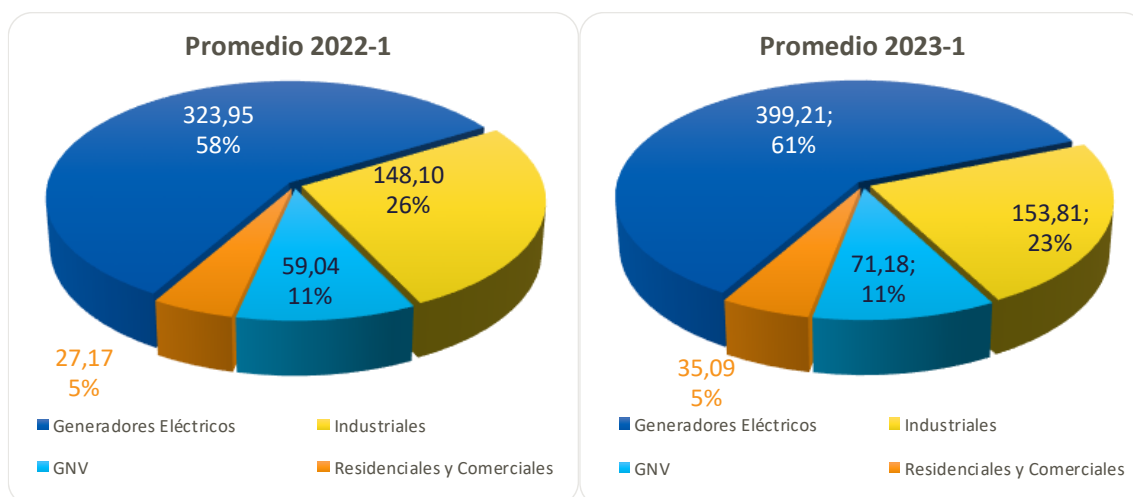
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]

Se puede observar una notable estacionalidad en el consumo de gas natural en el sector de generación eléctrica; la disminución en el consumo corresponde a los primeros meses del año, época de lluvias, en los que se incrementa la generación hidroeléctrica.

Para el primer trimestre del 2023, en comparación con el mismo periodo del año anterior, todos los sectores Generadores Eléctricos, Industriales, GNV y Residencial/Comercial incrementaron su consumo en promedio en 75,26 MMPC; 5,71 MMPCD; 12,14 MMPCD y 7,92 MMPCD respectivamente.

En el Gráfico 32 se comparan los consumos promedios por sectores del primer trimestre del 2022 y 2023.

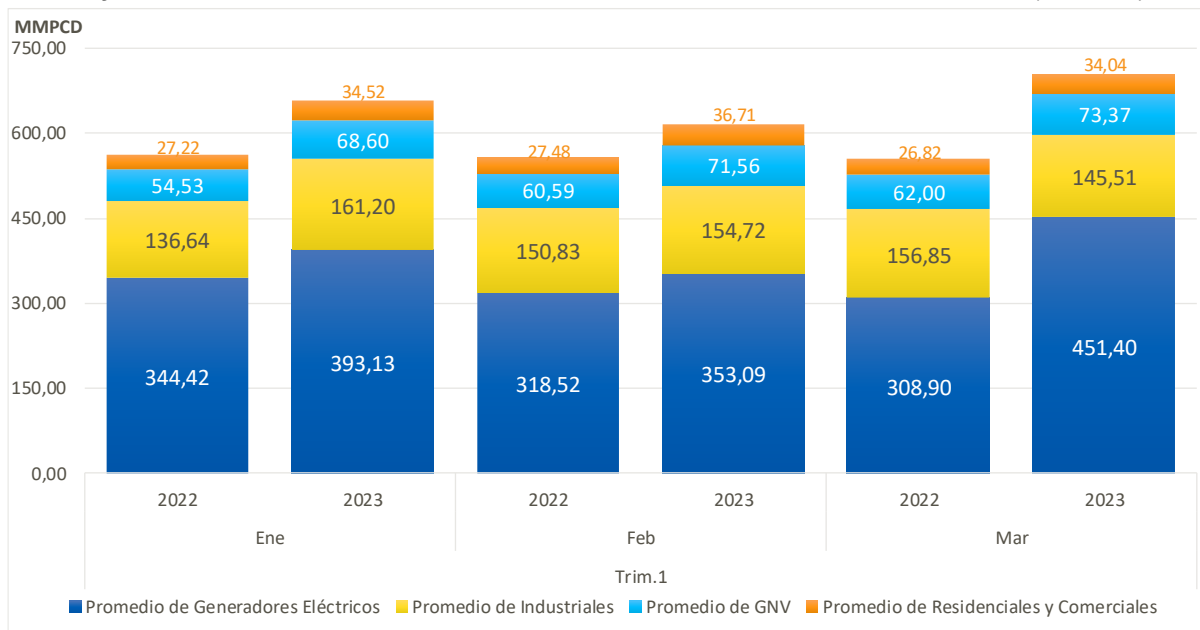
Gráfico 32. Consumo Promedio del Trimestre 2023-I del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]

En el Gráfico 33 se muestra el consumo promedio mensual de gas natural en el país durante cada uno de los meses del primer trimestre del 2022 y 2023, se evidencia aumento del consumo del 2022 al 2023, en casi todos los sectores, siendo solo ligeramente menor el consumo del sector Industrial en el mes de marzo.

Gráfico 33. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – T1-2022 vs T1-2023 (en MMPCD)

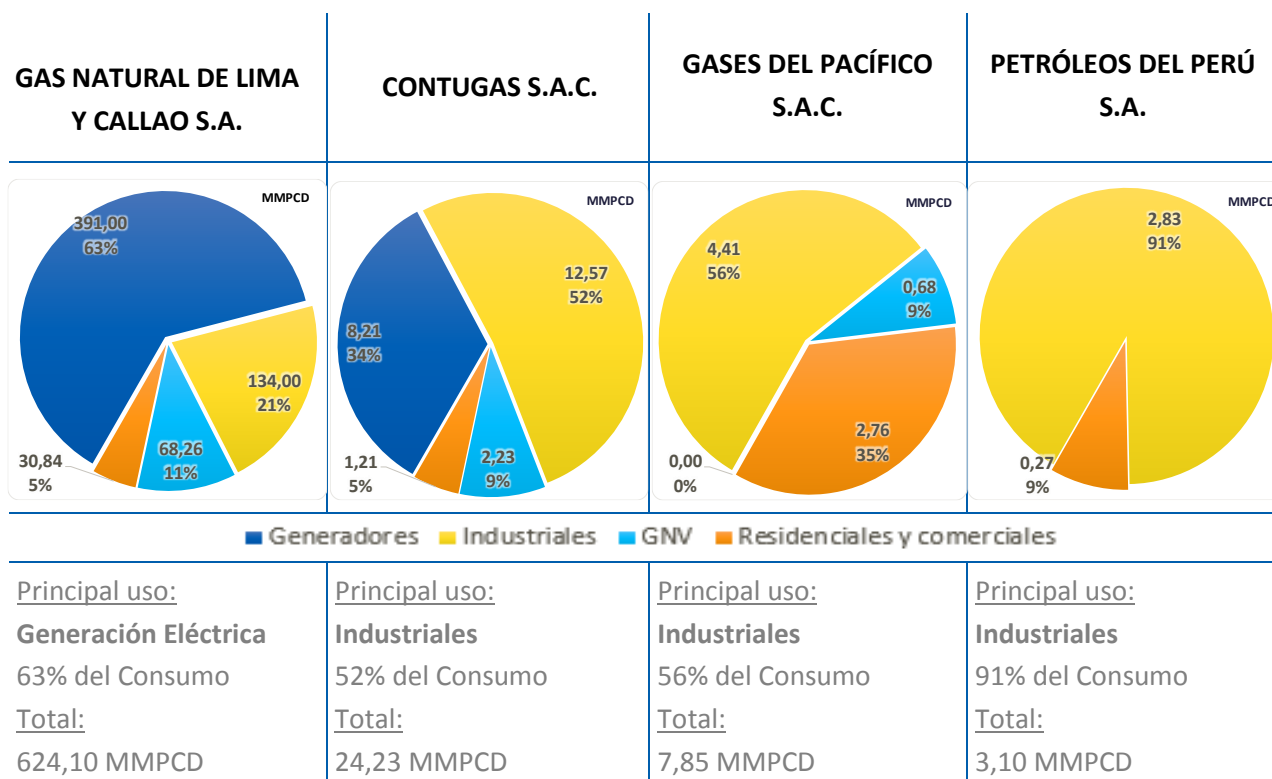


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]

Consumo de Gas Natural de Camisea por concesión

De acuerdo al estimado de las empresas concesionarias, tenemos en el siguiente gráfico, el detalle de la participación de los sectores económicos en el consumo de gas natural dentro de sus concesiones. Respecto al trimestre 2023-1, como se puede apreciar son los sectores de Generación Eléctrica e Industrial, los mayores consumidores.

Gráfico 34. Demanda de Gas Natural de Camisea Estimada por Sectores de las Concesiones de Distribución.



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]



EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

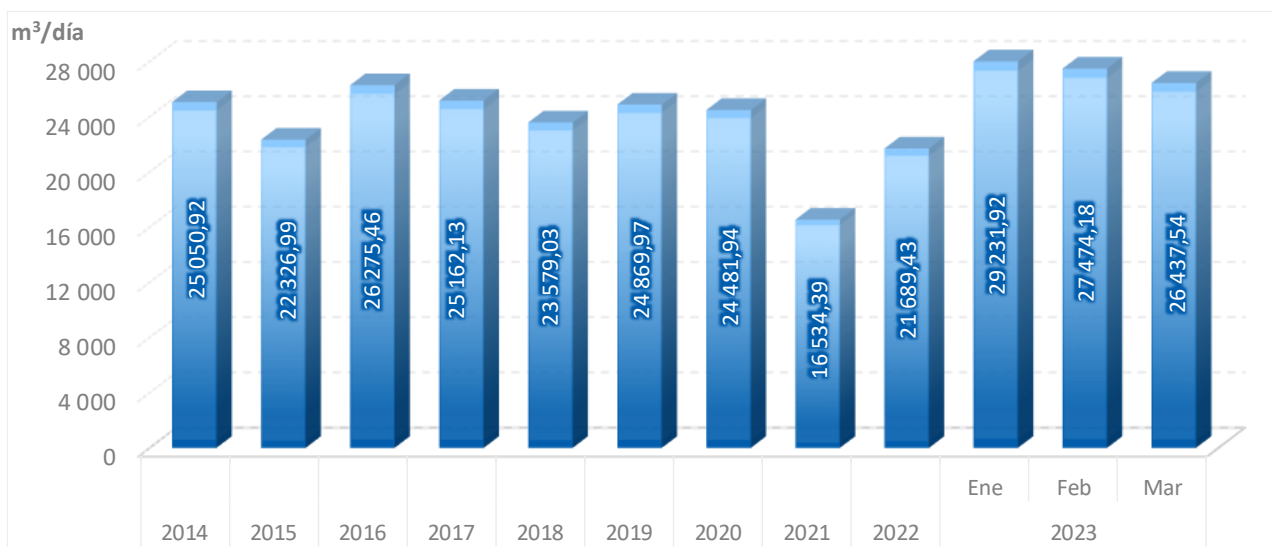
Suministro de Gas Natural a la Planta Melchorita

La Planta de Melchorita recibió un total de 59 442,3 MMPC de gas natural durante el primer trimestre del 2023, produciendo con este volumen 2 495 030,2 m³ de Gas Natural Licuado.

En el mismo periodo del 2022, la planta recibió 60 765,2 MMPC de Gas Natural, con los que obtuvo 2 556 792,4 m³ de GNL.

En el Gráfico 35 se muestra como promedio mensual la producción diaria de GNL en m³. En el primer trimestre del 2023 se observa que el promedio de GNL producido en la Planta Melchorita se encuentra en valores normales.

Gráfico 35. Gas Natural Licuefactado Producido en la Planta Melchorita, Promedio Mensual 2014-2023 (en m³/día)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2023]

Volumen de Gas Natural Exportado

Shell International Trading Middle East (SITME) es el responsable de la exportación a mercados internacionales y quien determina el destino de las cargas de GNL, ello lo realiza por medio de barcos especialmente acondicionados, denominados buques metaneros.

En la Ilustración 5 se muestra el volumen total exportado, por país de destino, en el primer trimestre 2023.

Ilustración 5. Volumen Total de Gas Natural Licuefactado Embarcado por país al T1-2023 (en m³)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2023]



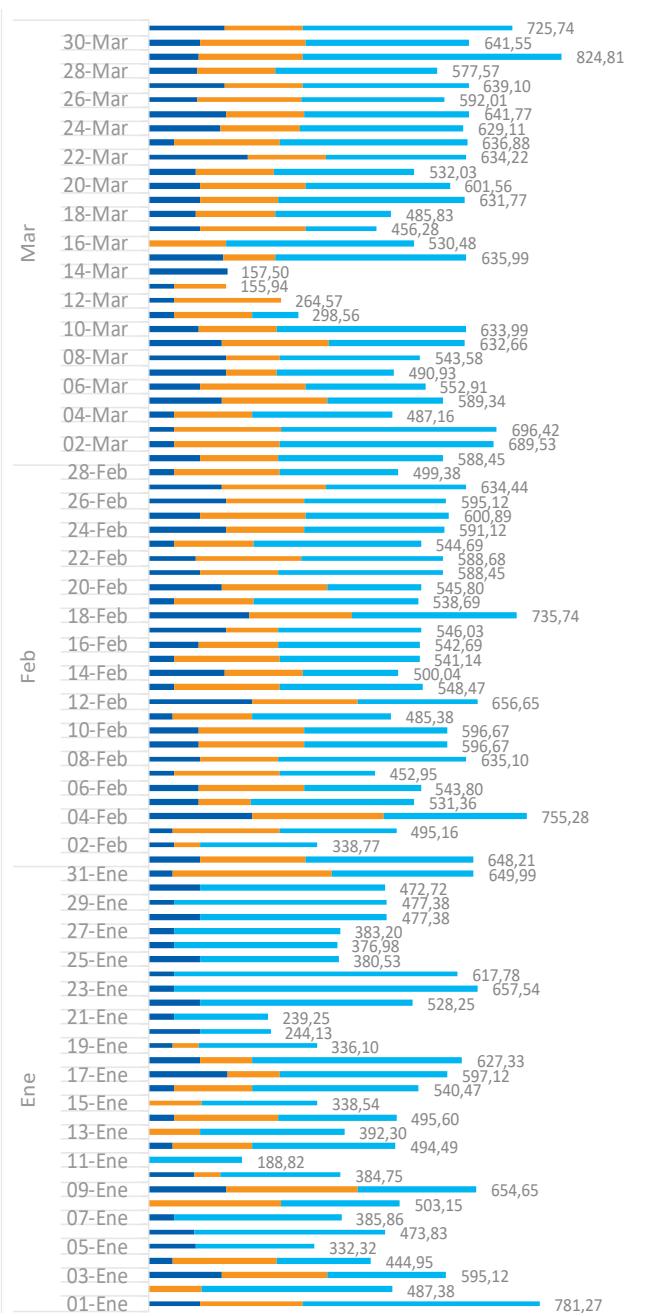
Embarques de Gas Natural Licuado

En el Gráfico 36 se muestran en detalle las fechas de cada uno de los embarques que se realizaron durante el primer trimestre del 2023 desde la planta de licuefacción Melchorita. El volumen embarcado de GNL varía debido a la capacidad de cada uno de los buques metaneros y la periodicidad depende en parte de las condiciones marítimas.

Despacho de GNL a Camiones Cisterna

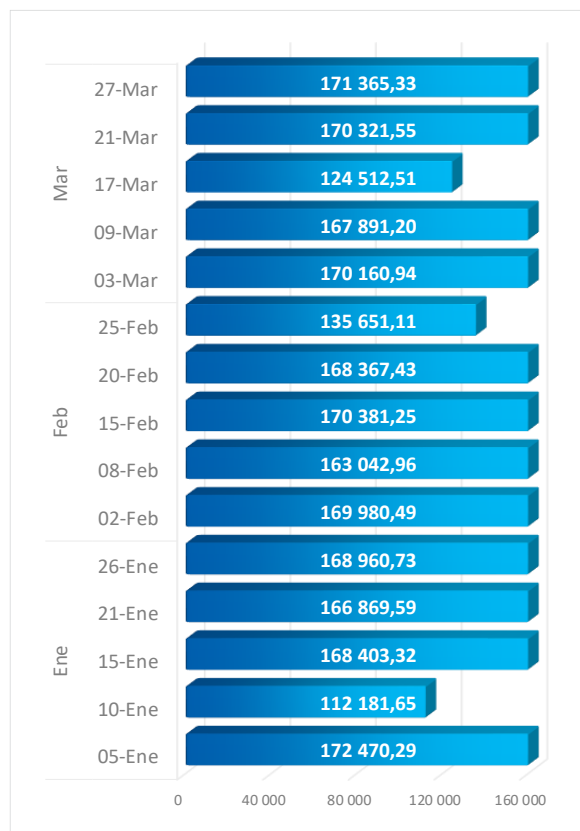
En el Gráfico 37 se muestran los despachos diarios de GNL vendidos por Shell GNL Perú S.A. durante el primer trimestre del 2023 desde la Estación de Carga (TLF) de Perú LNG S.R.L. (Planta de licuefacción Melchorita). Para una mejor visualización, se presenta el Gráfico 38, donde se tiene el total de GNL cargado y el número de camiones cisternas.

Gráfico 37. Total Diario Despachado Mensual de Gas Natural Licuefactado al T1-2023 (en m³)



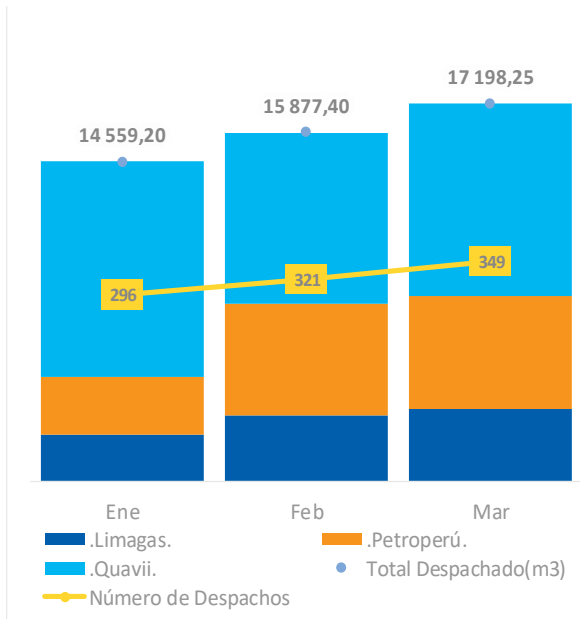
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2023]

Gráfico 36. Total Embarcado mensual Volumen de Gas Natural Licuefactado al T1-2023 (en m³)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2023]

Gráfico 38 Total Despachado Mensual Volumen de Gas Natural Licuefactado al 2023 (en m³)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2023]

SUMINISTRO DE GNL EN AMÉRICA

En 2021, el crecimiento del GNL de EE. UU. (+22,3 MT) supera al crecimiento de GNL mundial (+16,2 MT). Las importaciones desde Estados Unidos crecieron un 49,8%, gracias al arranque de cinco grandes proyectos de licuefacción puestos en marcha en 2020 (Cameron LNG Trains 2 y 3, Corpus Christi LNG Train 3, Freeport LNG Trains 2 y 3) como así como a la puesta en servicio del Sabine Pass Train 6 en 2021.

Las importaciones aumentaron un 36,3% (+4.8 TM), alcanzando 18 TM en 2021.

La sequía que afectó Brasil, país altamente dependiente de la generación hidroeléctrica y la incapacidad para aumentar la producción nacional para satisfacer la demanda, condujo a un aumento de las importaciones de GNL tras las puestas en marcha de dos proyectos de regasificación de GNL en Sergipe y Puerto de Acu. En ese sentido Brasil registró el mayor aumento de la región en tanto en volumen como en porcentaje (+4,6 TM o +193%), que suman un total de 7 TM de GNL importado. El país se convirtió en el principal importador en América del Sur, seguido de Chile (3,1 TM) y Argentina (2,5 TM). Este último experimentó un crecimiento en las importaciones de GNL (+1,2 MT o 85%) debido a la reducción de importaciones de Bolivia y menor producción nacional.

Otras islas del Caribe como Puerto Rico (+0.6 MT o +62.8%) o República Dominicana (+0.3 TM o +26,1%), también han experimentado grandes aumentos en las importaciones de GNL, debido a un aumento en el uso de gas natural para la generación de energía, como alternativa a los combustibles líquidos más contaminantes.

Sin embargo, la región experimenta algunas disminuciones significativas, resaltan las importaciones mexicanas que registró la mayor caída -67.5% o -1.3 TM, ya que el país continúa su tendencia a volverse menos dependiente de las importaciones de GNL. Así también Estados Unidos con -0.5 TM o -52.7% y Colombia con -0.3 MT o -85%.

Ilustración 6. Mapa de GNL en América



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: GIIGNL Annual Report 2022, mayo 2022]



RELACIÓN RESERVAS Y PRODUCCIÓN – BALANCE VOLUMÉTRICO

Lote 57 — Operador: Repsol Exploración del Perú S.A

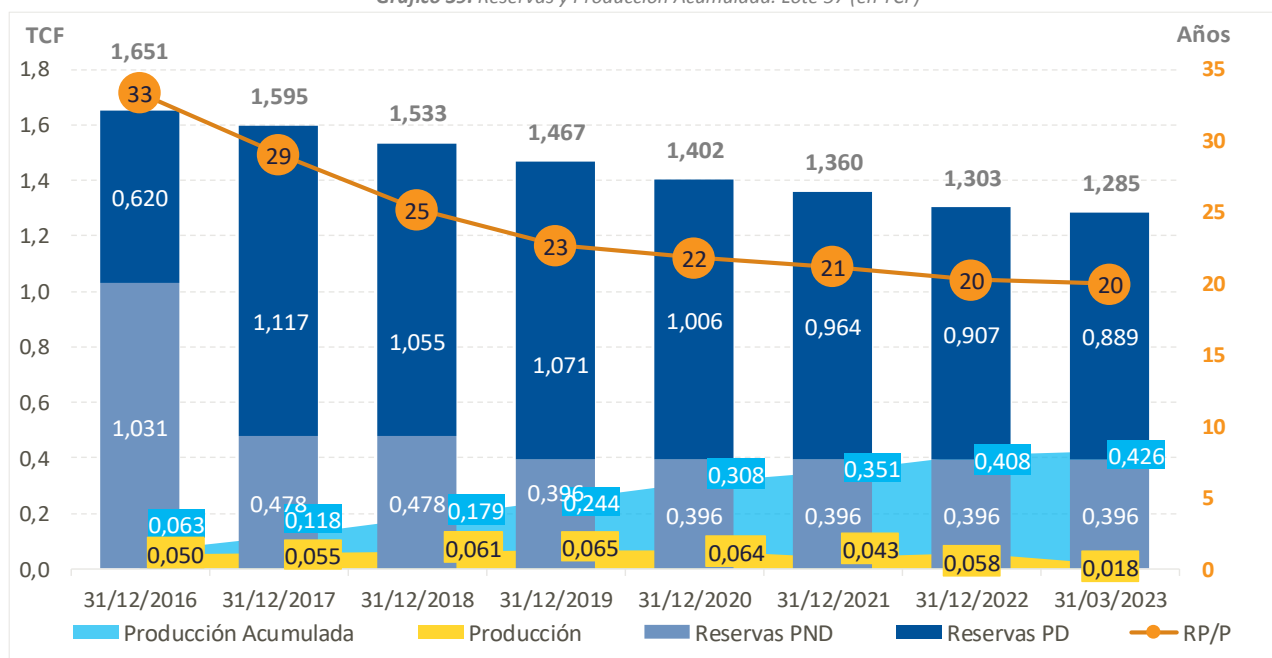
Mediante la publicación del DS N° 043-2003-EM el 19 de noviembre de 2003 se aprobó el Contrato de Licencia para la exploración y explotación de Hidrocarburos en el Lote 57, celebrado entre PERUPETRO S.A. y el consorcio conformado entre Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú y Burlington Resources Peru Limited, Sucursal Peruana.

Desde diciembre del 2006 Repsol realiza actividades exploratorias en el Lote 57, y el 27 de marzo de 2014 inició las maniobras para poner en servicio el tramo desde yacimiento Kinteroni–Nuevo Mundo–Pagoreni, hasta la planta de procesamiento Malvinas. En diciembre del 2017 Repsol anunció que comenzó la producción de gas natural en el yacimiento Sagari.

La Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 57, con una producción promedio de 202,17 MMPCD de gas húmedo en el primer trimestre de 2023.

Considerando una producción promedio anual de 0,064 TCF (2020)^(*) y las últimas reservas probadas desarrolladas (PD) al 31 de diciembre 2021, el Lote 57 podría producir gas natural para veinte años más, tal y como se observa en el Gráfico 39. Esta proyección podría variar de acuerdo a la evolución de la Producción en el año 2023.

Gráfico 39. Reservas y Producción Acumulada. Lote 57 (en TCF)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osinergrin]

Lote 56 — Operador: Pluspetrol Perú Corporation S.A.

En 2004, el consorcio formado por Pluspetrol ganó la licitación del Lote 56, cuyo gas podía ser exportado sin restricción alguna.

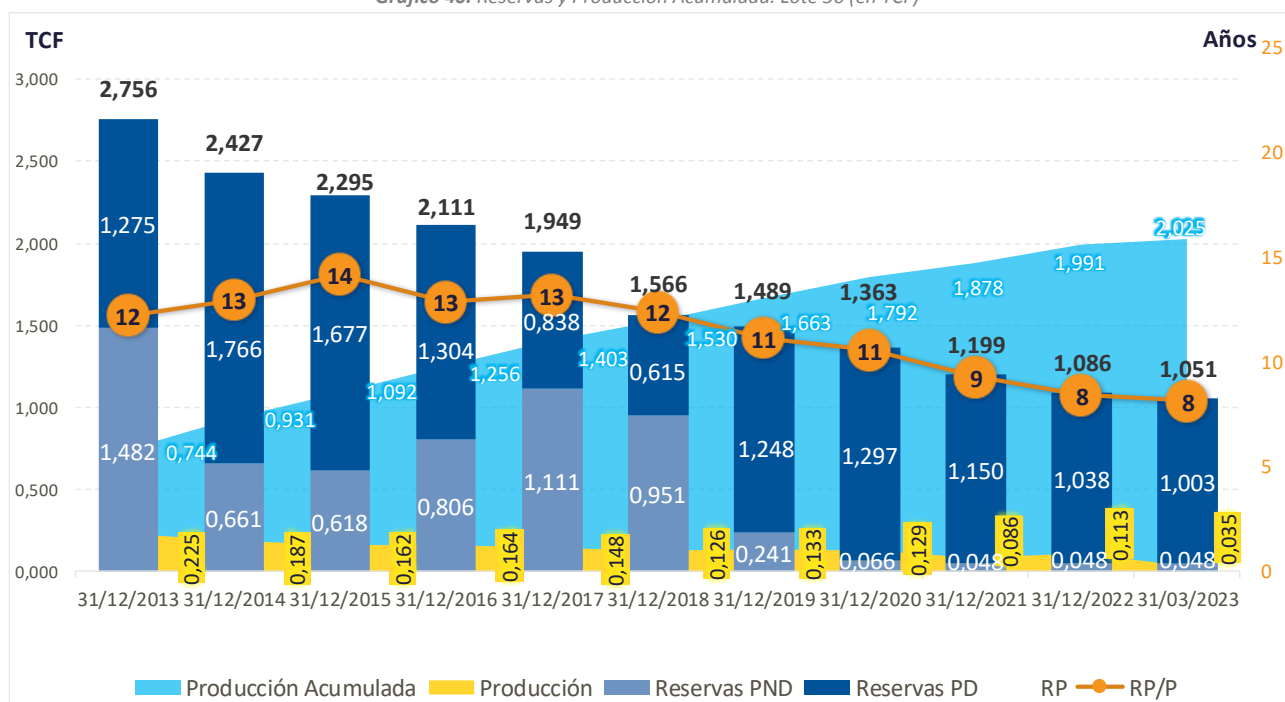
El Lote 56 abarca los yacimientos Pagoreni y Mipaya, y es adyacente a los Lotes 88 y 57. Su producción está destinada a la exportación de GNL, para lo cual el gas producido de la estructura Pagoreni se lleva a la planta de licuefacción de Pampa Melchorita. Los LGN se procesan en la planta de fraccionamiento de Pisco.

La Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 56, con una producción promedio de 384,50 MMPCD de gas húmedo en el primer trimestre de 2023.

En el Gráfico 40 se muestra el balance de reservas para el Lote 56, si se considera una producción promedio anual de 0,129 TCF (2020)^(*) y las reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre del 2021, se tendría produciendo el Lote 56 por ocho años más. Esta proyección podría variar debido a la evolución de la Producción en el año 2023.

^(*)En los años 2021 y 2022, la producción de gas de los lotes 56 y 57 se vio afectada por paradas de planta en las instalaciones de Perú LNG (Planta Melchorita) por lo que dichos años no se considerarán para la proyección de las reservas en dichos lotes.

Gráfico 40. Reservas y Producción Acumulada. Lote 56 (en TCF)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osingermin]

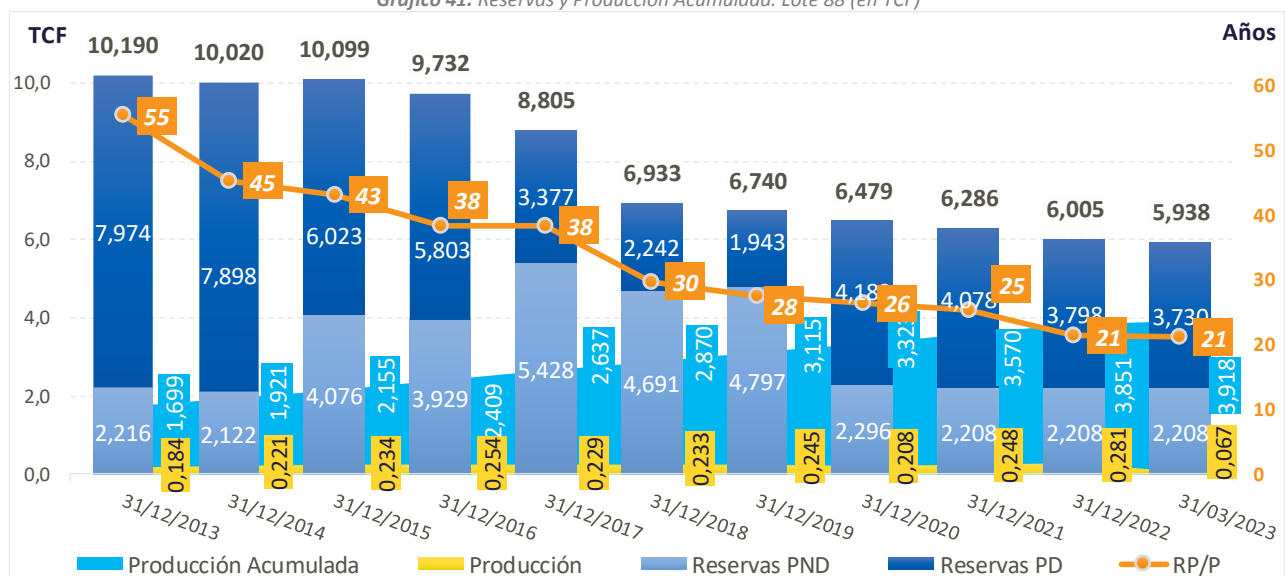
Lote 88 — Operador: Pluspetrol Perú Corporation S.A.

La reducción de las reservas probadas desarrolladas del Lote 88 observadas en el Gráfico 41 entre el 31 de diciembre de 2017 y 2018, se debe en parte a la producción del año 2018 (233,88 BCF). Otros factores que influyen tanto en las Reservas PD y PND son la suspensión de proyectos de Workover^(*) y la reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Cashiriari.

La Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 88, con una producción promedio de 748,70 MMPCD de gas húmedo en el primer trimestre de 2023.

Como se puede apreciar, la producción de gas natural seco en el año 2022 ha sido alrededor de 0,281 TCF; considerando que se mantiene esta producción y las últimas reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre 2021, tendríamos gas natural disponible en el mercado local para veintiuno años más (escenario conservador). Esta proyección podría variar de acuerdo a la evolución de la Producción en el año 2023 y a la incorporación de proyectos futuros que generen crecimiento de la demanda de gas natural.

Gráfico 41. Reservas y Producción Acumulada. Lote 88 (en TCF)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osingermin]

(*) Proceso de realización de mantenimiento importante o tratamientos correctivos en un pozo de petróleo o gas.



CONTRATOS DE CONCESIÓN

Mapa de Concesiones

En la actualidad existen 6 concesiones de gas natural (02 de transporte y 04 de distribución). A continuación, podemos observar el mapa de concesiones.

En el siguiente cuadro podemos observar algunos datos importantes de las concesionarias como los operadores, el área de influencia o localización, la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC) y el plazo de vigencia del contrato.

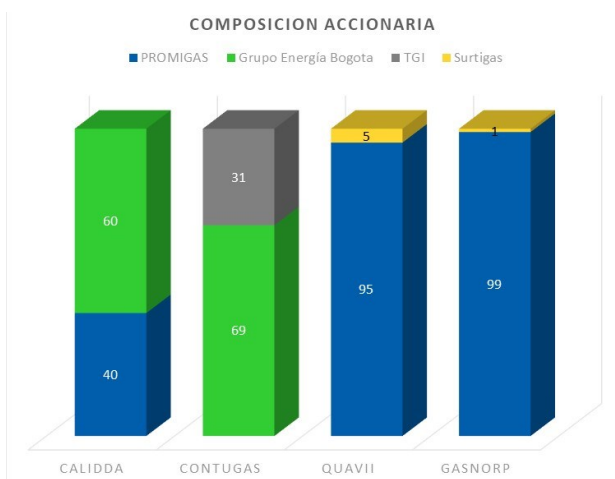
Tabla 6. Contratos de Concesión vigentes a marzo 2023.

Titular	Operador	Localización/área de influencia	POC	Plazo de la Concesión
TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. (GN)	Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. (LGN)	Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
GASES DEL PACÍFICO S.A.C. QUAVII	Surtigas S.A. ESP	Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo.	07-12-2017	19 años (desde la POC)
GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A. CALIDDA	EBB Perú Holdings	Lima y Callao	20-08-2004	33 años
CONTUGAS S.A.C.	TGI S.A. ESP.	Ica	30-04-2014	30 años
GASES DEL NORTE DEL PERÚ S.A.C. GASNORP	Surtigas S.A. ESP	Región Pura (Talara, Paita, Piura, Sullana, Secchura)	29-04-2021 ETAPA(*) 14-09-2022 POC	32 años

(*) Fechas propuestas para el inicio de la Puesta en Operación Comercial (POC). (**) En el caso de Concesión Piura, se dio inicio a la ETAPA, desarrollo constructivo de la Concesión antes de la POC.

Respecto de las concesionarias de distribución es importante señalar su composición accionaria. En el siguiente gráfico se puede observar cómo está conformada cada empresa de acuerdo a la información remitida por las Concesionarias de Distribución sobre sus accionistas.

Gráfico 42. Composición Accionaria de las Concesiones de Distribución



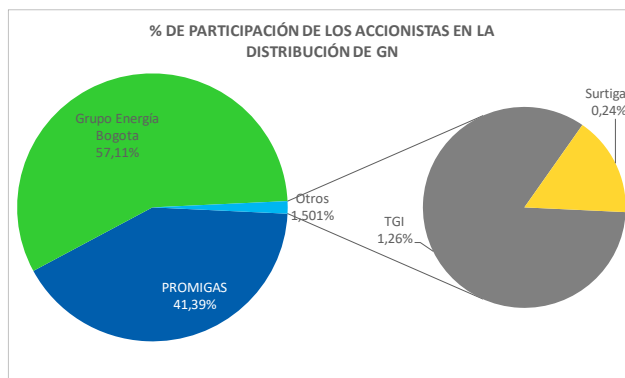
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

Ilustración 7: Ubicación de Concesiones de Transporte y Distribución de Gas Natural en el Perú, 2023



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

Gráfico 43. Participación Accionaria en las Concesiones de Distribución



Cabe precisar que el valor de cada acción varía según la empresa Concesionaria por lo que el valor de todas las acciones fueron llevados a nuevos soles (Tipo de Cambio aplicado del mes de marzo del 2023: 3.7621)

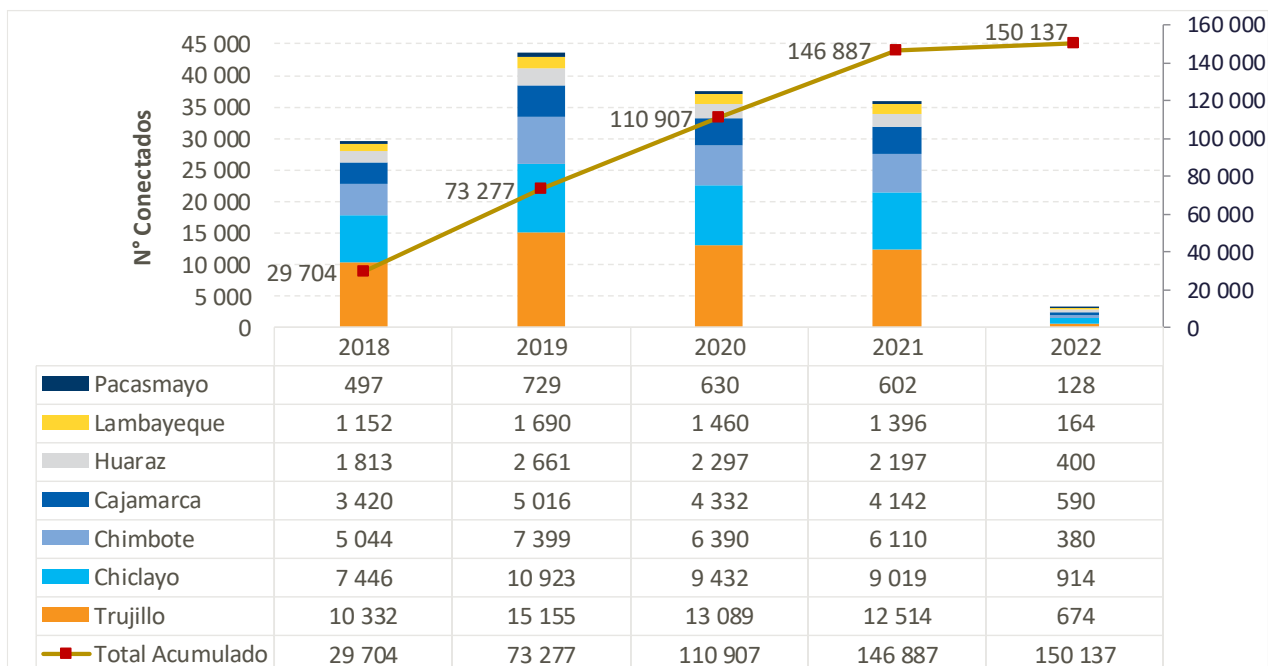
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

Compromisos Contractuales

Dentro del cumplimiento de las obligaciones dispuestas en los contratos de concesión otorgados por el Estado y aquellos derivados del proceso de promoción en el sector energía, y que son competencia de ser supervisados por la DSGN, se presenta algunos relevantes.

GASES DEL PACIFICO S.A.C., tiene el compromiso de conectar a 150 137 usuarios residenciales en un plazo de 5 años desde la Puesta en Operación Comercial (POC). En el Gráfico 44 se tiene el número de usuarios conectados comprometidos en el Contrato BOOT.

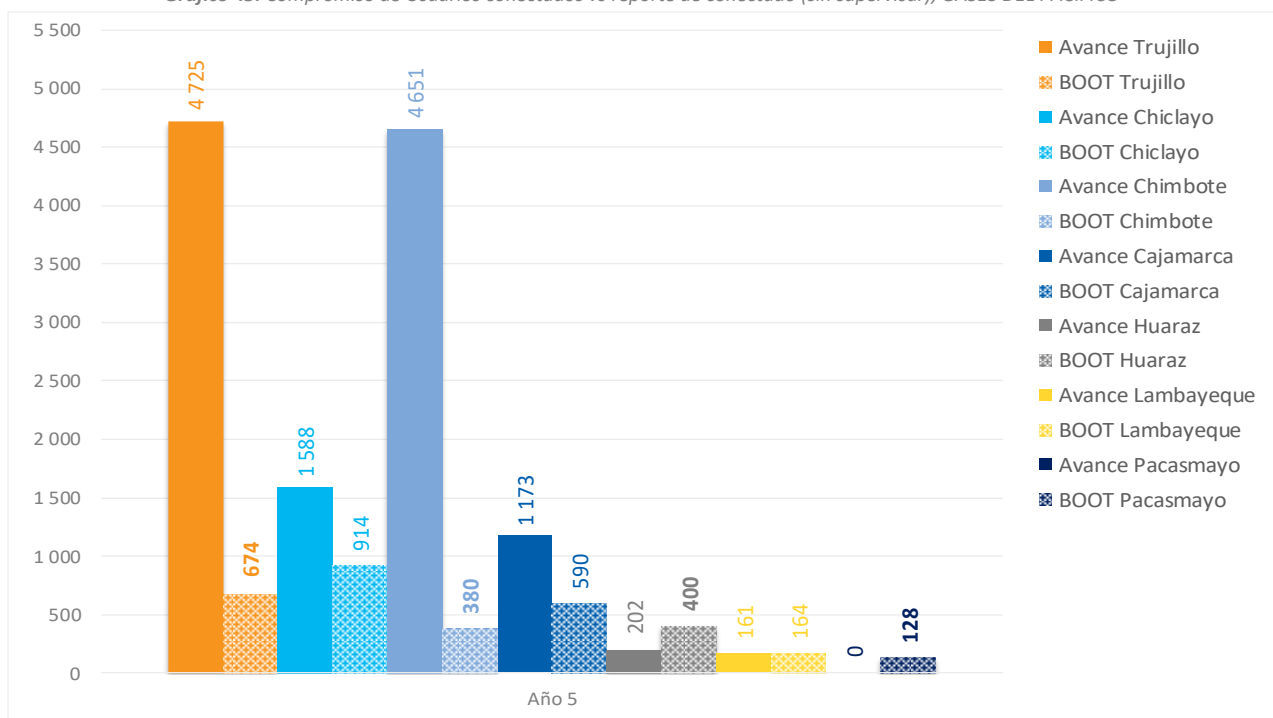
Gráfico 44. Primer Plan de Conexiones, Concesión Norte.



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural Región Norte]

Al respecto, se muestra el avance de conectados hasta marzo del 2023; según lo reportado por la concesionaria. El plazo para el año 5 contractual inició el 28 de junio de 2022, periodo pendiente de supervisión.

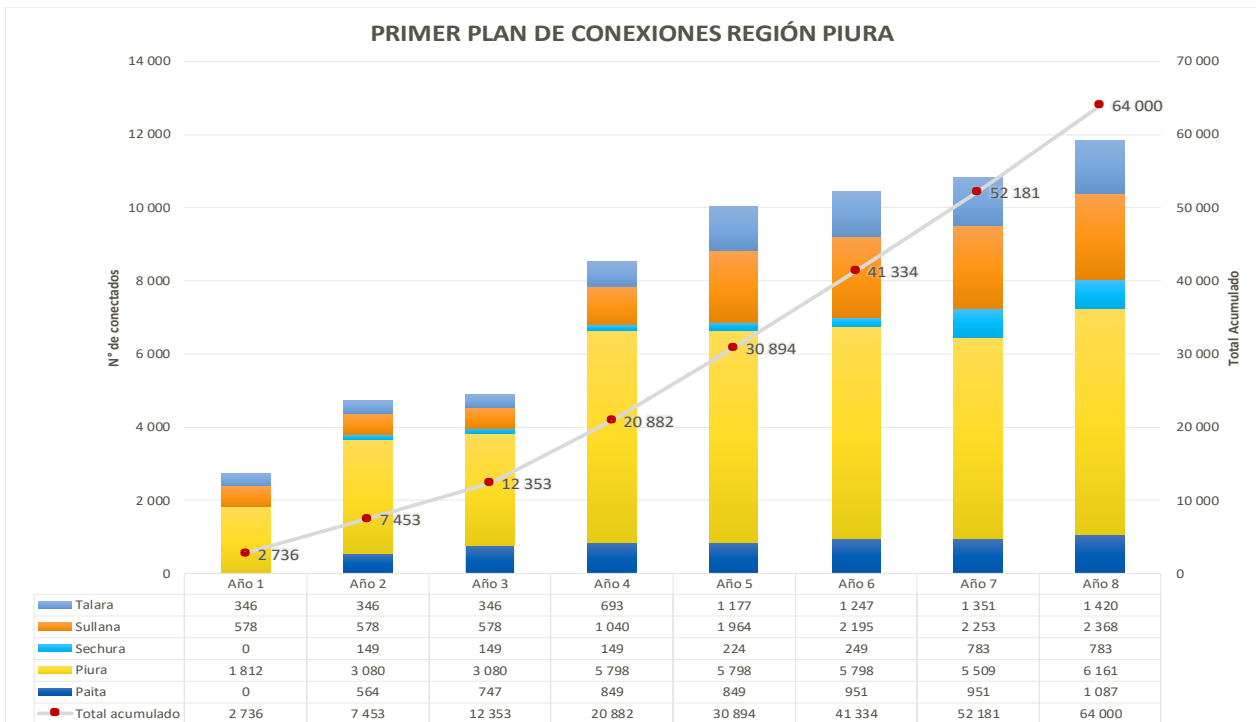
Gráfico 45. Compromiso de Usuarios conectados vs reporte de conectado (sin supervisar), GASES DEL PACIFICO



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural. [Fuente: Reportes Conectados Gases del Pacífico al Osinergmin]

GASES DEL NORTE DEL PERU S.A.C., tiene el compromiso de conectar 64 000 usuarios residenciales en un plazo de 8 años desde la Puesta en Operación Comercial (POC). En el Gráfico 46 se tiene el número de usuarios conectados comprometidos en el Contrato BOOT.

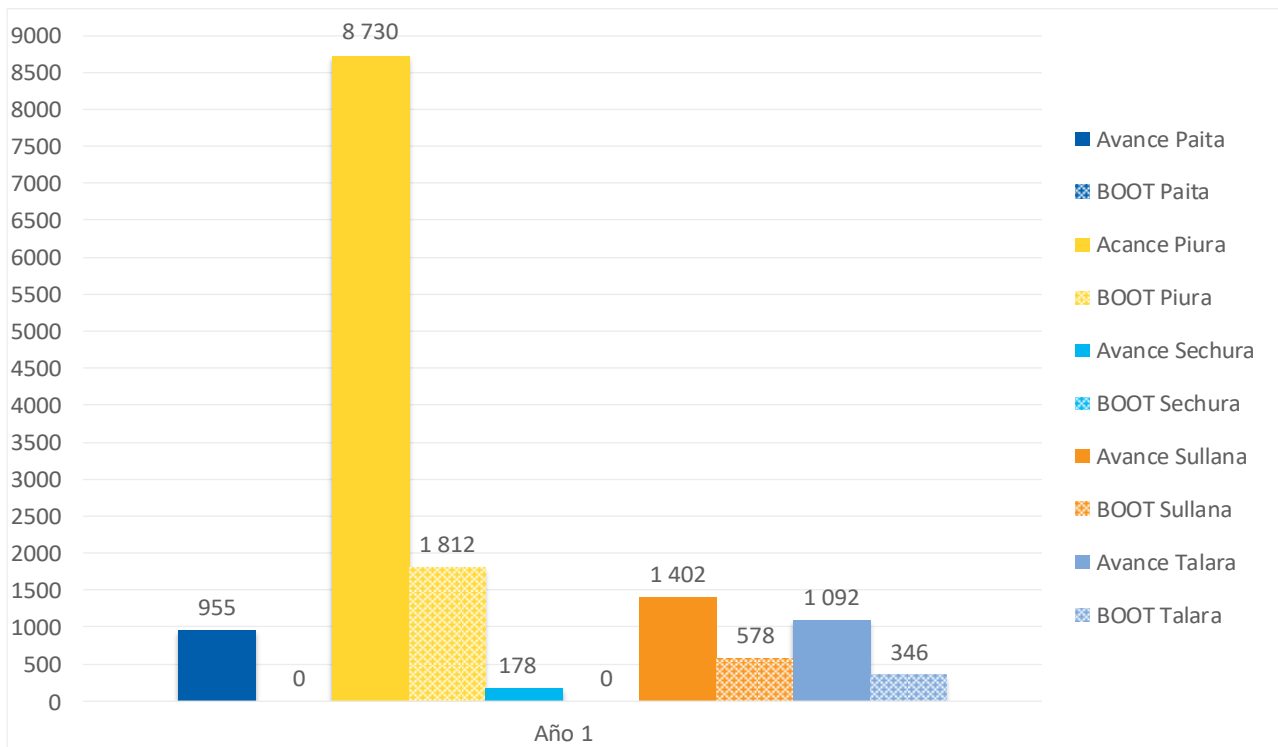
Gráfico 46. Primer Plan de Conexiones Región Piura



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural Región Piura]

Al respecto, en el gráfico 47 se muestra el avance de conectados del Año 1, hasta marzo del 2023, según lo reportado por la concesionaria. Es preciso señalar que la Sociedad Concesionaria empezó a operar desde la ETAPA (29/04/2021) en las localidades de Sullana, Talara y Piura y desde la POC (14/09/2022) en todas las demás localidades. En ese sentido, los consumidores conectados desde la ETAPA son considerados como avance de la meta del Año 1.

Gráfico 47. Compromiso de Usuarios conectados vs reporte de conectado (sin supervisar), Gasnorp



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Conectados Gasnorp al Osinergmin]

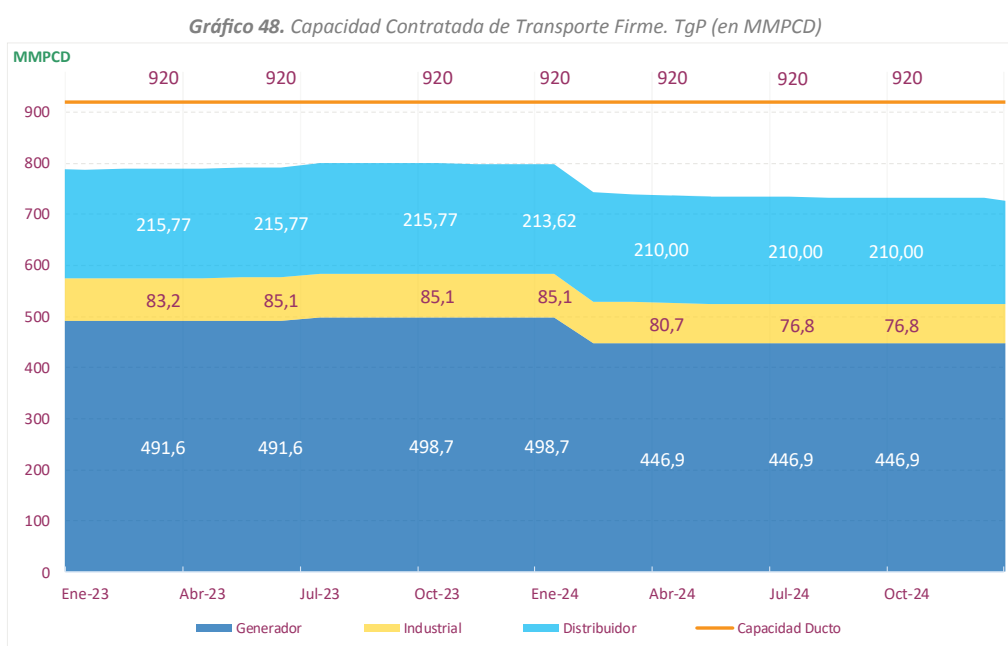


Régimen Contractual de Gas Natural en Camisea

En el mercado peruano la forma de adquirir gas natural depende de la categoría de consumidor que califique el interesado.

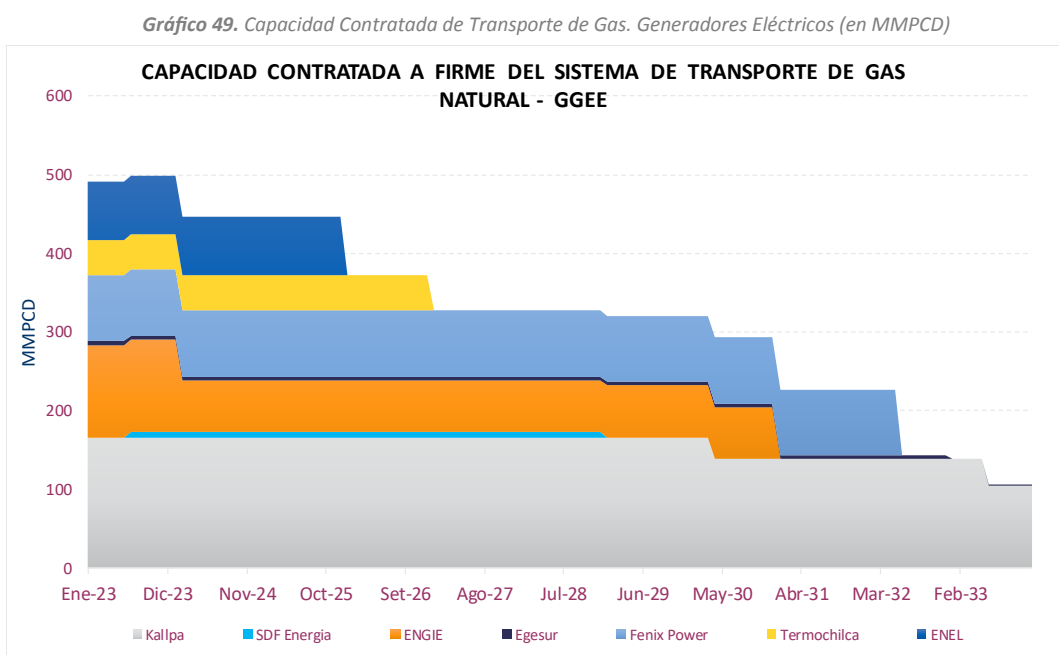
La calificación de consumidor independiente (consumo > 30 000 m³/d) permite que el interesado pueda negociar y celebrar contrato directamente por la compra del gas natural con el productor, participar en el proceso oferta pública por el servicio de transporte del gas natural por consiguiente tendrá un contrato para cada segmento. A diferencia del consumidor regulado (consumo < 30 000 m³/d) quien sólo contará con un contrato suscrito con el distribuidor, en el cual se incluirá el precio medio del gas natural, la tarifa media de transporte y la tarifa por la distribución del gas natural.

De acuerdo a los contratos de Transporte suscritos a volumen firme hasta marzo de 2023 entre TGP y los usuarios independientes tenemos el siguiente gráfico.



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contratos de Transporte de TGP al Osinergmin]

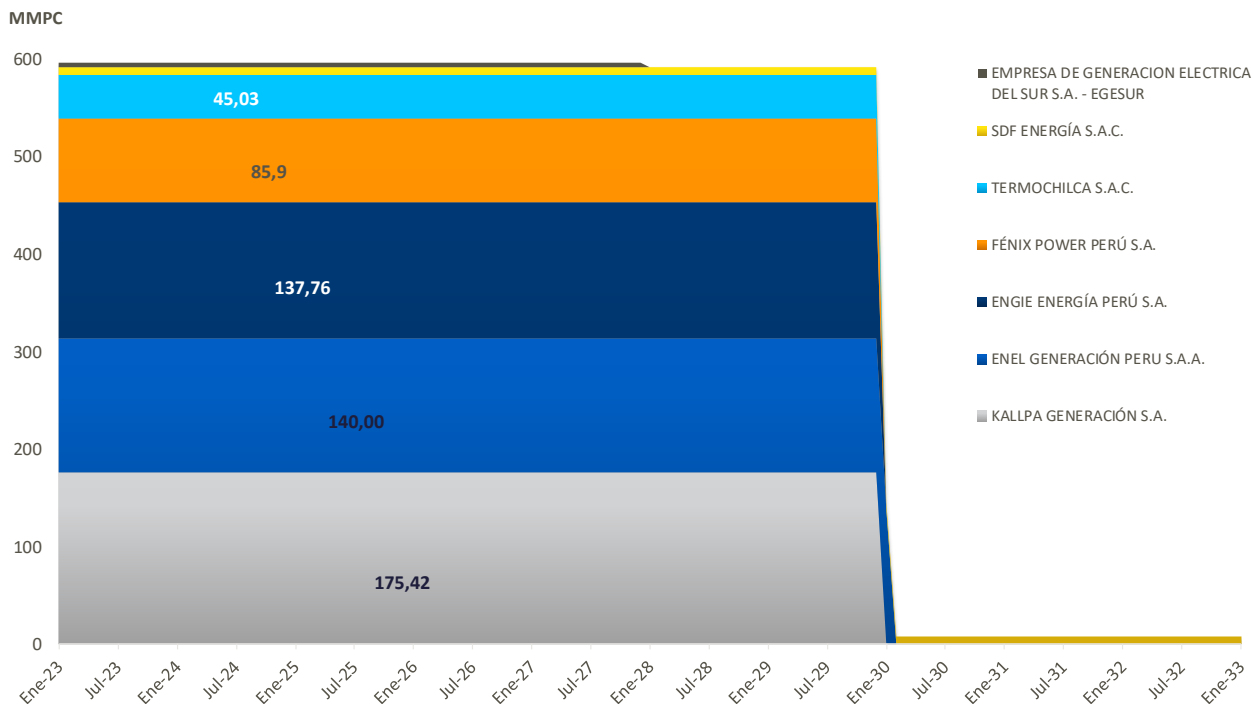
Para los usuarios de mayor consumo, los generadores eléctricos, se tiene el siguiente gráfico con las capacidades contratadas a servicio firme desde enero 2023 hasta su término de vigencia.



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contratos de Transporte de TGP al Osinergmin]

De acuerdo a los contratos de suministro suscritos entre Pluspetrol y los usuarios independientes, en el caso de generadores eléctricos, en el gráfico 50 se muestran las capacidades contratadas de suministro desde enero 2023 hasta su término de vigencia.

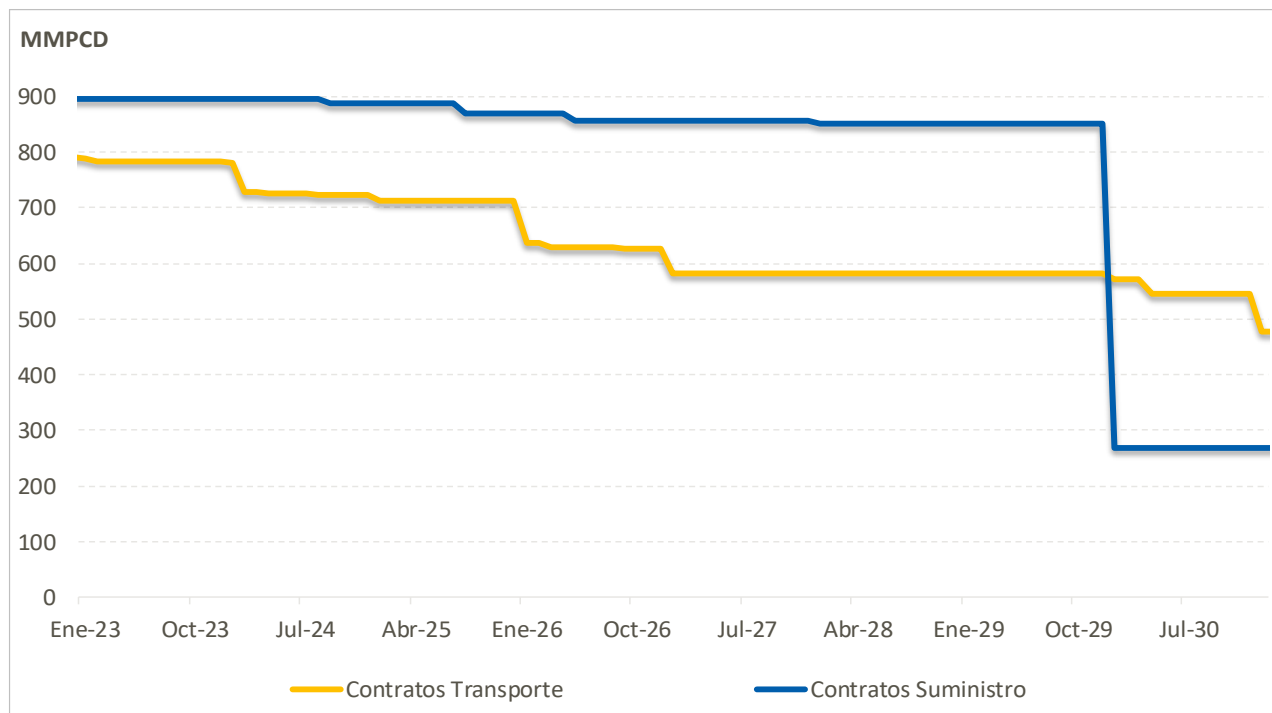
Gráfico 50. Volumen Contratado de Suministro para GGEE. Pluspetrol (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contratos de Suministro de Pluspetrol al Osinergmin]

De los gráficos de capacidades contratadas de suministro y transporte de gas natural contratados a firme, se observa que los contratos de transporte tienen una vigencia más próxima. En enero de 2023, Cerámica San Lorenzo S.A.C., Contugas S.A.C. y Relapasa S.A. reducen su CRD en 0,07; 1,88 y 4,06 MMPCD respectivamente. Por lo que las empresas deberían gestionar la renovación de sus contratos de transporte.

Gráfico 51. Contratos de Suministro vs. Contratos de Transporte. (en MMPCD)

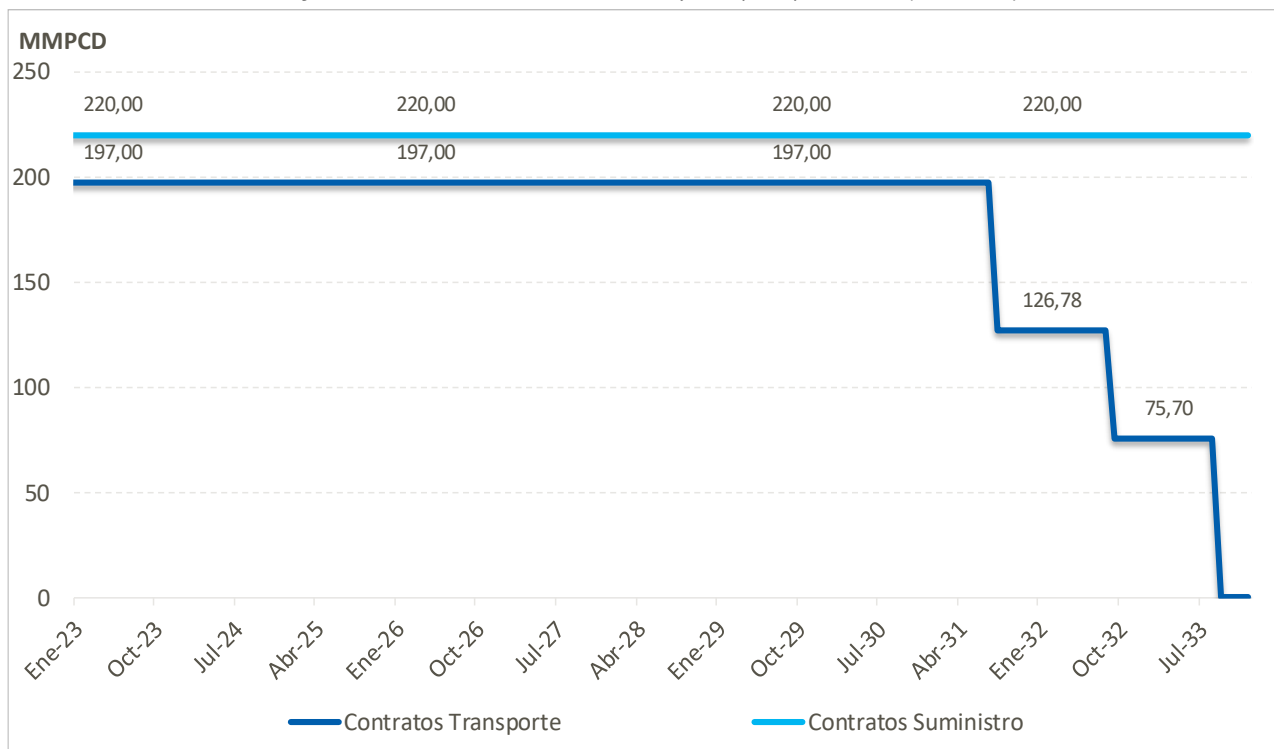


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERMGIN



De acuerdo a los contratos de suministro y de transporte suscritos entre Cálidda con Pluspetrol y TGP respectivamente, en el gráfico 52 se muestran las capacidades contratadas desde enero 2023 hasta su término de vigencia.

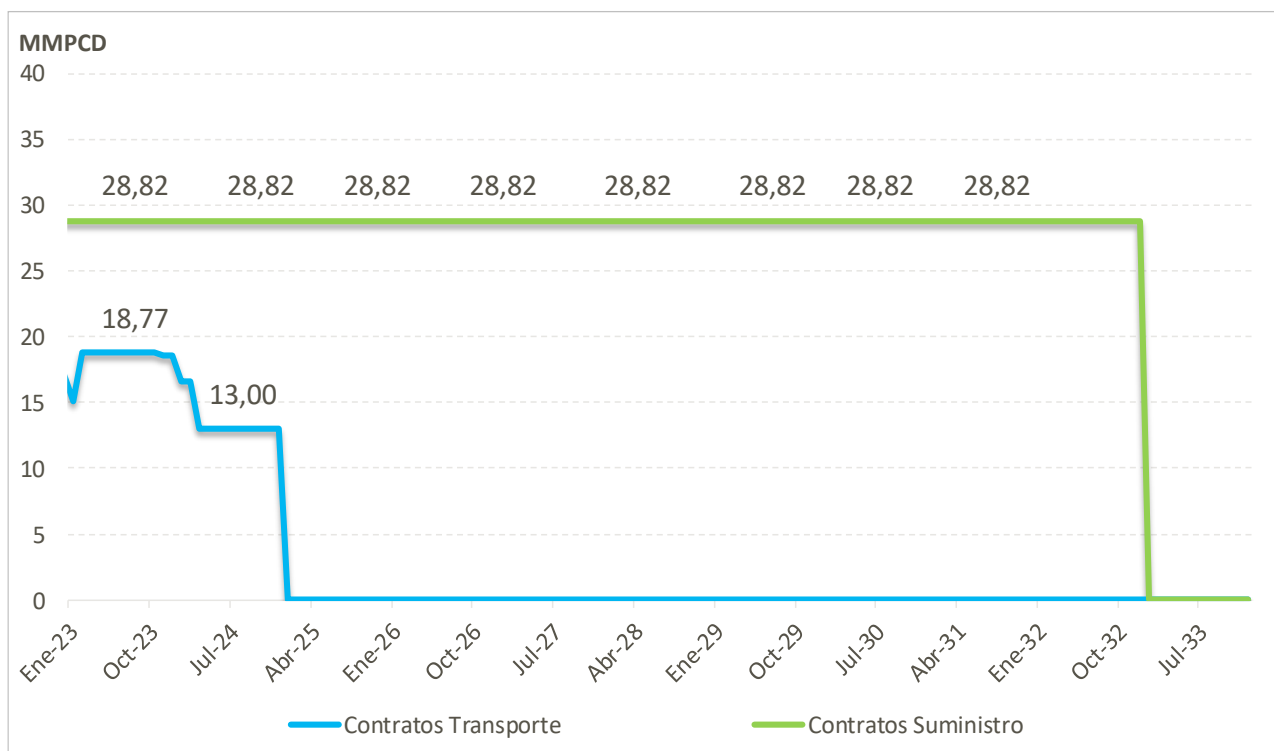
Gráfico 52. Volumen Contratado de Suministro y Transporte para Cálidda (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contratos de Suministro y Transporte al Osinergmin]

De acuerdo a los contratos de suministro y de transporte suscritos entre Contugas con Pluspetrol y TGP respectivamente, en el gráfico 53 se muestran las capacidades contratadas desde enero 2023 hasta su término de vigencia.

Gráfico 53. Volumen Contratado de Suministro y Transporte para Contugas (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERMGIN



Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural

En la antepenúltima Oferta Pública, correspondiente a la 23ra edición, el Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizó el 28 de septiembre de 2021, se adjudicaron 3,35 MMPCD de capacidad. En la penúltima Oferta Pública realizada, corresponde a la 24ta edición, el Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizó el 15 de julio de 2022, se adjudicaron 17,19 MMPCD de capacidad.

En la 25ta edición de Oferta Pública realizada, el Acto de Adjudicación de Capacidad de Transporte e inicio del periodo de negociación de Contratos de Servicio de Transporte adjudicados se realizó el 13 de enero del 2023, Para dicho acto, se contó con la presencia de un Notario Público, habiéndose realizado en la fecha y hora señalada en el Cronograma del Pliego de Bases (13-01-2023, a las 10:00 horas)

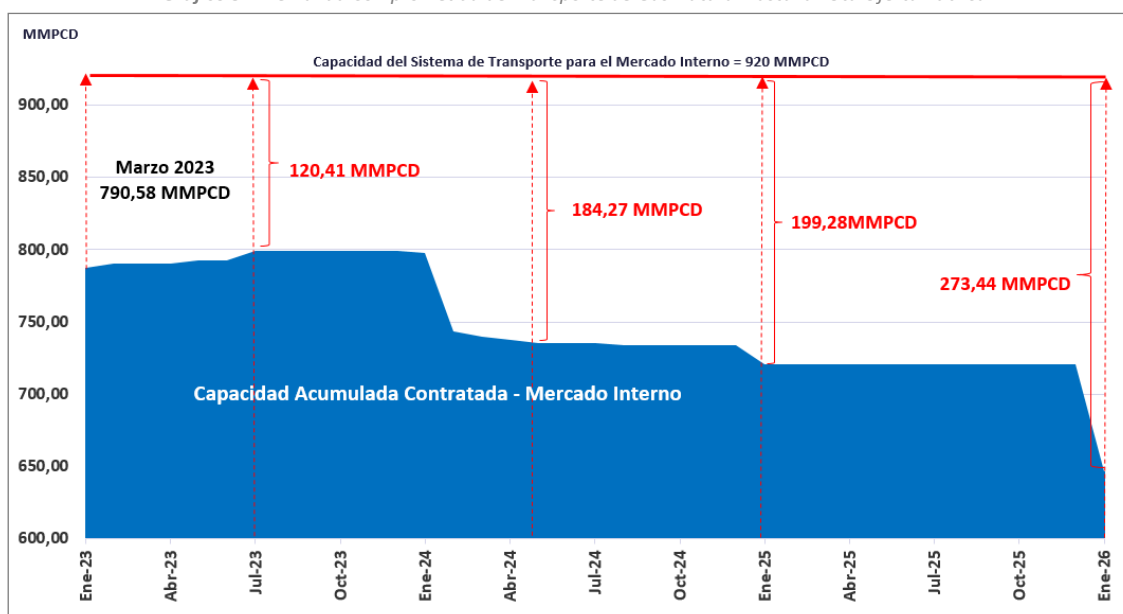
El Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes de la Vigésimo Quinta Oferta Pública para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizó en la fecha y hora señalada en el Cronograma del Pliego de Bases (28-12-2022, 09:00 horas) y contó con la presencia de un Notario Público no habiéndose presentado observaciones por parte de los solicitantes. Del Acta se puede observar las empresas que presentaron sobres con solicitudes de capacidad fueron:

Tabla 7. Capacidades en la 25ta Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural.

CAPACIDAD OFERTADA			CAPACIDAD SOLICITADA Y ADJUDICADA				CAPACIDAD DISPONIBLE	
Fecha de disponibilidad	m3/día	MMPCD	Empresa Solicitante	Fecha Inicio	m3/día	MMPCD	m3/día	MMPCD
11/02/2023	3 867 289	136,55	Contugas S.A.C.	11/02/2023	102 506	3,62	4 961 673	175,20
			UNACEM Perú S.A	11/02/2023	55 055	1,94		
			Softys Perú S.A.C.	13/02/2023	45 000	1,59		
			Limagas Natural Perú S.A.	01/05/2023	55 000	1,94		
			SDF Energía S.A.C.	01/07/2023	200 000	7,06		
02/11/2023	4 248	0,15						
01/01/2024	56 634	2,00						
08/01/2024	35 200	1,24						
02/02/2024	1 465 863	51,77	Cerámica Lima S.A.	05/02/2024	10 000	0,35		
TOTAL	5 429 234	191,71			467 561	16,51		

En el Gráfico 54 se aprecia la Capacidad Disponible a Ofertar en la próxima Oferta Pública:

Gráfico 54. Demanda Comprometida de Transporte de Gas Natural hasta la 25ta Oferta Pública



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Actas de Adjudicación Ofertas Públicas de TGP]

Mecanismo de Racionamiento para el abastecimiento de Gas Natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia

De acuerdo a lo establecido en el DS 017-2018-EM del 23 de julio del 2018, ante situaciones que afecten y originen la imposibilidad de cubrir total o parcialmente la demanda de gas natural al mercado interno, el MINEM declara la emergencia mediante Resolución Ministerial y se activa el Mecanismo de Racionamiento con Resolución Directoral, el mismo que es de cumplimiento obligatorio para los Productores, los Concesionarios de Transporte de Gas Natural por Ductos, los Concesionarios de Transporte de Líquidos de Gas Natural por Ductos, los Concesionarios de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, los operadores de Plantas de Licuefacción, el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) y los Consumidores de Gas Natural.



Declarada la Emergencia y activado el Mecanismo de Racionamiento, el productor debe realizar las asignaciones de volúmenes de gas natural, aplica el orden de prioridad en la asignación de gas natural para los consumidores 1 y 2 del presente artículo. Respecto a los consumidores 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorroto.

Al respecto se aprobó mediante RCD N° 162-2019-OS/CD del 26 de septiembre de 2019, el "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Mecanismo de Racionamiento de Gas Natural" a fin de supervisar el cumplimiento de Entrega de información referida a las obligaciones previstas en el DS 017-2018, y el cumplimiento según el orden de prioridad la asignación de volúmenes de gas natural durante una situación de emergencia.

Consumidores	Asignación de Gas Natural	
1. Consumidores Residenciales y Comerciales Regulados.	100% GN requerido	
2. Establecimientos de Venta al Público de GNV, Establecimiento destinado al suministro de GNV en sistemas integrados de transporte y consumidores directos de GNV destinados al transporte público; y las estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural que abastezcan a los mencionados Agentes.	100% GN requerido	
3. Generadores Eléctricos	Prorroto	
4. Consumidores Industriales Regulados con consumos menores a 20,000 m ³ /día y Estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural	Prorroto	
5. Consumidores Industriales Regulados con consumos mayores a 20,000 m ³ /día.	Prorroto	
6. Consumidores Independientes con Contratos de Suministro y de Servicio de Transporte en Firme e Interrumpible.	Prorroto	

Tabla 8. Prioridad de la Asignación de Gas Natural en casos de Emergencia. División de Supervisión de Gas Natural

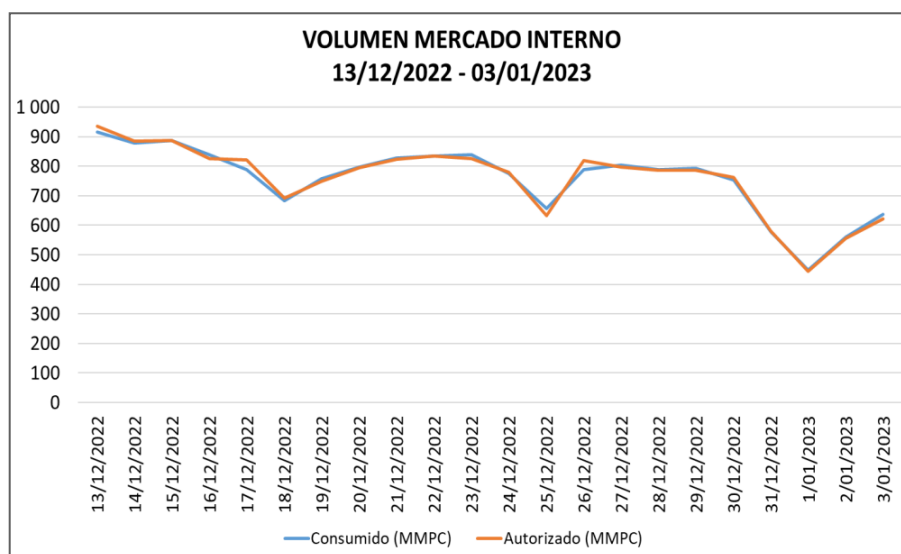


En la Tabla 9, se muestra los Mecanismo de Racionamiento activados durante el cuarto trimestre del 2022, detallando la Resolución Directoral, el periodo y la causa de los mismos.

Resolución Directoral	Periodo del Mecanismo de Racionamiento	Causa
RD 411-2022-MINEM/DGH y ampliaciones	13 de diciembre del 2022 al 03 de enero del 2023	Paralización de operaciones en la Planta Compresora Kamani por seguridad ante la

Del Mecanismo de Racionamiento activado por RD 411-2022-MINEM/DGH, en relación con los volúmenes de gas natural autorizados por el Transportista y los volúmenes medidos para cada día operativo, éstos se muestran en el Gráfico 55. Al respecto, se observa que las empresas consumieron un volumen ligeramente menor al total autorizado por el Transportista, teniendo una variación de -0,02%. Cabe precisar que durante la vigencia de este Mecanismo de Racionamiento, no hubo restricción de gas natural para el mercado interno.

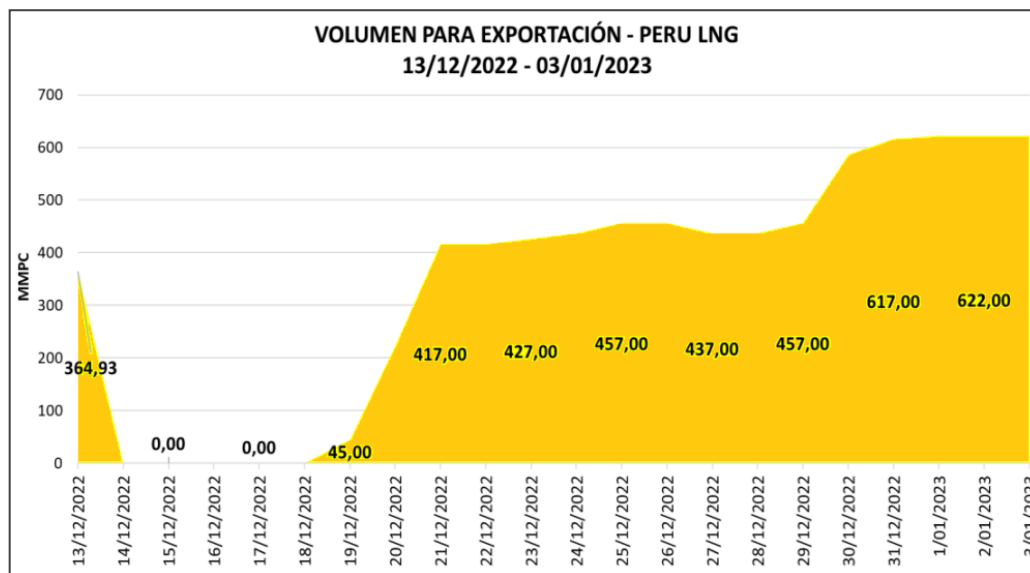
Gráfico 55. Volúmenes Autorizados y Medidos durante el periodo de Mecanismo de Racionamiento activado por RD 411-2022-MINEM/DGH



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes diarios al Osinergmin]

El Gas Natural destinado a Perú LNG para exportación proveniente del Lote 56 durante el periodo de vigencia del Mecanismo de Racionamiento se muestra en el Gráfico 56.

Gráfico 56. Volumen para consumo propio PERU LNG durante el periodo de Mecanismo de Racionamiento acti-



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes diarios al Osinergmin]

INDICADOR DE PRECIOS DEL GAS NATURAL

Henry Hub Natural Gas es un indicador de precios de gas natural que se produce dentro de Estados Unidos cuyo punto central se encuentra en Henry Hub, Louisiana. Los precios del gas natural están determinados por el intercambio y dependen principalmente por el equilibrio entre la oferta/demanda. Además, las dinámicas de sus precios dependen de los perfiles de producción, las condiciones climáticas y en una menor extensión de los precios del crudo.

Gráfico 57. Indicador de precio Gas Natural Henry Hub

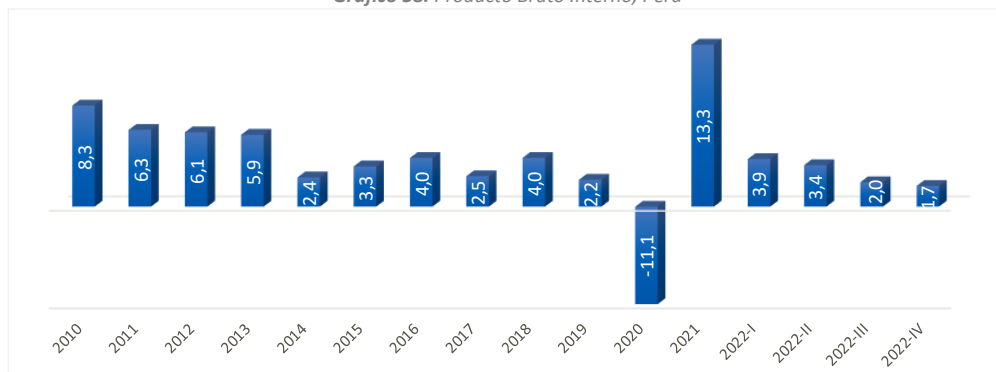


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Indicador de Precios Henry Hub]

Producto Bruto Interno Perú

Hacia el cuarto trimestre del año 2022, el Producto Bruto Interno (PBI) a precios constantes del 2007, registró un aumento de 1,7 %. La economía continua en proceso de recuperación, alcanzando niveles de crecimiento de pre pandemia.

Gráfico 58. Producto Bruto Interno, Perú



[Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Índice de Precios de Combustibles

Tabla 10. Variación Porcentual Mensual de los Combustibles en el Índice de Precios al Consumidor de Lima Metropolitana: abril 2022 - marzo 2023

Meses	GLP Vehicular Var. %	GNV Vehicular Var. %	Gasolina Var. %	Petróleo Var. %	Gas Propano Var. %	GN Var. %
Abr	-2,2	0,0	0,8	-8,1	-1,5	0,6
May	-5,2	0,0	6,1	3,7	-1,2	-10,6
Jun	3,0	0,7	11,0	5,6	-0,1	-4,4
Jul	0,8	-0,2	2,5	-0,1	-0,2	2,1
Ago	-7,0	0,5	-8,6	0,2	-0,2	6,6
Set	2,5	0,7	-6,5	6,2	-1,8	-0,3
Oct	-7,7	0,0	1,5	6,9	-1,6	0,0
Nov	-5,4	0,6	1,4	0,6	-2,6	1,8
Dic	-2,8	0,5	-5,3	-0,1	-1,4	-0,8
Ene. 23	-4,8	-0,2	-4,6	-2,5	-1,8	0,0
Feb	3,0	0,0	2,6	-0,7	-0,9	-0,4
Mar	-0,2	0,0	-1,9	-2,6	0,8	0,0

Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Índice de Precios al Consumidor-Gas Natural Perú

Gráfico 59: Índice de Precio al consumidor de Gas Natural - Índice Base Dic 2021=100,0



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Factores de Conversión de Unidades y Equivalencias

Volumen

Convertir de	a	Multiplicar por
Barril (bbl)	metro cúbico (m ³)	0,158988
Barril (bbl)	pie cúbico (ft ³)	5,61146
Galones (gal)	metro cúbico (m ³)	0,00378541
Galones (gal)	litros (L)	3,78541
Galones (gal)	pie cúbico (ft ³)	0,13376
Litros (L)	metro cúbico (m ³)	0,001
Litros (L)	galones (gal)	0,26417
Metro cúbico (m ³)	pie cúbico (ft ³)	35,3147
Metro cúbico (m ³)	barril US (bbl)	6,28981
Pie cúbico (ft ³)	metro cúbico (m ³)	0,028317
Pie cúbico (ft ³)	barril US (bbl)	0,178107
Pie cúbico (ft ³)	galones (gal)	7,4760

Presión

Convertir de	a	Multiplicar por
Atmósferas (atm)	bar (bar)	1,013
Atmósferas (atm)	pascal (Pa)	1,013*10 ⁵
Atmósferas (atm)	PSI (lb/pulg ²)	14,7
Bar (bar)	atmósferas (atm)	0,987
Bar (bar)	pascal (Pa)	10 ⁵
Bar (bar)	PSI (lb/pulg ²)	14,5
Pascal (Pa)	bar (bar)	10 ⁻⁵
Pascal (Pa)	atmósferas (atm)	0,987*10 ⁻⁵
Pascal (Pa)	PSI (lb/pulg ²)	14,5*10 ⁻⁵
PSI (lb/pulg ²)	bar (bar)	0,0689
PSI (lb/pulg ²)	atmósferas (atm)	0,0680
PSI (lb/pulg ²)	pascal (Pa)	6,894*10 ³

Energía

Convertir de	a	Multiplicar por
BTU	Calorías (cal)	252,164
BTU	Joule (J)	1,055056*10 ³
BTU	Kilowatt hora (KW.h)	2,9307*10 ⁻⁴
MMBTU	Gigajoule (GJ)	1,055
MMBTU	Kilocalorías (Kcal)	2,5191*10 ⁵
Calorías (cal)	BTU	3,96567*10 ⁻³
Calorías (cal)	Joule (J)	4,1840
Calorías (cal)	Kilowatt hora (KW.h)	1,16222*10 ⁻⁶
Gigajoule (GJ)	MMBTU	0,947817
Gigajoule (GJ)	Kilocalorías (Kcal)	2,39006*10 ⁵
Joule (J)	BTU	9,47817*10 ⁻⁴
Joule (J)	Calorías (cal)	0,239006
Joule (J)	Kilowatt hora (KW.h)	2,77778*10 ⁻⁷
Kilocalorías (Kcal)	Gigajoule (GJ)	4,184*10 ⁻⁶
Kilocalorías (Kcal)	MMBTU	3,96567*10 ⁻⁶
Kilowatt hora (KW.h)	BTU	3,412.14
Kilowatt hora (KW.h)	Calorías (cal)	8,60421*10 ⁵
Kilowatt hora (KW.h)	Joule (J)	3,6*10 ⁶

Equivalencias Usadas en GN

Convertir de	a	Multiplicar por
Barril equivalente de petróleo (BEP)	MMBTU	5,80
Barril equivalente de petróleo (BEP)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,136
Barril equivalente de petróleo (BEP)	ft ³ Gas Natural (GN)	5 800
Barril equivalente de petróleo (BEP)	m ³ Gas Natural (GN)	164,2
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	MMBTU	42,5
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	7,33
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	ft ³ Gas Natural (GN)	42 500
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	m ³ Gas Natural (GN)	1 200
ft ³ Gas Natural (GN)	MMBTU	0,001
ft ³ Gas Natural (GN)	BTU	1 000
ft ³ Gas Natural (GN)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0,000172
ft ³ Gas Natural (GN)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,0000235
m ³ Gas Natural (GN)	MMBTU	0,0353
m ³ Gas Natural (GN)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0,000608
m ³ Gas Natural (GN)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,00083
MMBTU	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0,172
MMBTU	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,0235
MMBTU	ft ³ Gas Natural (GN)	1 000
MMBTU	m ³ Gas Natural (GN)	26,4443



Abreviaturas y Simbología Utilizada

Fuente: INTERNATIONAL SYSTEM OF UNITS.

Gas Natural		
	22,09	TM GLP
	21,33	TM GNL
	34,06	TM Carbón
	169,35	BEP
	1 000	MMBTU
	0,293	Gw-h
	1 055	GJ
	35,315	PC
	1 327	m³ GN
	46,877	PC GN

Petróleo		
	42	gal USA
	158,98	litros
	0,1589	m³
	7,19	Bls

GLP		
	45,251	PC GN
	1,17	TM de GNL
	11,44	Bls

CARBÓN		
	0,0294	MMPC GN
	4,97	BEP
	31,336	MMBTU

ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN
BEP	Barriles equivalentes de petróleo
MMBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
BCF	Billones de pies cúbicos (EEUU: 10 ⁹ pies cúbicos / España: 10 ¹² pies cúbicos)
BCFD	Billones americanos de pies cúbicos por día
BLS	Barriles
MBLS	Miles de barriles (10 ³ barriles)
MMBLS	Millones de barriles (10 ⁶ barriles)
BPD	Barriles por día
MBPD	Miles de barriles por día
MMBPD	Millones de barriles por día
BTU	British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica)
MMBTU	Millones de BTU
Gal	Galón: equivale a 3,78533 litros (Galón de los EEUU)
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido, gas natural que ha sido comprimido a una presión máxima de 25MPa (250 bar)
GNV	Gas natural vehicular
LNG	Gas natural licuado: gas natural en estado líquido a temperatura a -160°C, lo que permite reducir su volumen 600 veces para facilitar su almacenamiento y transporte.
LGN	Líquidos del gas natural
m³	Metro cúbico
m³ STD	Metro cúbico estándar: un metro cúbico (m3) a 15°C y a una presión absoluta de 1.013 mbar
PC	Pie cúbico
MPC	Miles de pies cubico
MPCD	Miles de pies cubico por día
MMPC	Millones de pies cúbico
MMPCD	Millones de pies cúbico por día
BCF	Billones de pies cúbico (Sistema Americano: 10 ⁹ pies cúbicos / Sistema Internacional: 10 ¹² pies cúbicos)
TCF	Trillones americanos de pies cúbicos (Sistema Americano: 10 ¹² pies cúbicos / Sistema Internacional: 10 ¹⁸ pies cúbicos)
Coma (,)	Para separar decimales
TEP	Tonelada equivalente de petróleo
TM	Toneladas métricas

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin Gerencia de Supervisión de Energía— División de Supervisión de Gas Natural (DSGN), diciembre 2022.

Equipo de Trabajo de la DSGN que preparó el Boletín

- ⇒ Virginia Barreda Grados - *Gerente de la División de Supervisión de Gas Natural*
- ⇒ Beatriz Adaniya Higa - *Jefe de Producción y Procesamiento de Gas Natural*
- ⇒ José Unzueta Graus - *Jefe de Transporte de Gas Natural*
- ⇒ Gerardo Meza Oscanoa - *Especialista en Contratos y Asuntos Regulatorios*

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

Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de los datos vertidos en el presente documento. Las ideas expuestas en los artículos del reporte pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente reporte se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso.

El Boletín Estadístico de Gas Natural es una publicación de la División de Supervisión de Gas Natural del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin.

Editado por:

División de Supervisión de Gas Natural
Bernardo Monteagudo 222 -
Magdalena del Mar
Teléfonos: (511) 224 0487, (511) 224 0488
Fax: (511) 224 0491
www.osinergmin.gob.pe

La reproducción total o parcial de este documento y/o su tratamiento informativo están permitidos siempre y cuando se cite la fuente.



Osinergmin

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería