

Boletín

ESTADÍSTICO

Procesamiento, Producción
y Transporte de Gas Natural

4to Trimestre 2020



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 serán 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 la manufactura 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	(12)
Producción de Líquidos de Gas Natural	(13)
Disponibilidad de Suministro de Gas Natural	(14)



PROCESAMIENTO

Gas Natural Reinyectado	(15)
Gas Natural Procesado	(15)
Productos Finales por Planta	(16)



TRANSPORTE

Transporte de Gas Natural por Lotes.	(17)
Capacidad Disponible de Transporte de Gas Natural	(18)



EXPORTACIÓN

Exportación de GNL	(22)
Embarques y Despacho de GNL	(23)



INDICADORES

Reservas/Producción	(24)
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, estas 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

El consumo de energía primaria mundial creció en 1,3% en el 2019, este crecimiento es inferior al 2,9% registrado en el 2018, que fue el más alto incremento desde el 2010. Por regiones, el consumo cayó en América del Norte, Europa y la CEI. En otras regiones, el crecimiento fue inferior a la media en América del Sur y Central.

El crecimiento fue impulsado por las energías renovables (3,2 EJ) y el gas natural (2,8 EJ), que juntos contribuyeron tres cuartos del aumento. Todos los combustibles crecieron a un ritmo más lento; tal como se muestra en el Gráfico 1 siguiente:

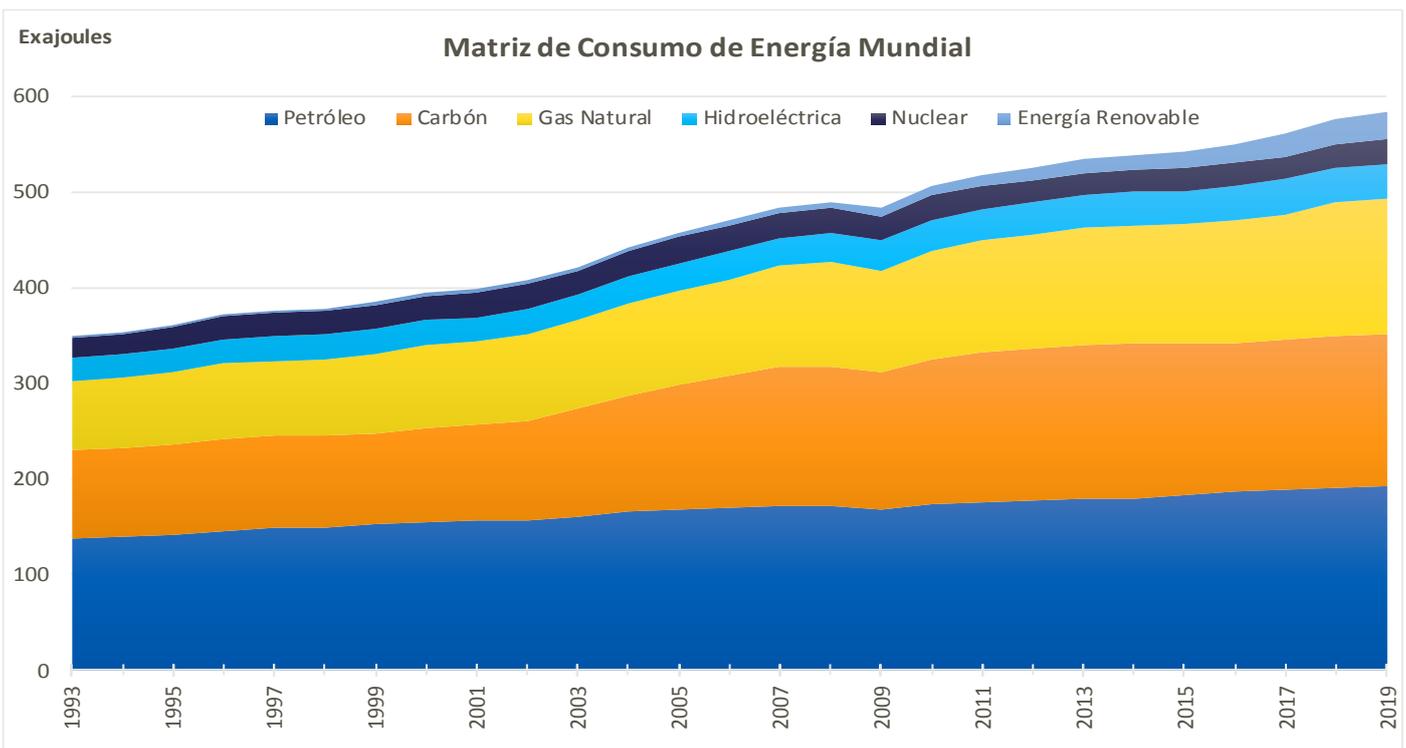


Gráfico 1. Consumo Anual Mundial de Energía por Combustible desde 1993 hasta 2019 (en Exajoules)
 División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2020]

El petróleo continúa siendo el combustible dominante en el mundo (33,1%).

El carbón es el segundo combustible más utilizado, pero disminuyó ligeramente en el 2019, representando ahora el 27%, su nivel más bajo en los últimos 15 años. La participación tanto del gas natural como de las energías renovables aumentó a un nivel récord máximos de 24,2% y 5,0% respectivamente. Las energías renovables ahora han superado nuclear, que representa solo el 4,3% de la matriz energética. La energía Hidroeléctrica se ha mantenido estable en torno al 6% durante varios años.

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

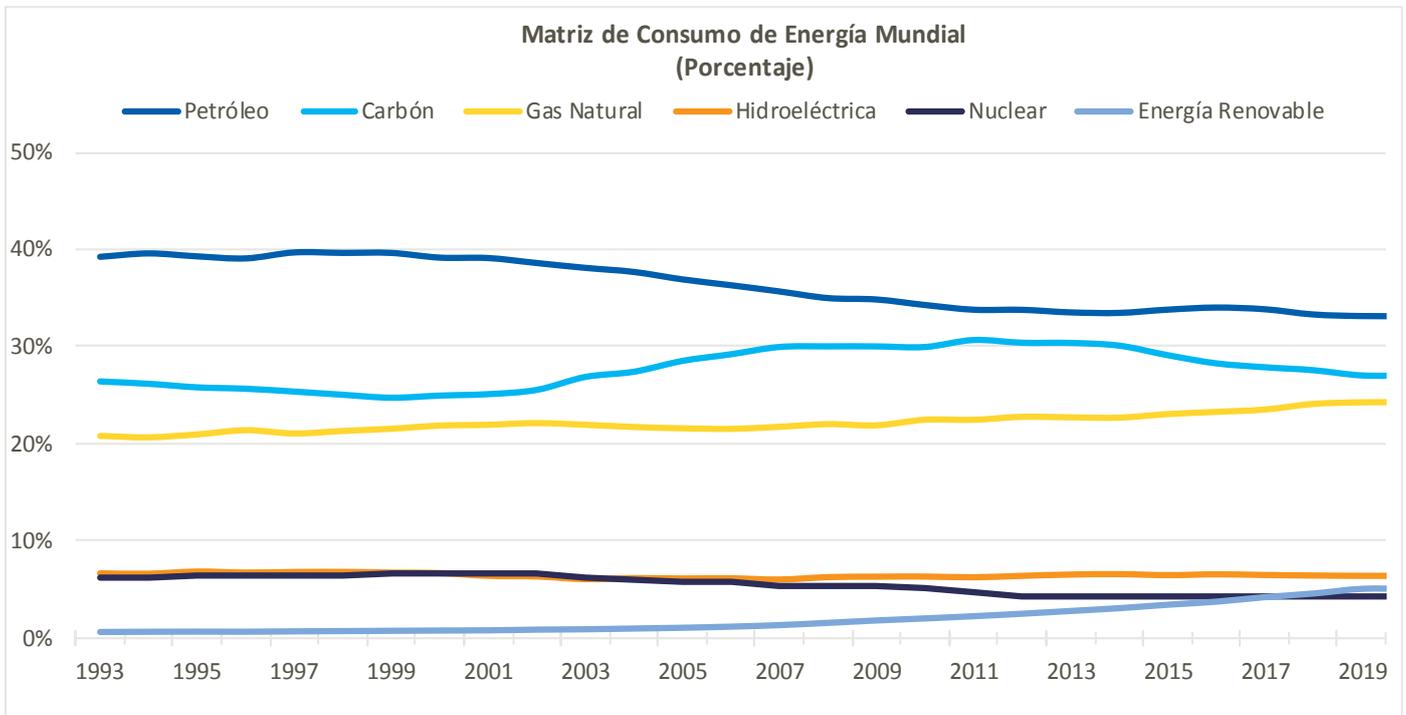


Gráfico 2. Participaciones del Consumo Mundial de Energía Primaria por Tipo de Combustible
 División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2020]

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, se contabiliza 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 el 2019, la cuota de consumo de energía primaria de carbón cayó a su nivel más bajo en Norte América y Europa.

El petróleo se consume principalmente en Asia y América del Norte, en conjunto estas regiones representan el 60% del consumo mundial. Asia domina el consumo mundial de carbón, mientras que mas de dos tercios del consumo de energía nuclear se concentra en América del Norte y Europa . Asia, América Central y América del Sur representan casi el 60% de la energía hidroeléctrica. Más del 90% de las energías renovables se consumen en Asia, Europa y América del Norte.

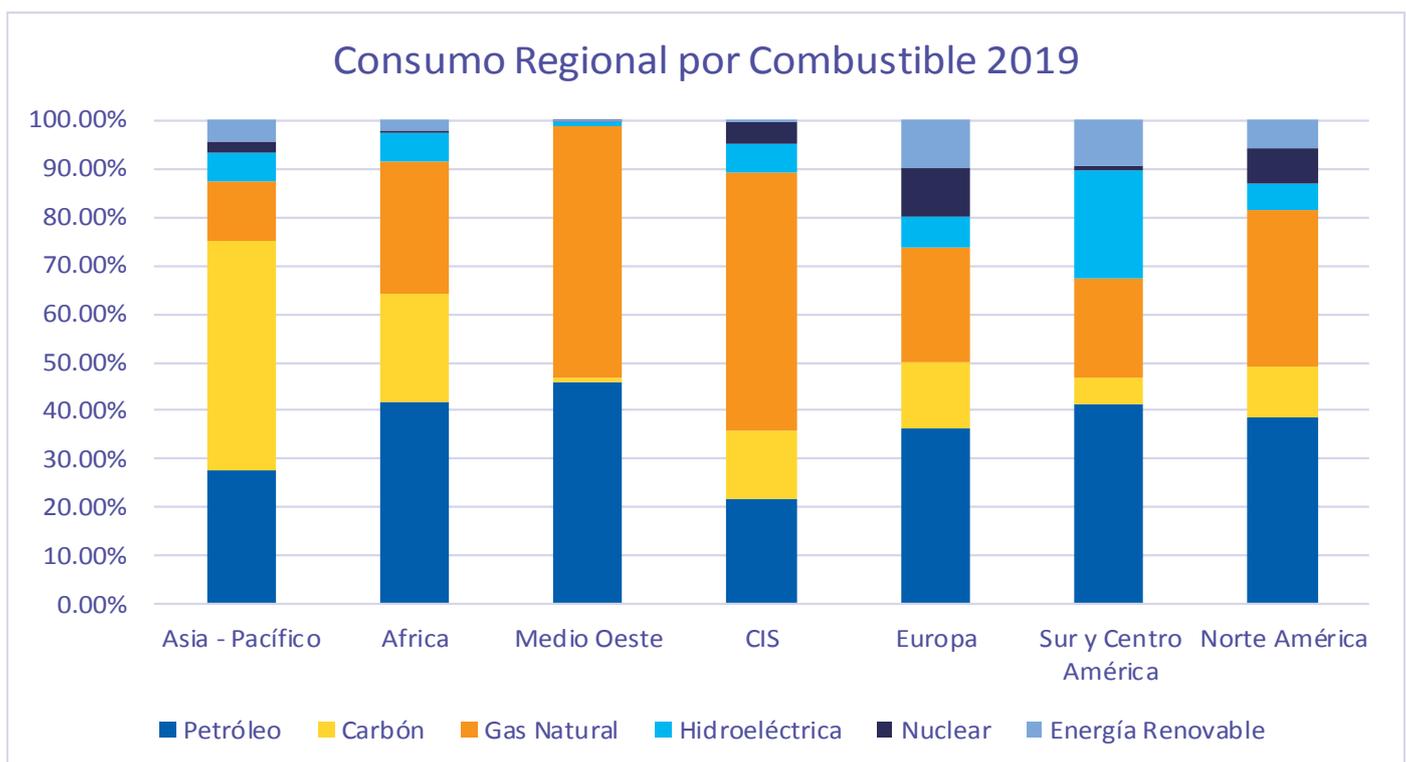


Gráfico 3. Porcentaje de Consumo Regional por Combustibles, 2019.
 División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2020]

MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ

En el 2019, el consumo energético en el Perú tuvo un incremento de 1,8%, respecto al año anterior, siendo el consumo más alto registrado. En cuanto a las fuentes de energía, disminuyó el consumo del carbón en 32,6%. Sin embargo, el consumo de gas natural creció en 3,7 %, Petróleo 1,7%, Hidroeléctrica 2,4% y energías renovables en 10,6%.

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

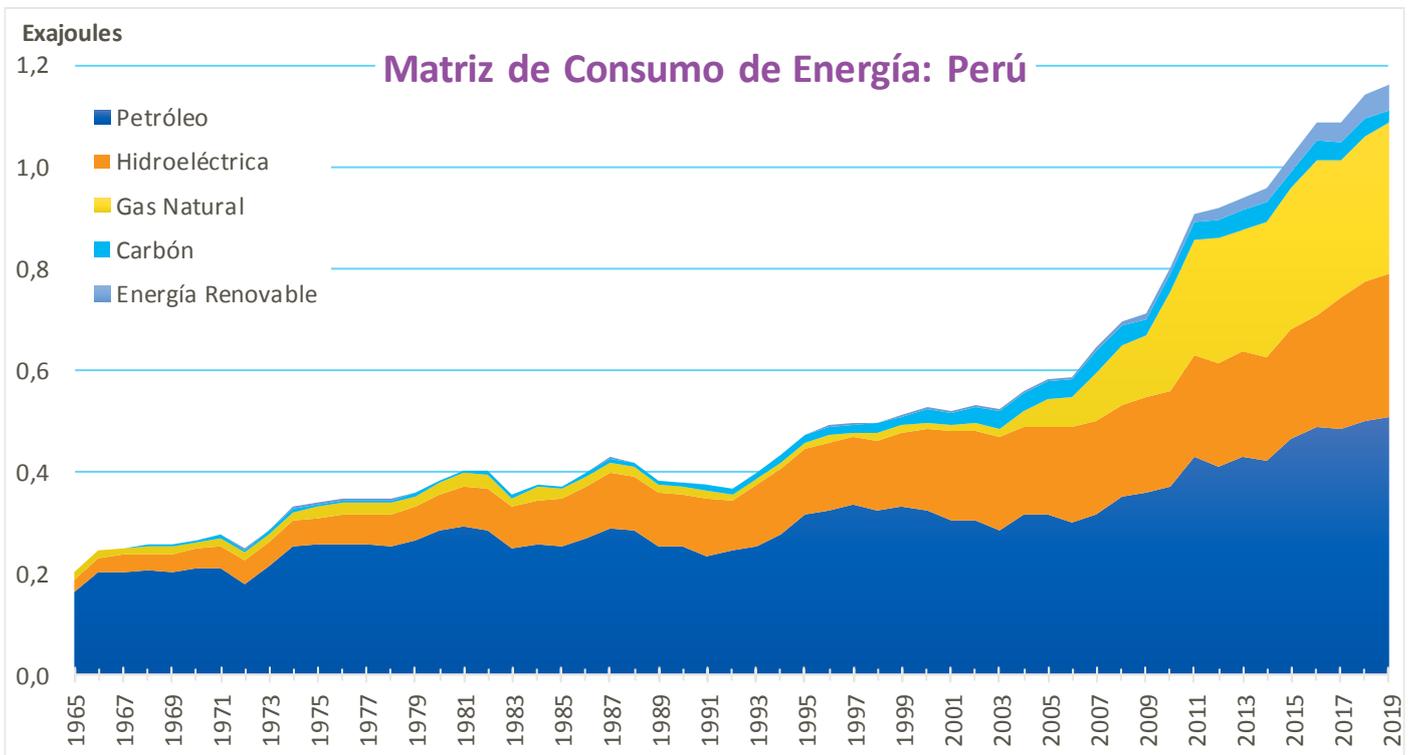


Gráfico 4. Consumo de Energía Primaria por Combustible: Perú, 1965-2019
 División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2020]

Como se observa en el Gráfico anterior, 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 la energía renovable.

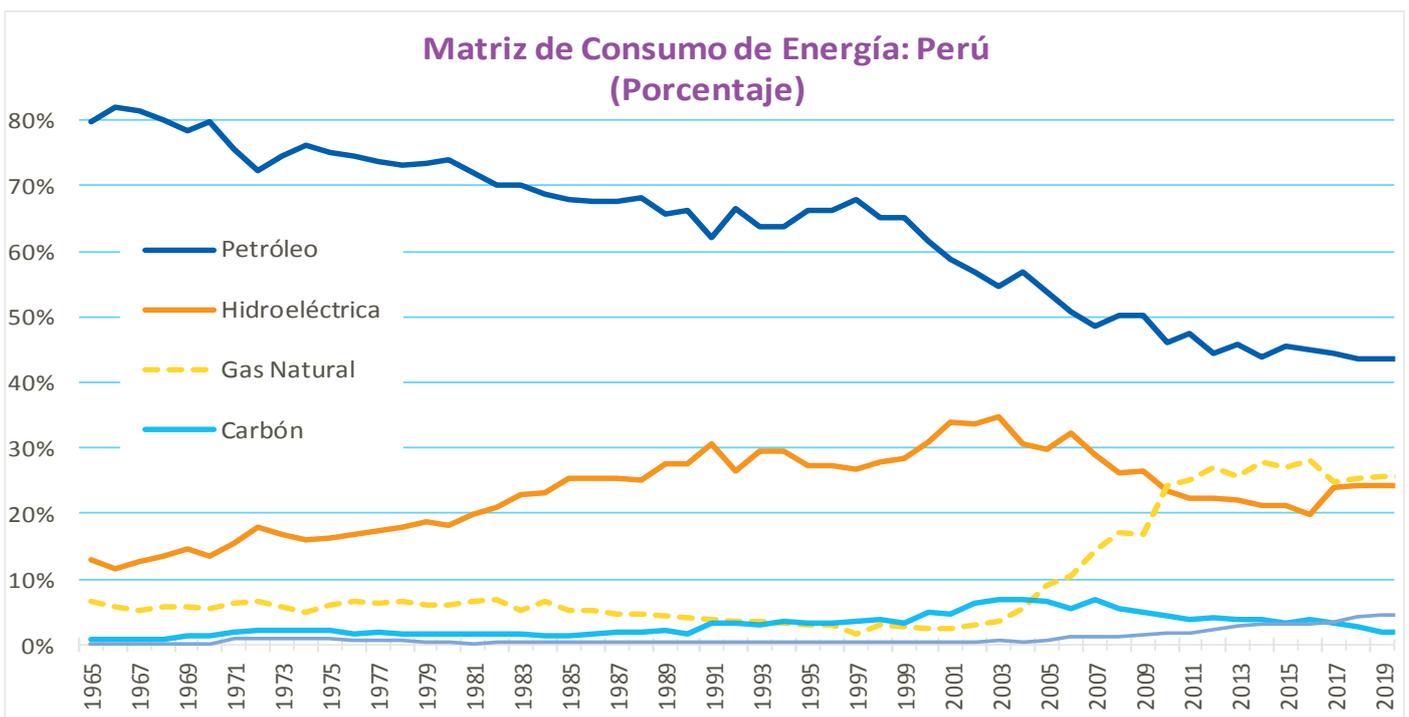


Gráfico 5. Consumo de Energía Primaria por Combustible, Perú, 1965-2019 (en Miles de Barriles de Petróleo Equivalente)
 División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2020]

Cada año el gas natural se va posicionando en su participación en mercado energético, avanzando de 25,2% (0,29 EJ) el 2018 a tener un máximo histórico de 25,7% (0,30 EJ) en el 2019. Caso contrario sucede con el carbón, reduciendo 0,9% (0,02 EJ).

Asimismo, la energía renovable va escalando en su participación de la cuota de mercado al incrementarse de 4,2% en el 2018 a 4,6% en el 2019.

En el Gráfico 6 se compara el consumo de energías primarias en el Perú en los años 2017, 2018 y 2019, medidos en Exajoules (EJ).

En el 2019 disminuyó la participación del Petróleo y del Carbón. En cambio la participación del gas natural y las energías renovables aumentó. La participación Hidroeléctrica se mantuvo.



Gráfico 6. Comportamiento del Consumo de Energía Primaria, Perú-2019
División de Supervisión de Gas Natural

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.

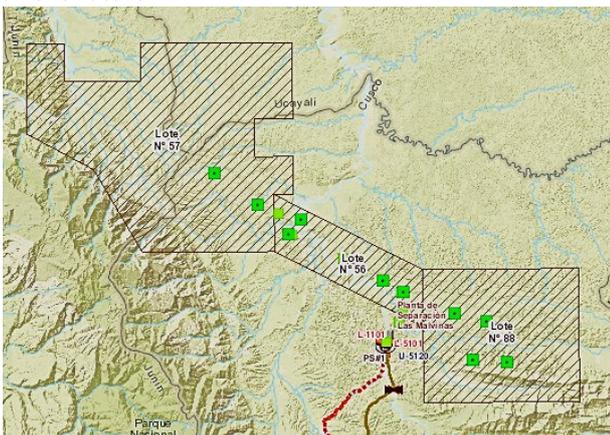


Ilustración 1. Lotes Productores en Camisea ESCALA 1:1,155,581

A) Pozos en el Lote 57: 6 Productores

Tabla 1. Infraestructura de Pozos en el Lote 57

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
KINTERONI	KINTERONI 1X	Productor
	KINTERONI 2D	Productor
	KINTERONI 3D	Productor
SAGARI	SAGARI 7D	Productor
	SAGARI 8D	Productor
	SAGARI XD	Productor

B) Pozos en el 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 el 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-XD	Productor
	MIP-1002-XD	Productor
	MIP-1003-XD	Productor
PAGORENI OESTE	PAG WEST - 1001X	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 MMPCD cada uno, 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 Aguaytía, ubicada en el departamento de Ucayali, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 70 MMPCD.
- C. La planta de fraccionamiento de Pisco, ha tenido 2 ampliaciones, al inicio de sus operaciones tenía una capacidad de 50 MBPD y en la actualidad tiene 120 MBPD.
- D. La planta Graña Montero Petrolera (GMP), ubicada en Talara, ha mantenido su capacidad de procesamiento de 80 MMPCD.



*Foto 1. Planta de Procesamiento de Gas Natural, Malvinas.
División de Supervisión de Gas Natural*



*Foto 2. Planta de Procesamiento de Líquidos de Gas Natural, Pisco.
División de Supervisión de Gas Natural*

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.

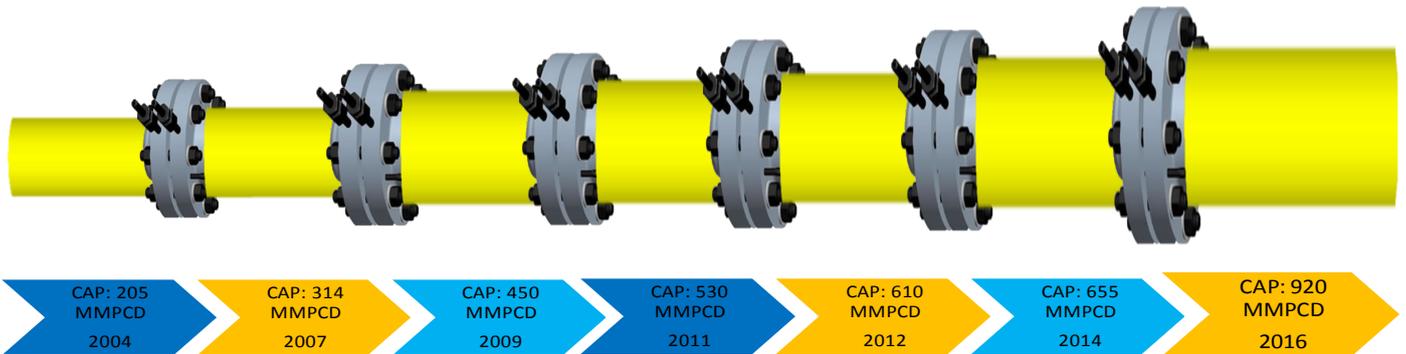


Ilustración 2. Capacidad de Transporte de Gas Natural – TgP
División de Supervisión de Gas Natural

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
División de Supervisión de Gas Natural

La siguiente Ilustración 4, 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

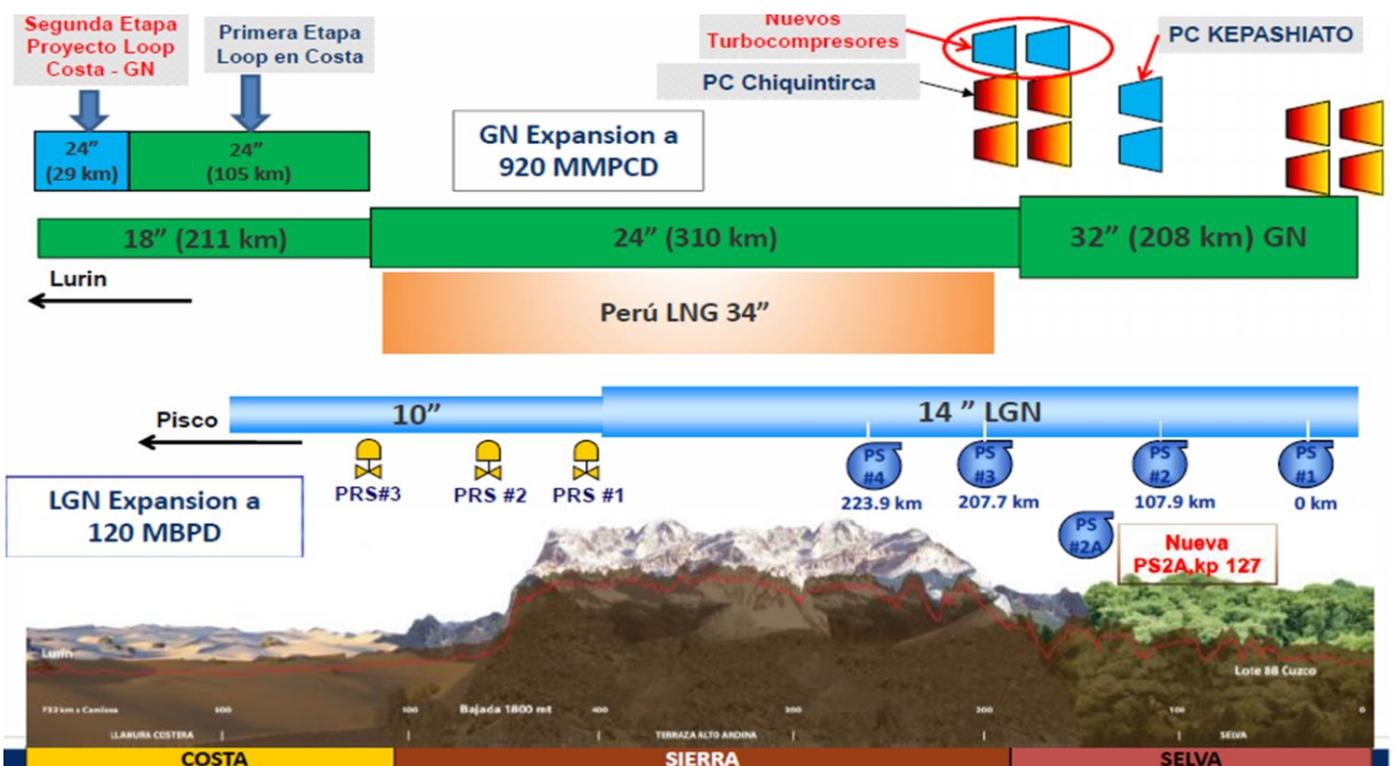


Ilustración 4. Capacidad de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural desde Camisea a la Costa, Ducto Perú LNG -

RESERVAS

Las reservas “son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas con base en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.” (Sistema de Gestión de Recursos Petroleros “PRMS” SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

En el gráfico 7 se observa la clasificación de recursos de hidrocarburos, de los cuales la clasificación de reservas está en azul.

Reservas de Gas Natural

Las reservas, al 31 de diciembre de 2018, han disminuido en 2,3 TCF respecto a la revisión del año anterior, debido a la producción del año 2018 que alcanzó un consumo de gas por 0,466 TCF de gas. Además la disminución se sustenta en la reestimación de volúmenes con base en el ajuste en el modelo de simulación en campo Pagoreni operado por Pluspetrol en el Lote 56, así como también en campo Cashiriari operado por Pluspetrol en el Lote 88.

En el Gráfico 8 se muestran las variaciones de los volúmenes de gas natural categorizadas como reservas al 31 de diciembre de los años 2016, 2017 y 2018. Para el año 2017 hubo una reducción de 19,9% respecto al 2016, y para el 2018 una reducción en 17,6%.

Como se puede observar en el Gráfico 8, el mayor volumen de reservas se encuentra en la selva sur del país (correspondiente a los lotes 88, 56, 57 y 58), éstos representan el 94,6% de la reserva nacional de Gas Natural 2018.

Gráfico 8. Mapa de Reservas Probadas de Gas Natural por Lotes, al 31 de diciembre de 2018 (en TCF[10⁹])

División de Supervisión de Gas Natural
[DGH-MINEM Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos, 2018]

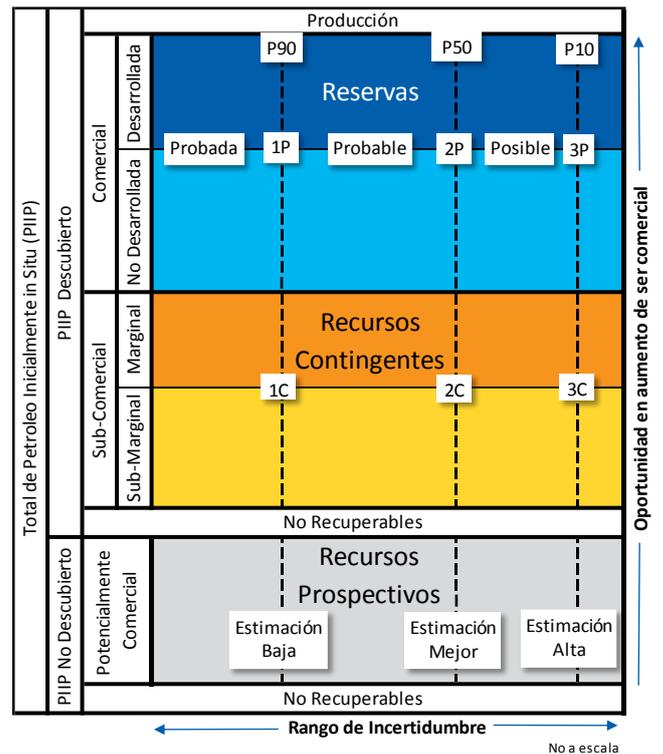
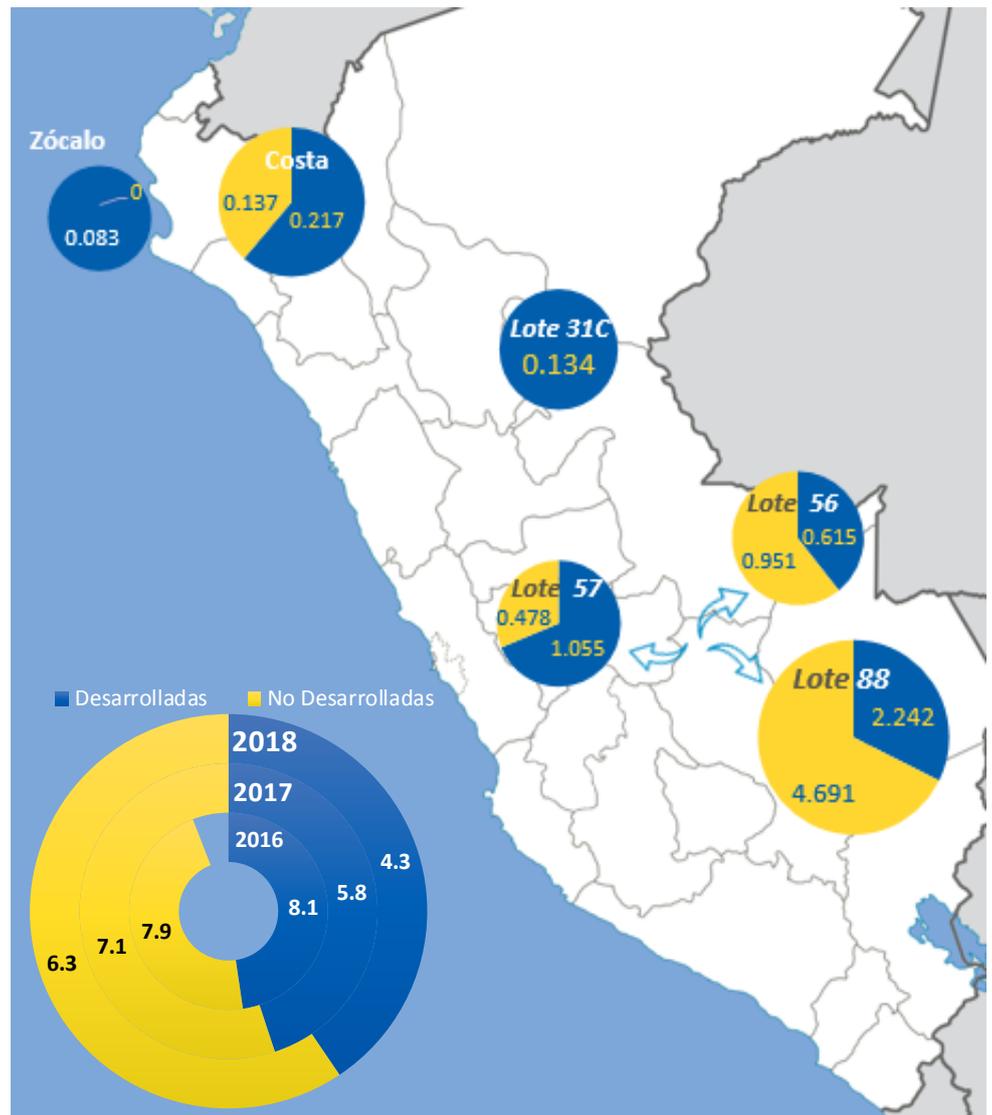


Gráfico 7. Sistema de Clasificación de Recursos
[Sistema de Gestión de Recursos Petroleros “PRMS” SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009]

Las reservas son volúmenes estimados. Si la estimación se realiza con un método probabilístico, entonces las reservas probadas cuentan con una probabilidad de 90% que lo recuperado igualará o superará la estimación; del mismo modo, los volúmenes probables y posibles tienen una probabilidad de 50% y 10% respectivamente.

Otro indicador importante de los recursos hidrocarbúferos de un país son las cantidades de gas natural categorizados como los *recursos contingentes*, estos son volúmenes estimados son potencialmente recuperables cuando existan los proyectos necesarios para su puesta en producción, se deben superar las contingencias y lograr un desarrollo técnico y económico-comercialmente viable. Estos volúmenes se muestran en **Tabla 4** y **Tabla 5**.

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 4. Reservas y Recursos para el Mercado Nacional al 31 de diciembre de 2018

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2p (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
88	6,933	7,976	8,771	0	Fin Contrato: 2040 / Vida útil: 2047
58	0	0	0	2,650	Fin Contrato: 2045 / Vida útil: 2047

En el Lote 88, las reservas probadas y posibles de los campos Cashiriari y San Martín disminuyeron por el cambio en los escenarios de producción, los cuales tienen menos pozos adicionales que los escenarios planteados en años anteriores.

Tabla 5. Reservas y Recursos para Exportación al 31 de diciembre de 2018

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2p (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
56	1,566	1,668	1,762	0	Fin Contrato: 2044 / Vida útil: 2047
57	1,534	2,165	2,749	0,446	Fin Contrato: 2044 / Vida útil: 2047

Reservas de Líquidos de Gas Natural

Las reservas probadas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre del 2018 disminuyeron en 131 425 MSTB en comparación a las reservas probadas al 31 de diciembre del 2017, llegando a los 514 389 MSTB, de los cuales 506 672 MSTB (98,5%) corresponden a la zona selva sur.

Las variaciones de las reservas probadas de LGN se calcula en 20,4% y se deben principalmente a reestimación de volúmenes de los lotes 88 y 56 por comportamiento productivo.

Adicionalmente por la producción de 31,2 MMSTB durante el año 2018.

Gráfico 9. Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2018 (en MMSTB [10⁶])

División de Supervisión de Gas Natural [DGH-MINEM Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos, 2018]

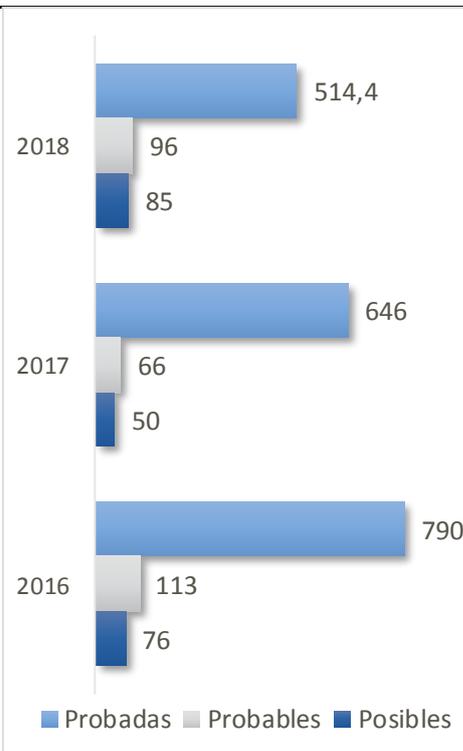
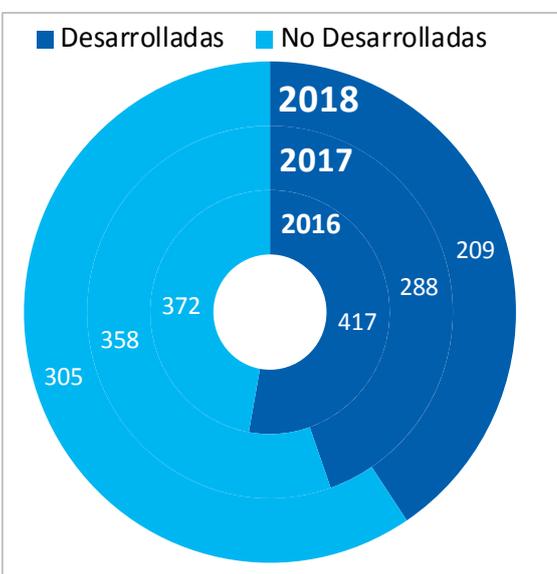


Gráfico 10. Reservas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2018 (en MMSTB [10⁶]) [DGH-MINEM Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos, 2018]

PRODUCCIÓN

Producción de Gas Natural Húmedo

En la zona denominada Camisea se ubica la principal fuente de gas natural del país; en esa zona, se agrupan dos estructuras de gas y condensados localizadas en las inmediaciones del río Camisea, a unos 20 km. de la margen derecha del río Urubamba, en las que se encuentran en producción tres lotes. 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 11 se muestra la producción promedio en MMPCD de estos Lotes hasta el cuarto trimestre del 2020.

En el cuarto trimestre del 2020 en promedio el lote 88 produjo 1 140,36 MMPCD; asimismo, los lotes 56 y 57 produjeron 409,53 y 197,46 MMPCD respectivamente, haciendo un total de 1 747,35 MMPCD.



Gráfico 11. Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo al 2020, Principales Lotes (en MMPCD)
 División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2020]

En el Gráfico 12 se observa en Camisea un aumento de la producción promedio mensual en el cuarto trimestre de este año respecto al anterior. En el cuarto trimestre del 2019 se produjo en promedio 989,04 MMPCD en el lote 88; 445,35 MMPCD en el lote 56 y 200,53 MMPCD en el lote 57; siendo el total inferior a los 1 140,36 MMPCD; 409,53 MMPCD y 197,46 MMPCD del cuarto trimestre del 2020.

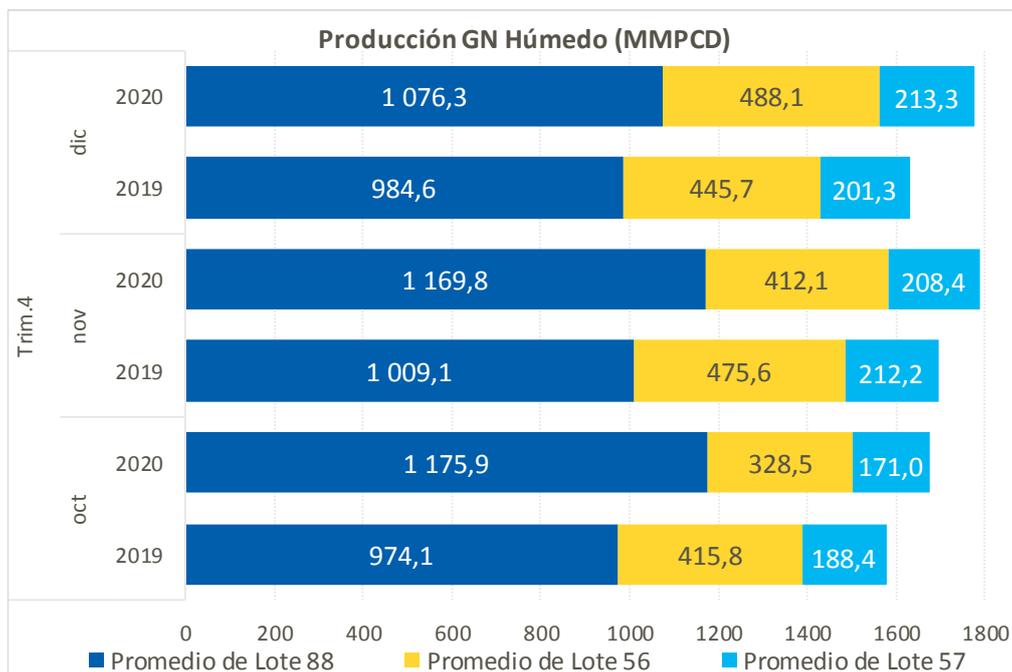


Gráfico 12. Comparación de Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo del Cuarto Trimestre (2019-4 vs 2020-4), Principales Lotes (MMPCD)
 División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2020]

Producción de Líquidos de Gas Natural

Los hidrocarburos que contienen más de tres átomos de carbono contenidos en el gas natural húmedo se separan para obtener los Líquidos de Gas Natural. En el cuarto trimestre del 2020 se produjo en promedio 52 113 BPD en el lote 88, 22 551 BPD en el lote 56 y 12 564 BPD en el lote 57.

La producción promedio mensual en Barriles por Día (BPD) durante el 2019 y 2020 se detalla en el Gráfico 13:

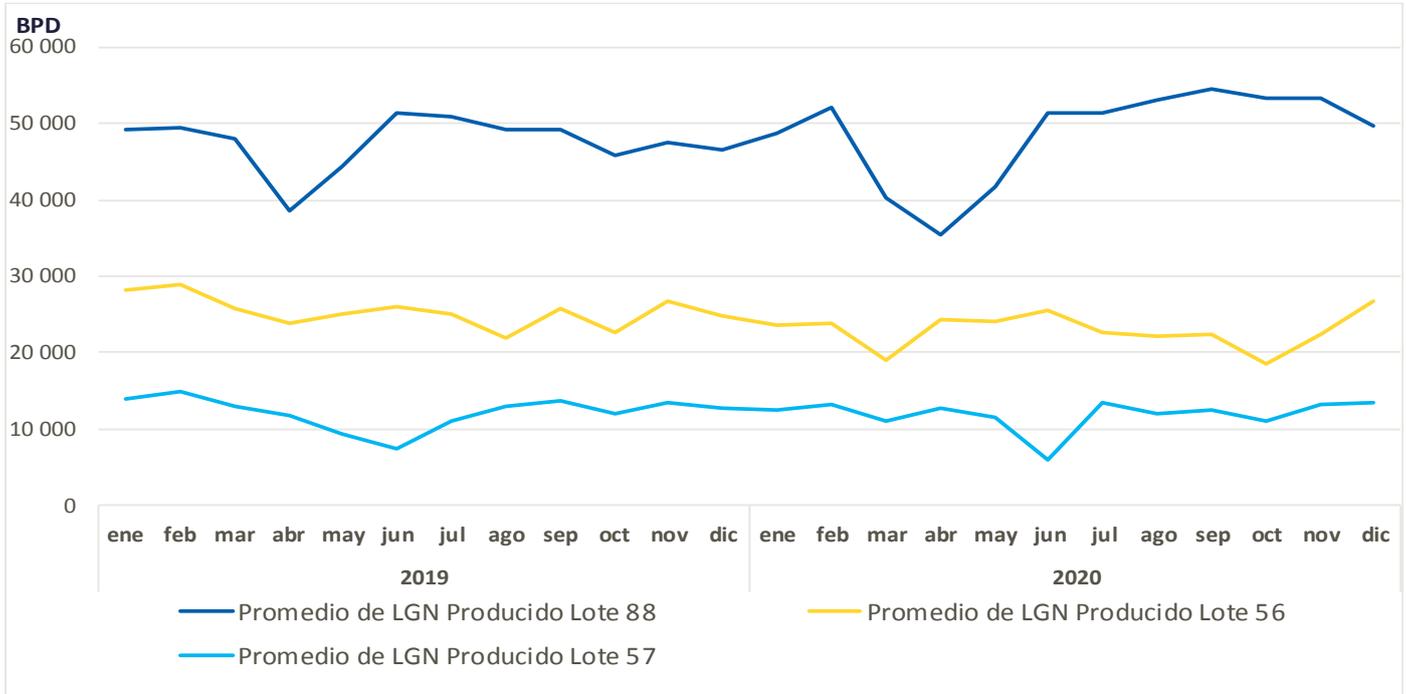


Gráfico 13. Producción Promedio Mensual de Líquidos de Gas Natural, Principales Lotes (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2020]

En el Gráfico 14 se compara la producción promedio mensual del cuarto trimestre del 2020 y la producción del mismo periodo del año 2019. Se observa un aumento en los volúmenes totales producidos de líquidos de gas natural en todos los meses; disminuyendo solo la producción del lote 56 y lote 57 en los meses de octubre y noviembre, respecto del periodo anterior del año 2019.

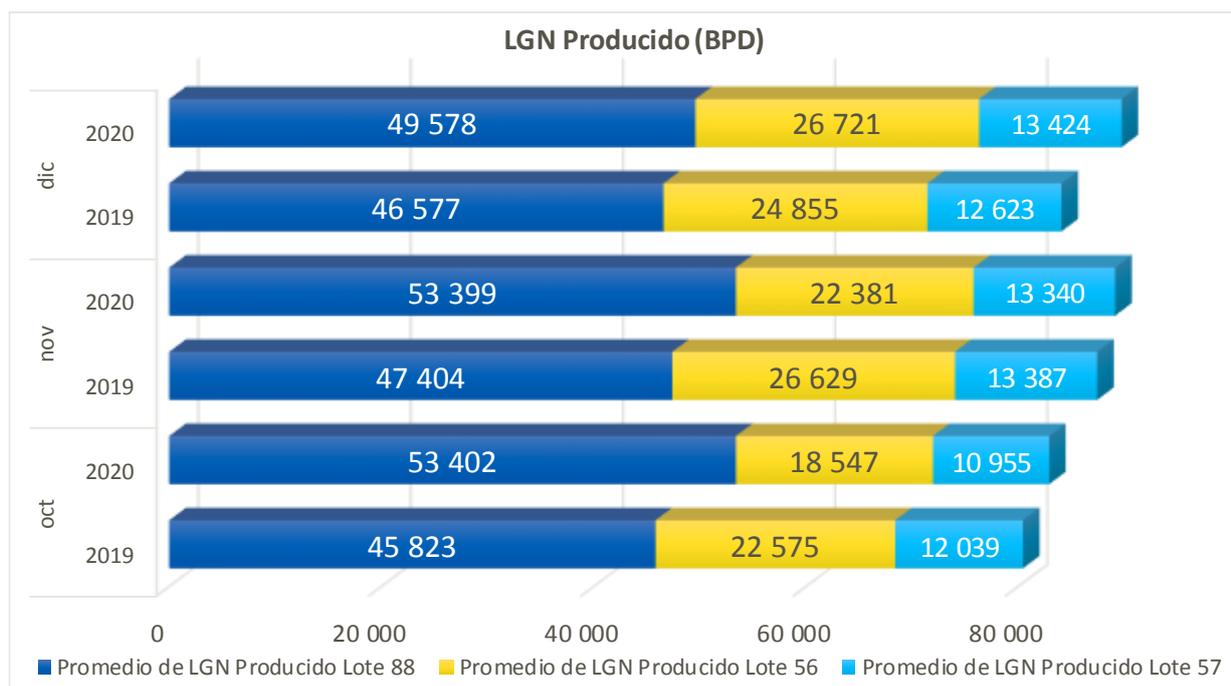


Gráfico 14. Producción Promedio Mensual de Líquidos de Gas Natural, Principales Lotes (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2020]

Ventas de Pluspetrol a los Consumidores Independientes

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

En el Gráfico 15 se muestran los promedios de venta mensual por cada uno de los lotes durante el cuarto trimestre del 2020, 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 16:

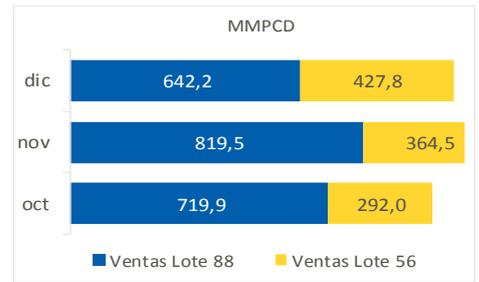


Gráfico 15. Ventas de Gas Natural Promedio del Mes (en MMPCD)

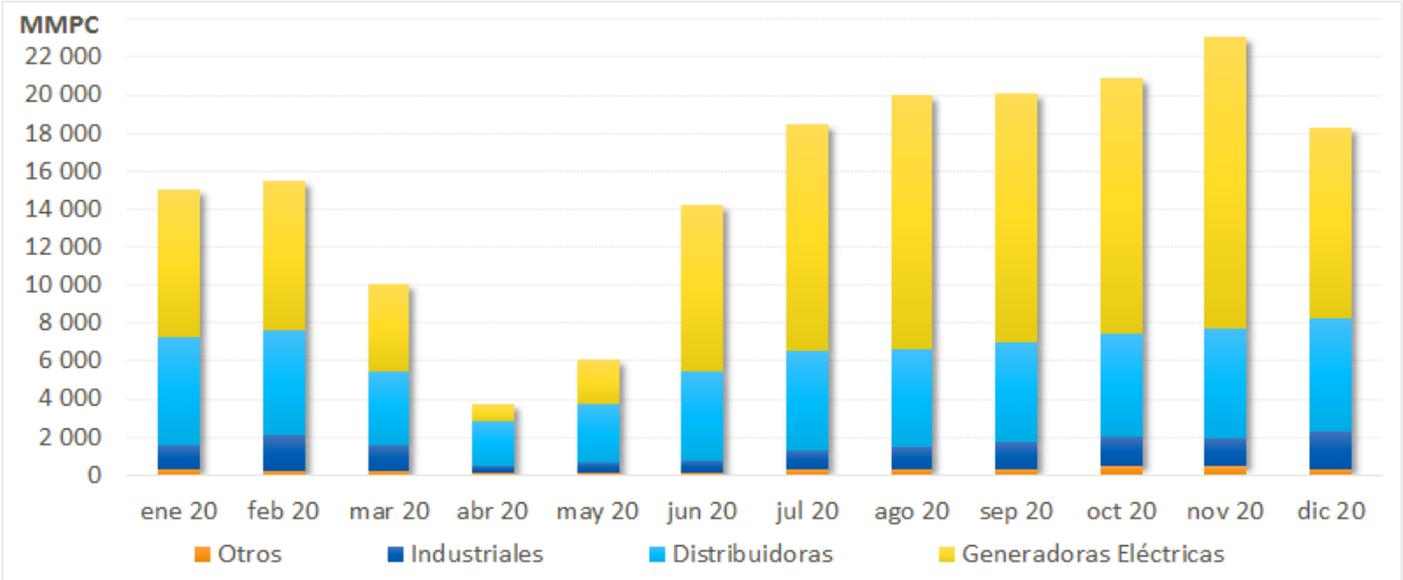


Gráfico 16. Ventas Mensuales de Pluspetrol al T4-2020, Lote 88 (en MMPC)

División de Supervisión de Gas Natural [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 17, se observa una recuperación en el nivel de ventas, luego de un descenso considerable debido a la emergencia provocada por el COVID-19.

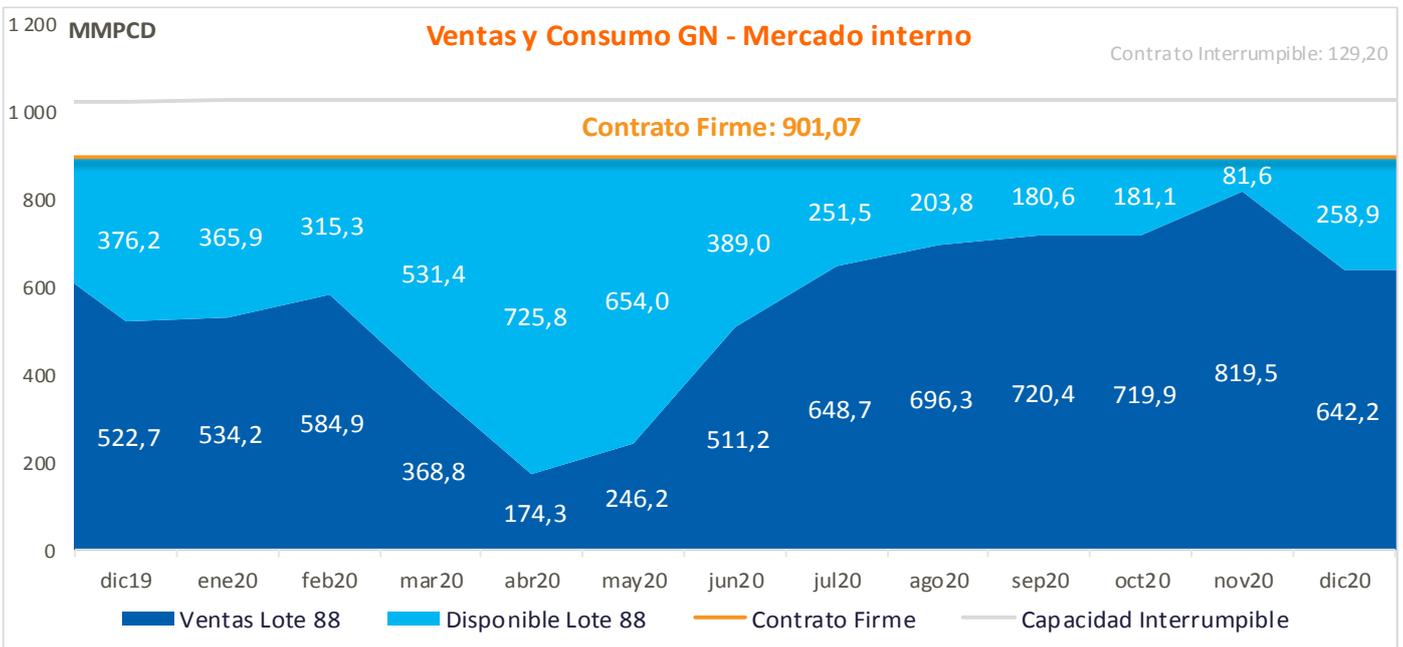


Gráfico 17. Ventas y Consumo Mensual de Gas Natural (en MMPCD)

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

PROCESAMIENTO

Gas Natural Reinyectado

Para mantener la presión del reservorio, procesos de reciclado, procesos de recuperación mejorada, entre otros, se realiza el procedimiento de reinyección, que consiste en el retorno de gas natural seco al subsuelo por medio de pozos reinyectores.

Planta Malvinas

En la planta de procesamiento Malvinas se separa los líquidos del gas natural seco y, mediante compresores de gran potencia, retorna el gas al reservorio. Estos volúmenes reinyectados se muestran en el Gráfico 18 como un promedio diario para cada uno de los meses del 2019 y 2020.

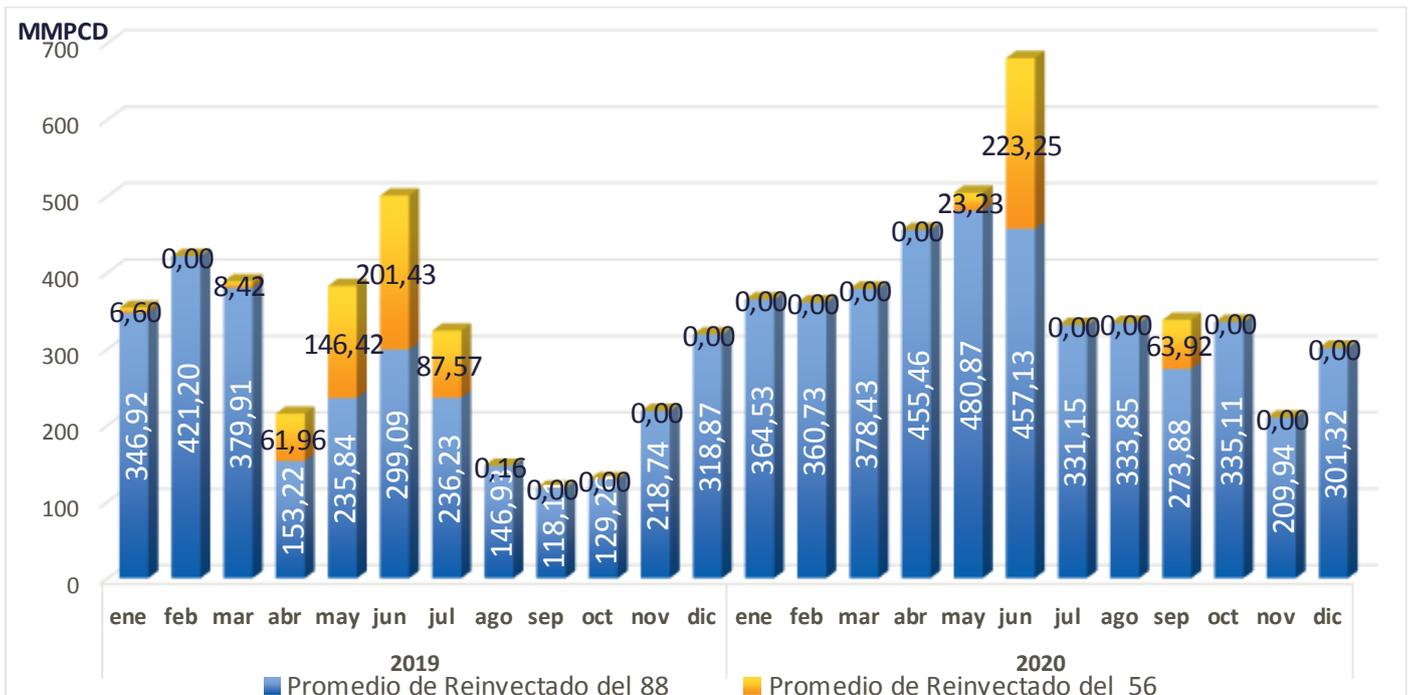


Gráfico 18. Reinyección de Gas Natural, por Lotes (en MMPCD)

División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2020]

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 19 se observa que en ciertas ocasiones se procesa mayor volumen de gas natural por lo cual se infiere que se está operando dentro del rango de flexibilidad (rango entre el valor de diseño y el de operación) de la Planta Malvinas, siendo su capacidad de diseño de 1 680 MMPCD.

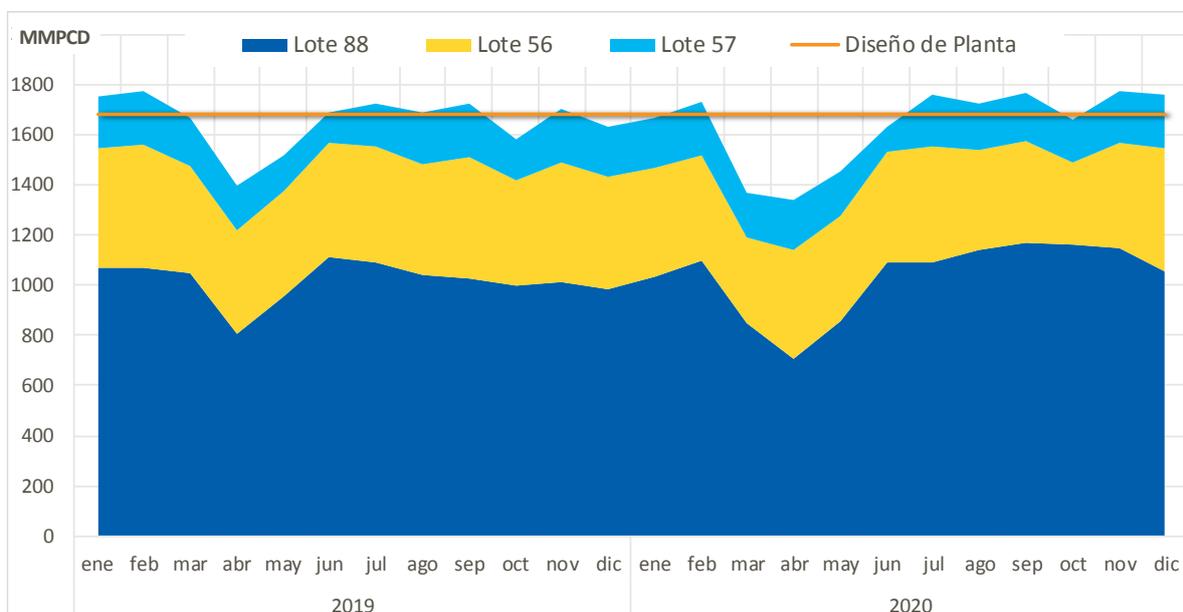


Gráfico 19. Gas Natural Procesado por Lotes y capacidad de Diseño de Planta (en MMPCD)

División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario al OSINERGMIN, 2020]

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 20 se puede observar el volumen de los líquidos de gas natural procesados en la Planta Pisco en el cuarto trimestre del 2020. 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 .

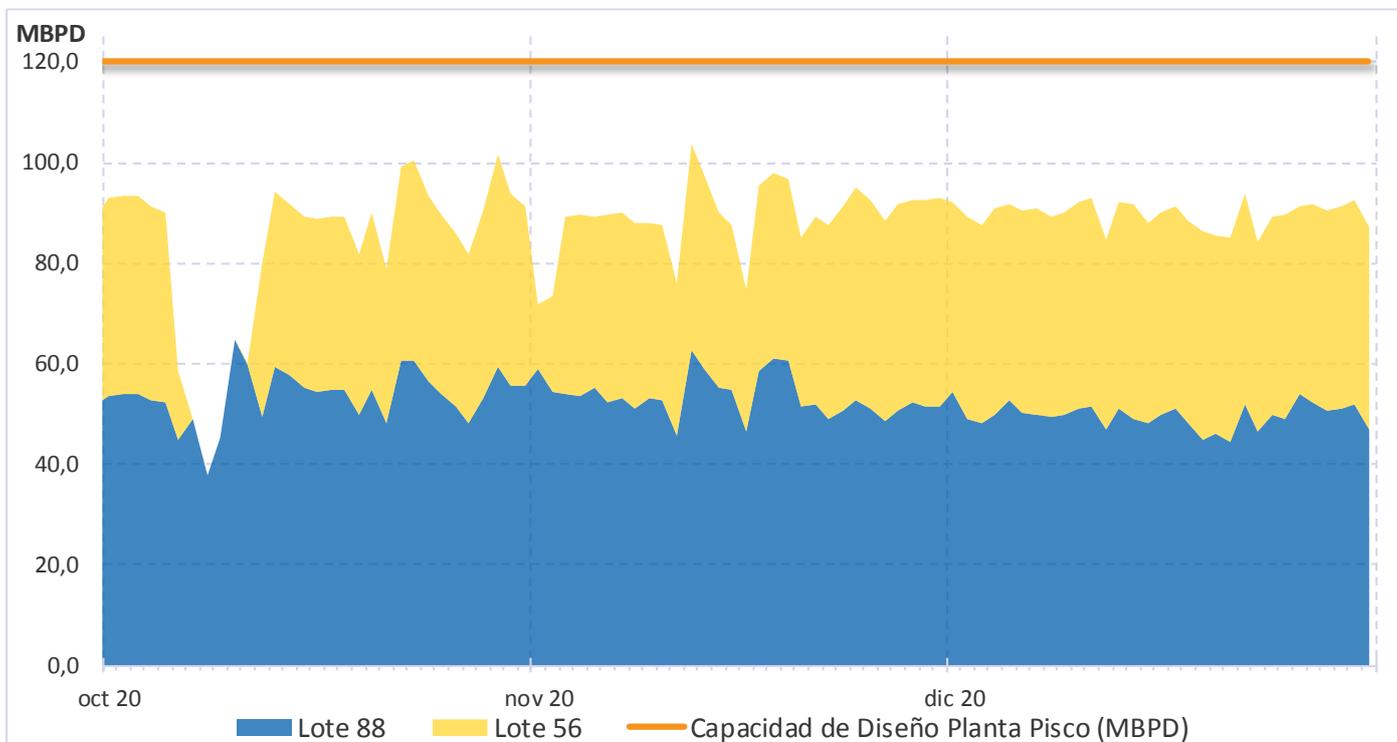


Gráfico 20. Gas Natural Procesado por Lotes y capacidad de Diseño de Planta Pisco (en MBPD)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2020]

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, gasolina natural, nafta y MDBS (Middle Distillate Blending Stock).

En el Gráfico 21 se muestra la producción promedio mensual de la Planta Pisco, donde se evidencia una producción constante en el cuarto trimestre 2020, respecto al anterior.

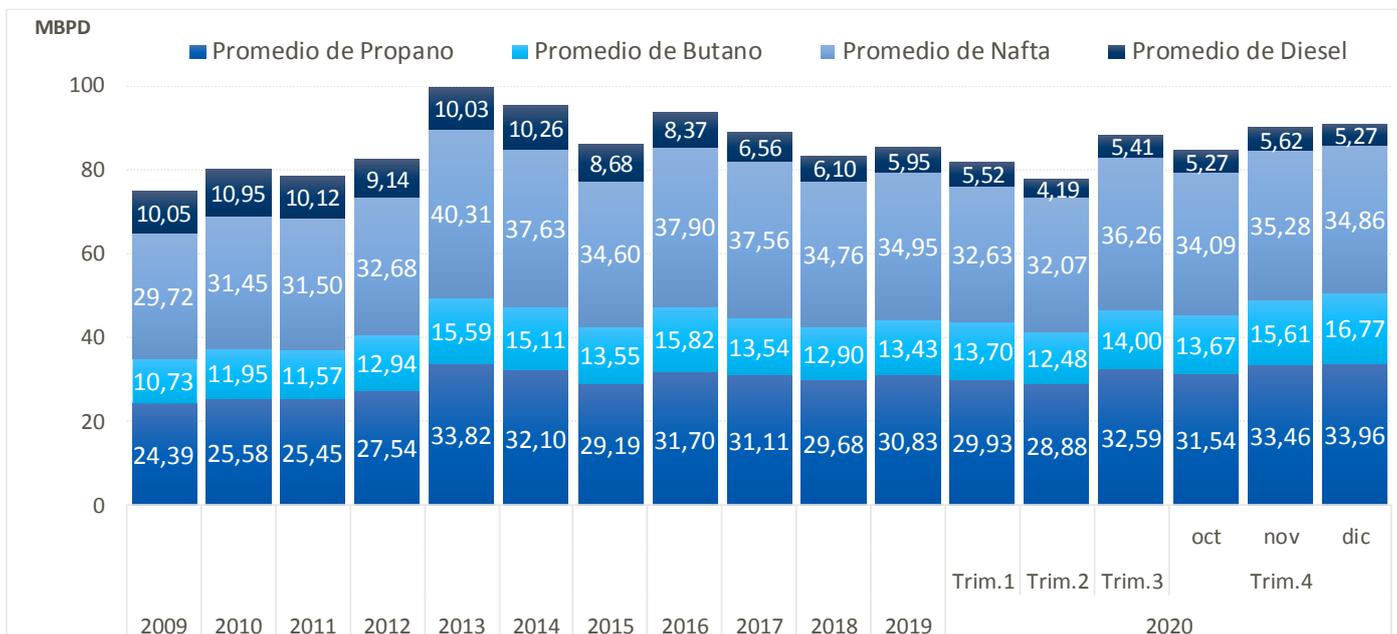


Gráfico 21. Productos Finales Obtenidos del Procesamiento de Líquidos de Gas Natural (en MBPD)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2020]

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 22 se representa el volumen promedio diario transportado por cada mes y por cada lote.

El volumen promedio transportado mensualmente durante el cuarto trimestre del 2020 se encuentra representado en el Gráfico 23, en el cual también se compara con el mismo periodo del año anterior.

El promedio diario de gas transportado durante al cuarto trimestre del 2020 presenta un aumento de alrededor de 1,33% respecto al mismo trimestre del año anterior, se registra una recuperación de los niveles normales luego de un considerable descenso debido a la emergencia provocada por el COVID-19.

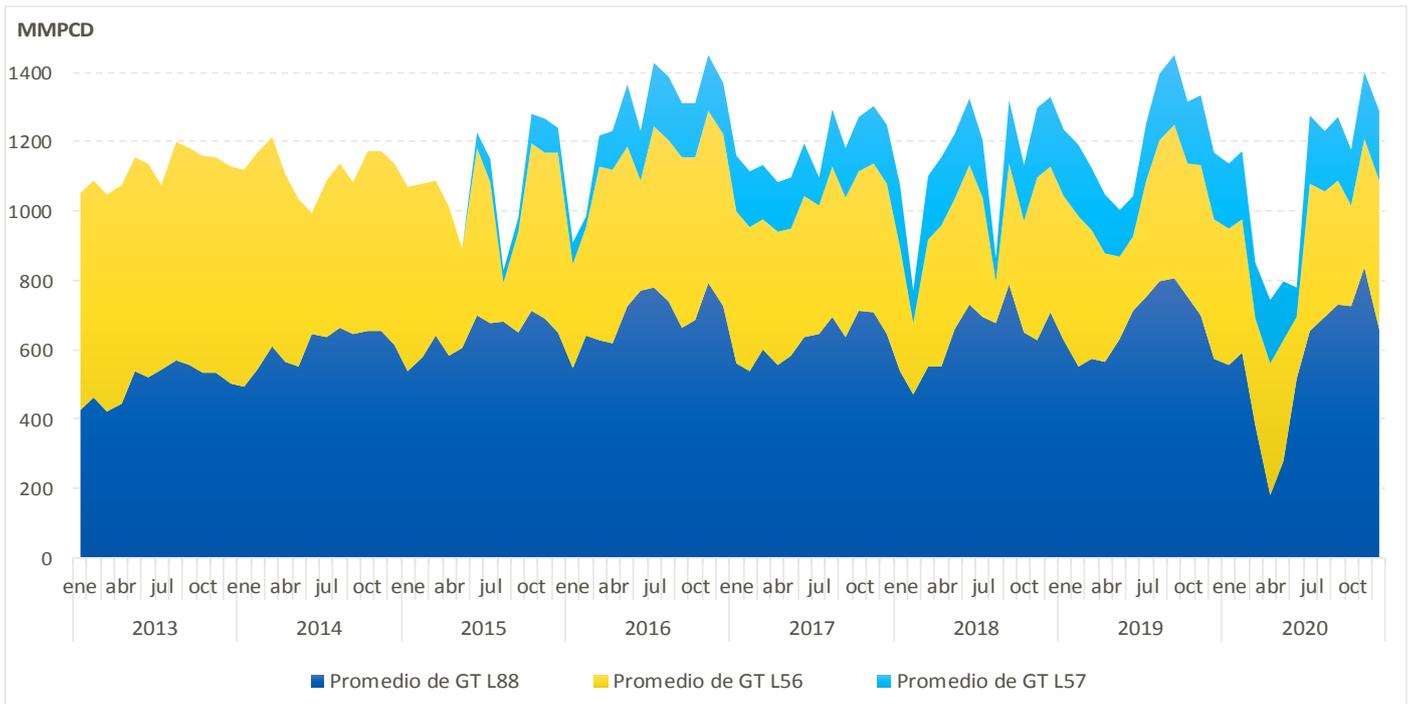


Gráfico 22.. Gas Natural Transportado por Lotes (en MMPCD)

División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de TgP al OSINERGMIN, 2020]

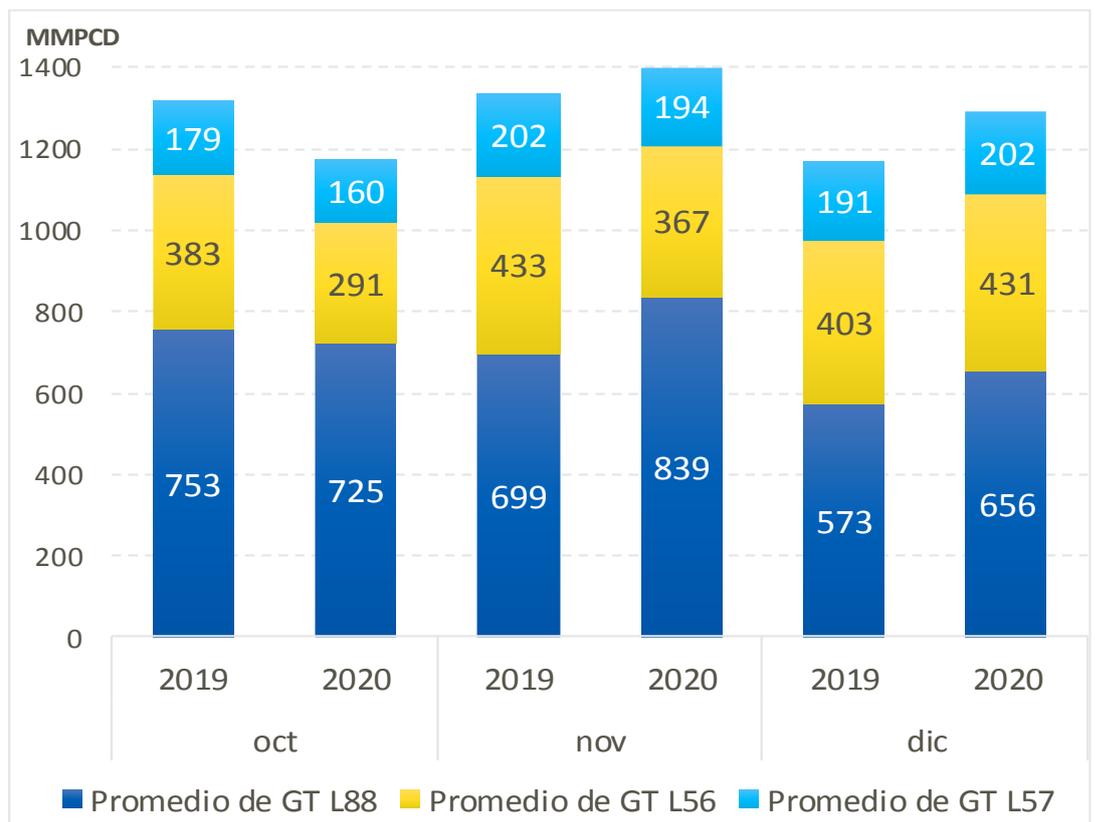


Gráfico 23.. Comparación de Gas Natural Transportado por Lotes T4-2019 vs T4-2020(en MMPCD)

División de Supervisión de Gas Natural

[Reporte Diario de TgP, OSINERGMIN, 2020]

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 24, se observa niveles normales del volumen transportado, luego de un descenso considerable debido a la emergencia provocada por el COVID-19, en amarillo la CRD no utilizada por los consumidores nacionales:

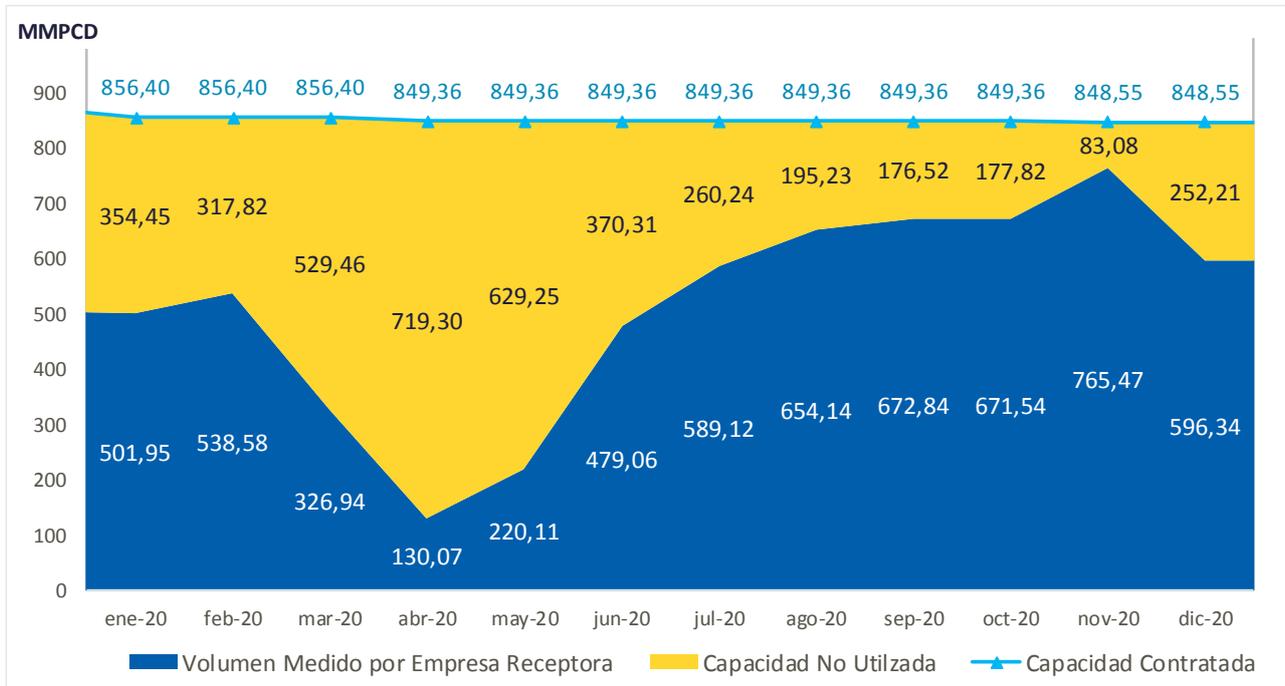


Gráfico 24.. Capacidad de Transporte de Gas Natural no Utilizada en el Mercado Interno (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2020]

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 25 se observa la composición porcentual del gas natural transportado por TgP, estos valores corresponden a los tomados en el City Gate de Lurín.

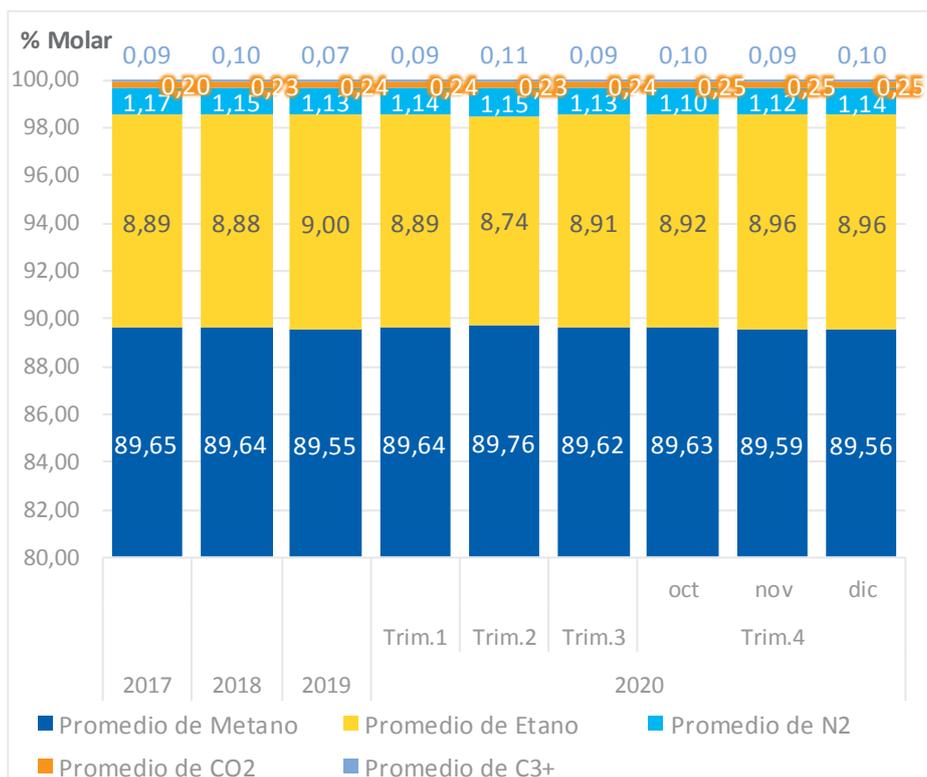


Gráfico 25. Composición Porcentual del Gas Natural Transportado en el City Gate Lurín (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Certificados de Entrega TgP Reportadas al OSINERGMIN, 2020]

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 26. Estos valores son referenciales debido a que no se transfiere la misma cantidad todos los días.

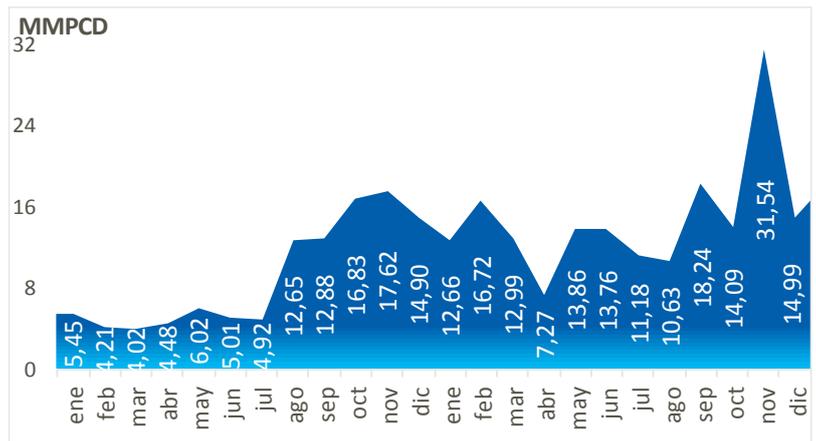


Gráfico 26. Volumen Transferido Entre Empresas Receptoras (en MMPCD)

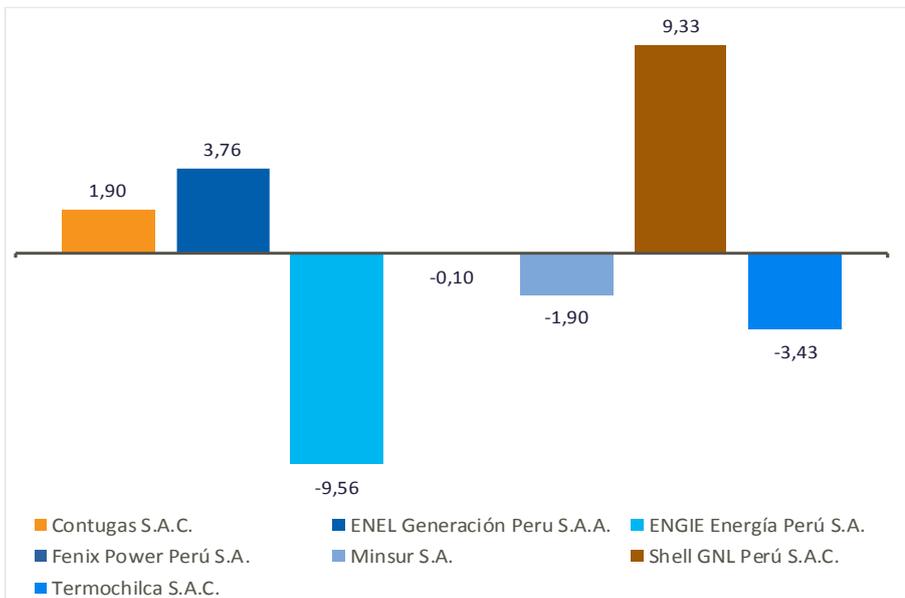


Gráfico 27. Volumen Total Transferido por Empresa Receptora durante diciembre-2020 (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural
[Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2020]

En el Gráfico 27 se detallan las transferencias realizadas entre las empresas como un promedio diario durante el mes de diciembre del 2020.

Los valores negativos de transferencia se refieren a las empresas que cedieron capacidad de transporte a las empresas receptoras que tienen valores positivos. Así se tienen las siguientes transferencias entre:

- Minsur S.A. >>> Contugas S.A.C
- ENGIE Energía Perú S.A. >>> Shell GNL Perú S.A.C. y ENEL Generación Perú S.A.A.
- Fénix Power Perú S.A. >>> ENEL Generación Perú S.A.A.
- Termochilca S.A.C >>> ENEL Generación Perú S.A.A.

Según la información disponible a la fecha, los volúmenes totales transferidos por empresa receptora de diciembre de 2018 a diciembre de 2020 se muestran en el Gráfico 28.

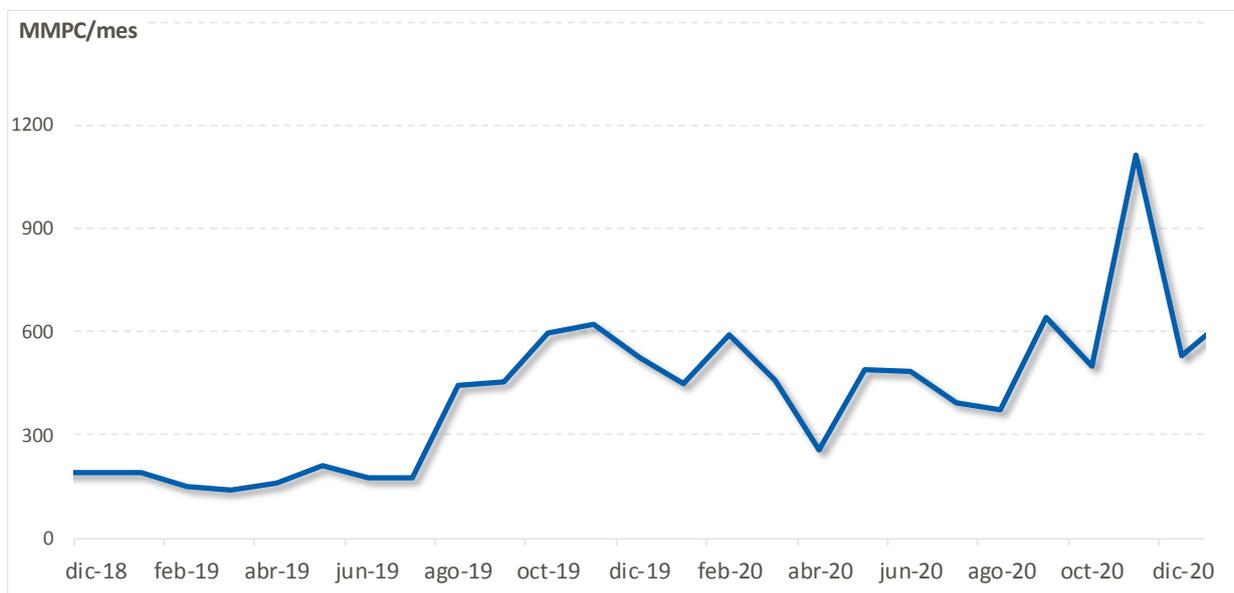


Gráfico 28. Volumen de Transferencia entre Empresa Receptora. Promedio Mensual (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2020]

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. En los años 2017 y 2018, el consumo total de gas natural tuvo una contracción, aunque se incrementó el consumo de los sectores industrial, GNV y residencial/comercial no compensó la disminución del consumo de gas natural en la generación eléctrica. Se recupera los niveles de consumo en el cuarto trimestre del 2020, luego de una considerable disminución debido a la emergencia provocada por el COVID-19.

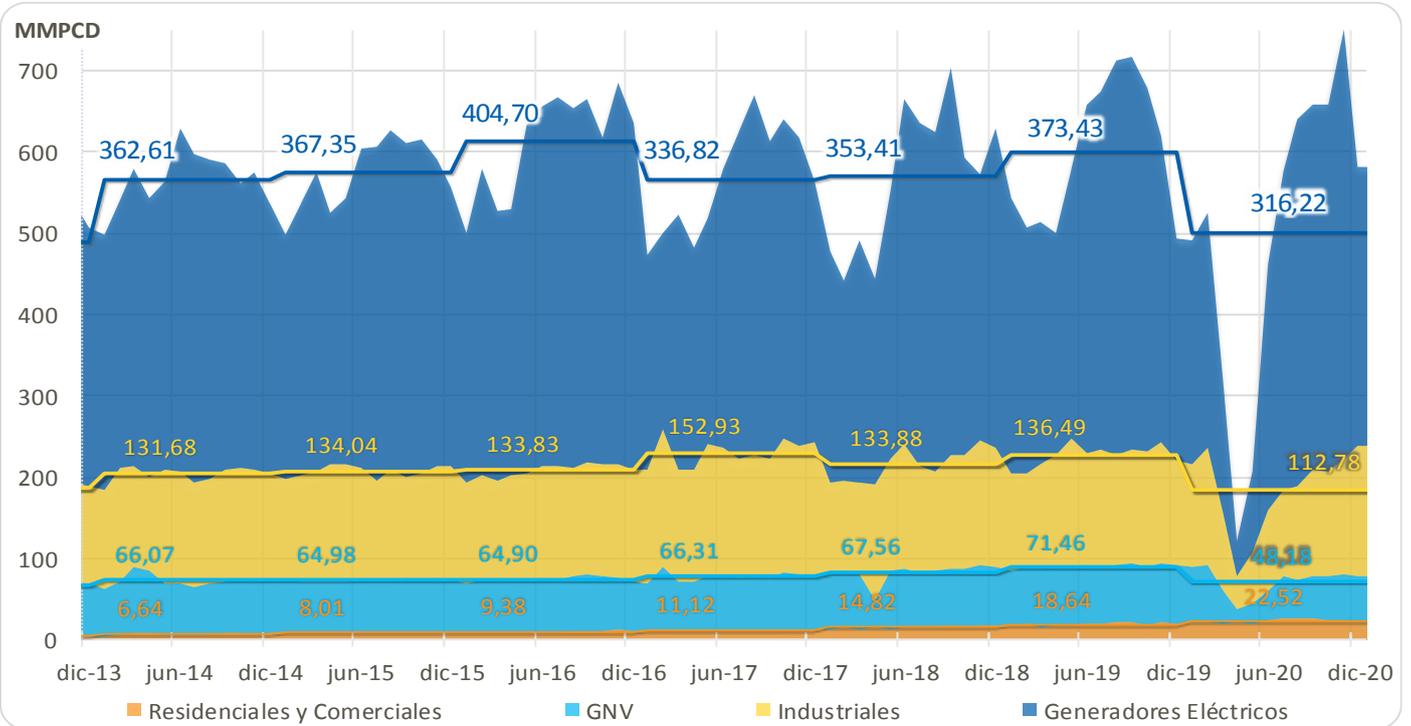


Gráfico 29. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – 2020 (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Elaboración Propia]

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 cuarto trimestre del 2020, en comparación con el mismo periodo del año anterior, los sectores Generadores Eléctricos, Industriales y Residencial/Comercial incrementaron su consumo en promedio 75,85; 4,32 y 3,05 MMPCD respectivamente. Mientras que el sector GNV redujo su consumo en 16,47 MMPCD, respectivamente.

En el Gráfico 30 se comparan los consumos promedios por sectores del cuarto trimestre del 2019 y 2020.

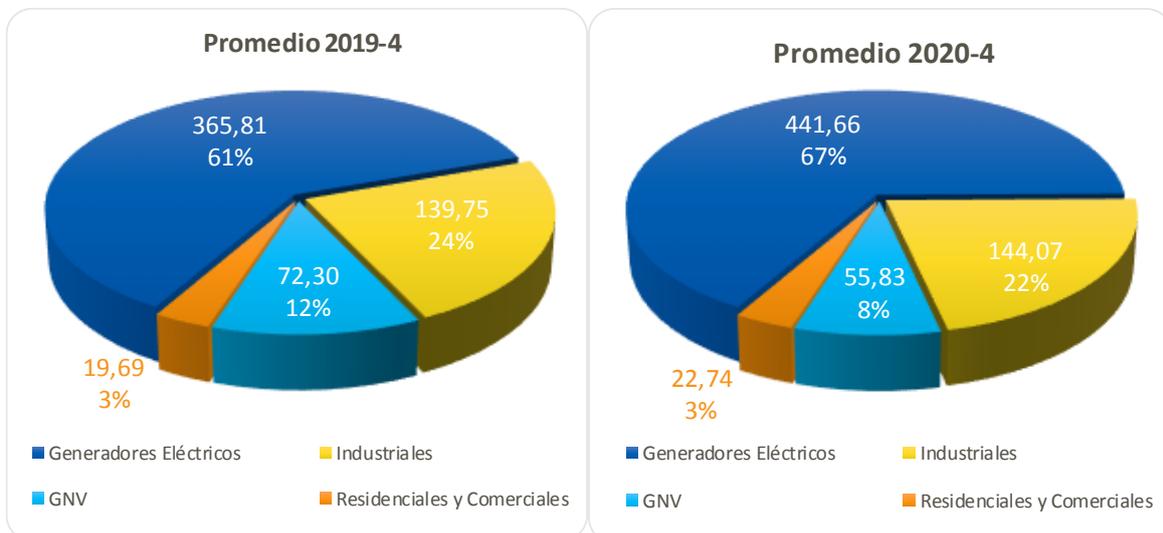


Gráfico 30. Consumo Promedio del Trimestre 2020-3 del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Elaboración Propia].

En el Gráfico 31 se muestra el consumo promedio mensual de gas natural en el país durante cada uno de los meses del cuarto trimestre del 2019 y 2020, se evidencia un aumento del consumo del 2019 al 2020 en casi todos los sectores, sin embargo se evidenció un reducción en el sector GNV.

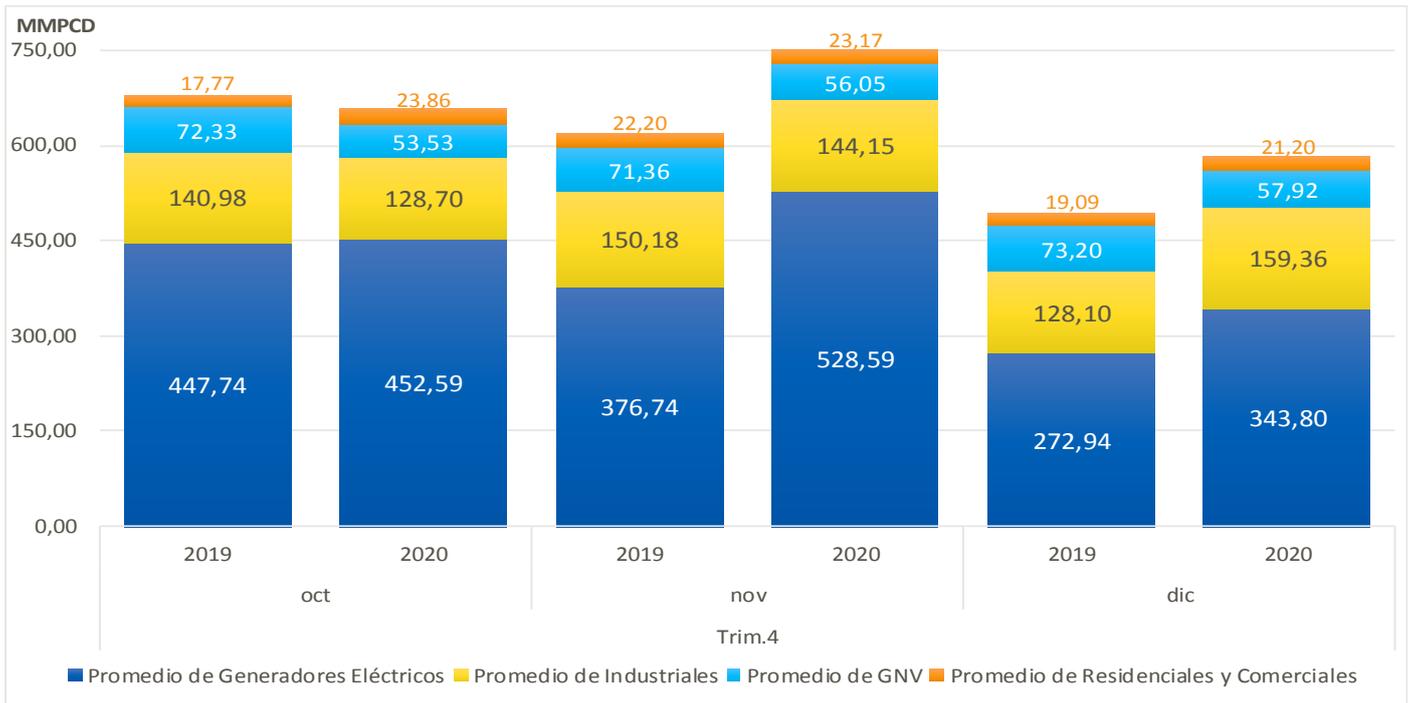


Gráfico 31. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camiesa – diciembre 2020 (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Elaboración Propia]

Consumo de Gas Natural 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 2020-4, como se puede apreciar son los sectores de Generación Eléctrica e Industrial, los mayores consumidores.

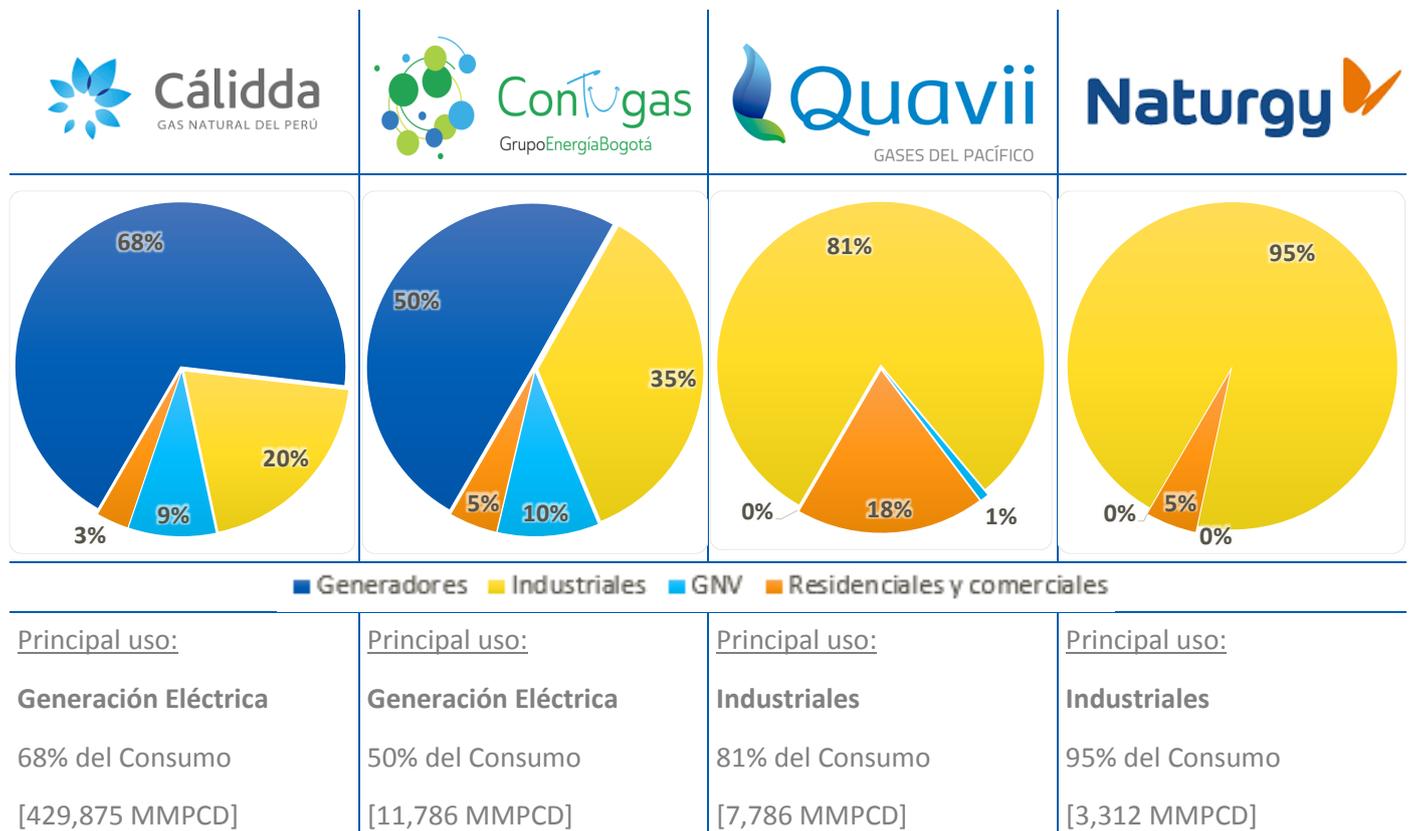


Gráfico 32. Demanda de Gas Natural Estimada por Sectores de las Concesiones de Distribución.
División de Supervisión de Gas Natural [Elaboración Propia]

EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

Suministro de Gas Natural a la Planta Melchorita

La Planta de Melchorita recibió de TgP en promedio 56 106,4 MMPC de gas natural durante en el cuarto trimestre del 2020, produciendo con este volumen 2 351 899,2 m³ de Gas Natural Licuado.

En el mismo periodo del 2019, la planta recibió 60 139,0 MMPC de Gas Natural, con los que obtuvo 2 532 990,8 m³ de GNL.

En el Gráfico 33 se muestra como promedio mensual la producción diaria de GNL en m³.



Gráfico 33. Gas Natural Procesado en la Planta Melchorita, Promedio Mensual 2013-2020 (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2020]

Volumen de Gas Natural Exportado

Shell GNL es el off taker, responsable de la exportación a mercados internacionales, ello lo realiza por medio de barcos especialmente acondicionados, denominados buques metaneros.

En el Gráfico 34 se muestra el número de embarques y el volumen total exportado, por país de destino, en el cuarto trimestre 2020.



Gráfico 34. Volumen Total de Gas Natural Licuefactado Embarcado por país al T4-2020 (en m³)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2020]

Embarques de Gas Natural Licuado

En el Gráfico 35 se muestran en detalle las fechas de cada uno de los embarques que se realizaron durante el cuarto trimestre del 2020 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 36 se muestran las fechas de cada uno de los despachos que se realizaron durante el cuarto trimestre del 2020 desde la Estación de Carga: Planta de licuefacción Melchorita.

Para una mejor visualización, se presenta el Gráfico 37, donde se tiene el total de GNL cargado y el número de camiones cisternas.

Gráfico 35. Total Embarcado mensual Volumen de Gas Natural Licuefactado al T4-2020 (en m³)

División de Supervisión de Gas Natural
[Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2020]

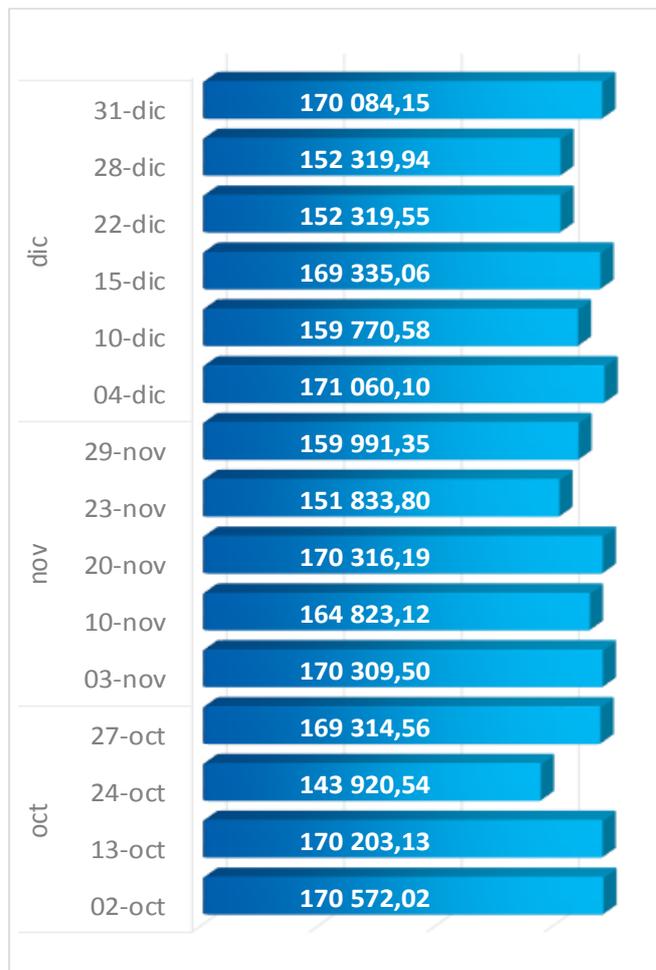


Gráfico 36. Total Diario Despachado Mensual de Gas Natural Licuefactado al T4-2020 (en m³)

División de Supervisión de Gas Natural
[Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2020]

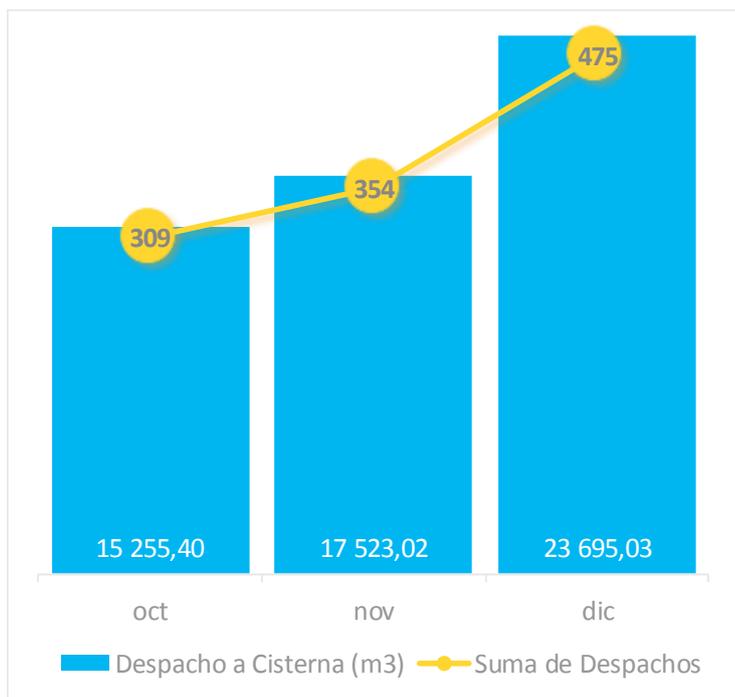
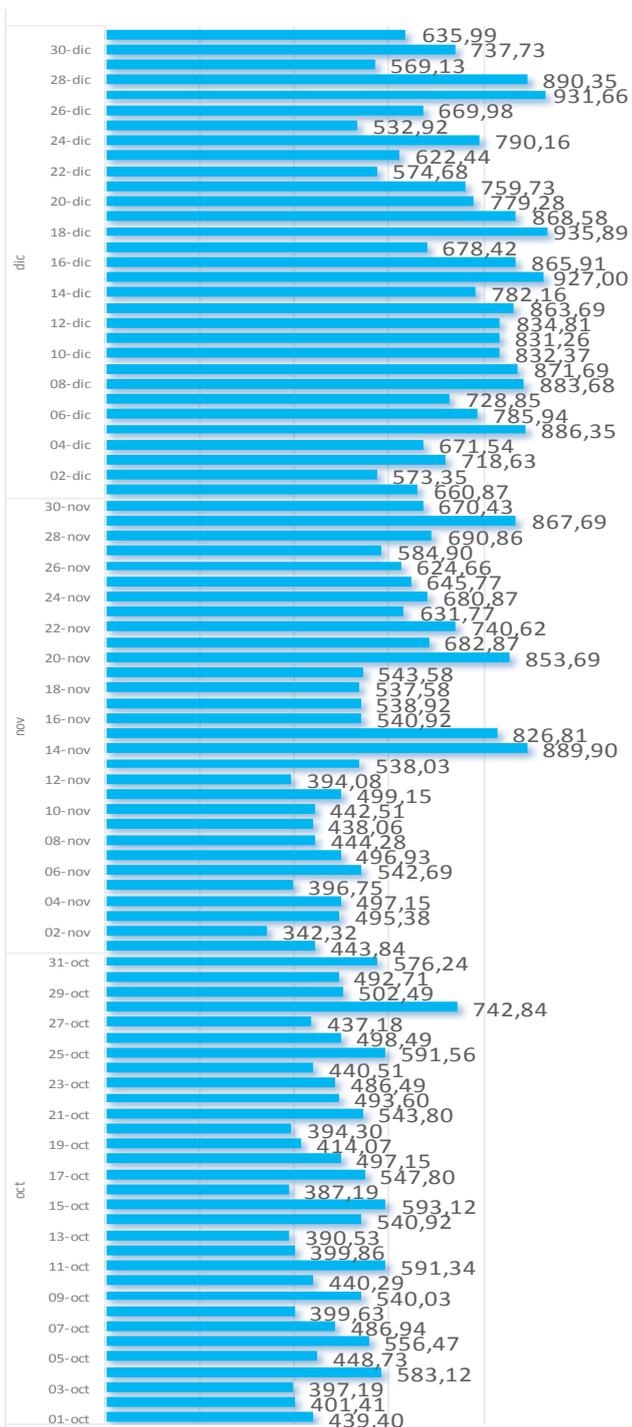


Gráfico 37 Total Despachado Mensual Volumen de Gas Natural Licuefactado al T4-2020 (en m³)

[Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2020]



RELACIÓN RESERVAS Y PRODUCCIÓN – BALANCE VOLUMÉTRICO

Lote 57: 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.

La Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 57, con una producción promedio de 185,2 MMPCD de gas seco y 12,6 MBPD de LGN. En diciembre del 2017 Repsol anunció que comenzó la producción de gas natural en el yacimiento Sagari.

Considerando que se mantiene una producción promedio anual de 0,065 TCF y las últimas reservas probadas desarrolladas (PD) al 31 de diciembre 2018, el Lote 57 podría producir gas natural para veintidós años más, tal y como se observa en el Gráfico 38.

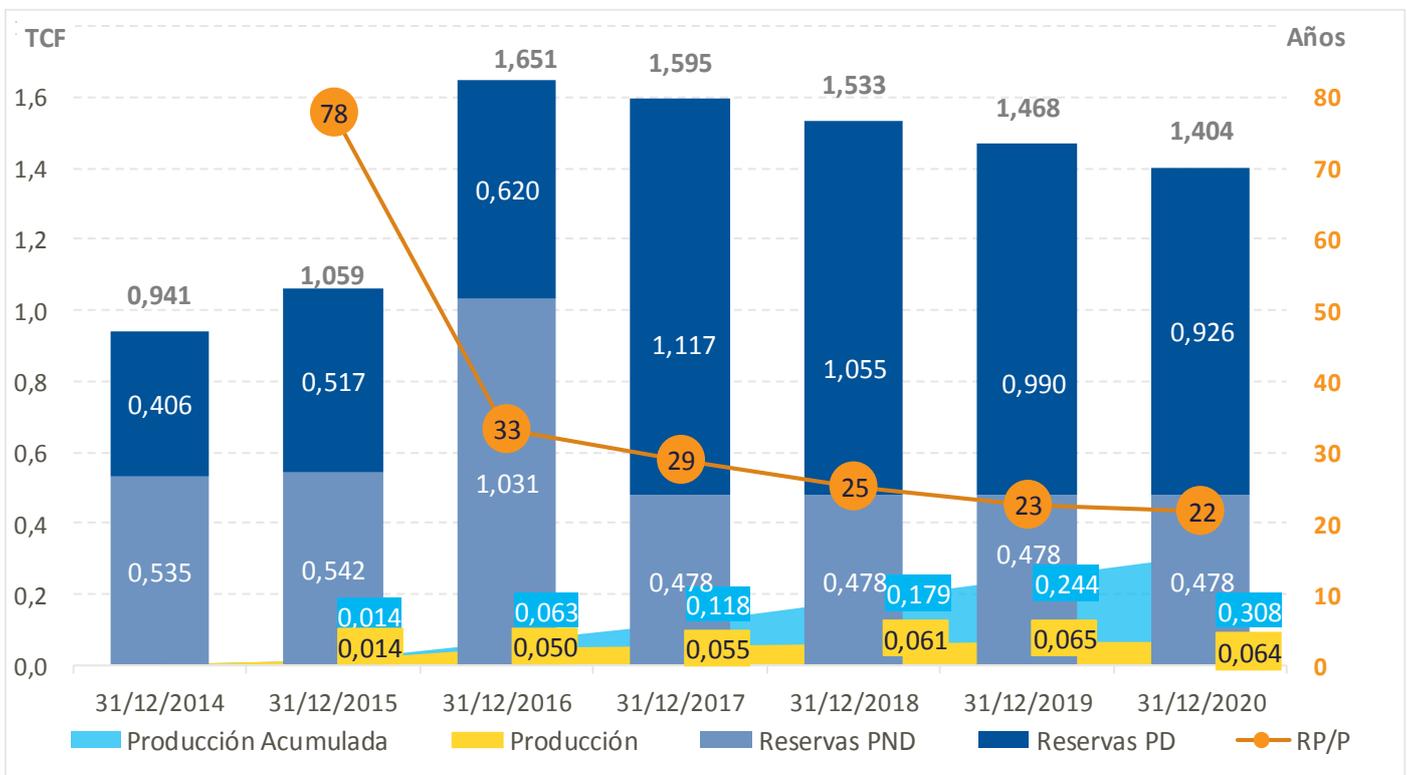


Gráfico 38. Reservas y Producción Acumulada. Lote 57 (en TCF)
División de Supervisión de Gas Natural [Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2018, Minem]

Lote 56: Compañía 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 recuperan en la planta de fraccionamiento de Pisco.

En el Gráfico 39 se muestra el balance de reservas para el Lote 56, si se considera una producción promedio anual de 0,133 TCF y las reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre del 2018, se tendría produciendo el Lote 56 por diez años más.

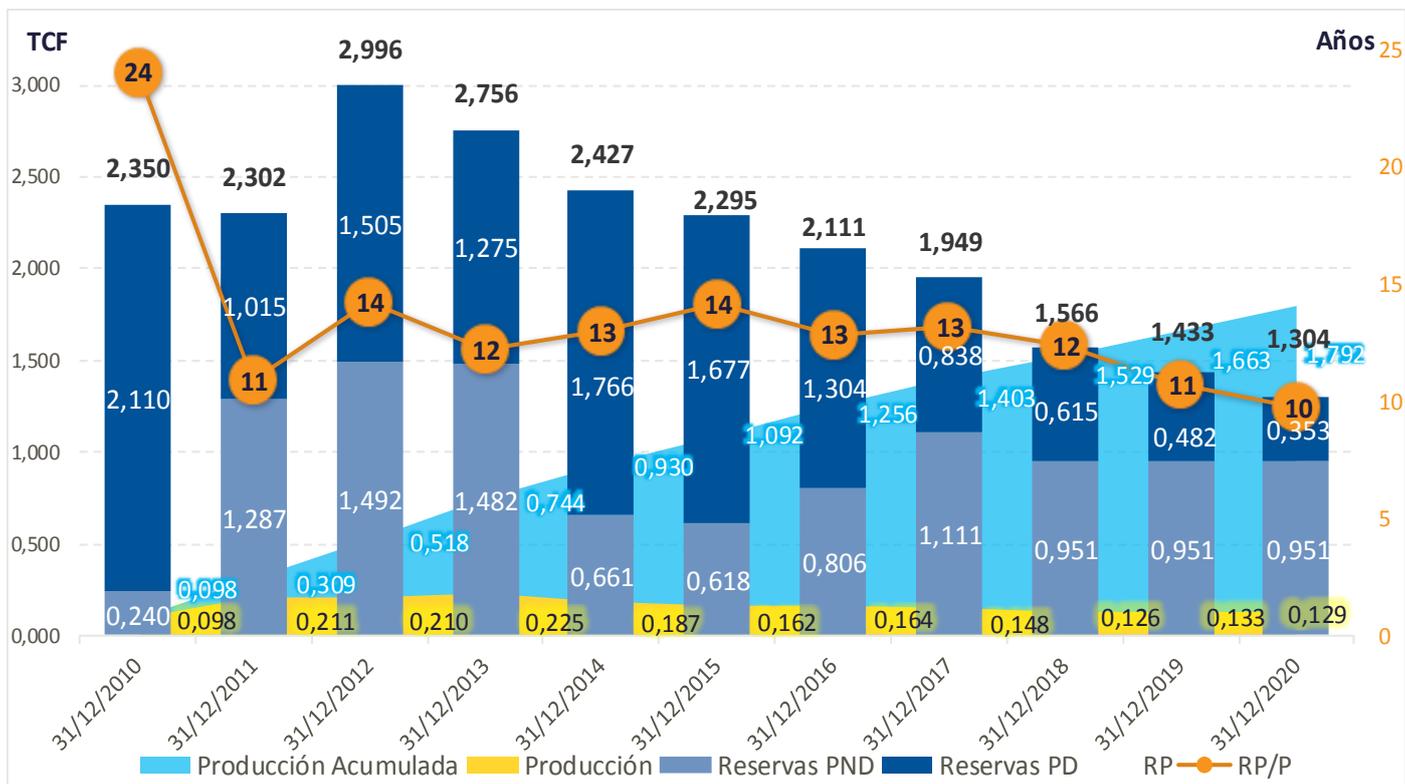


Gráfico 39. Reservas y Producción Acumulada. Lote 56 (en TCF)
 División de Supervisión de Gas Natural [Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2018, Minem]

Lote 88

La reducción de las reservas probadas desarrolladas del Lote 88 observadas en el Gráfico 40 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.

Como se puede apreciar, en los últimos años la producción de gas natural seco ha sido alrededor de 0,245 TCF por año; considerando que se mantiene esta producción y las últimas reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre 2018, tendríamos gas natural disponible en el mercado local para veintiséis años más.

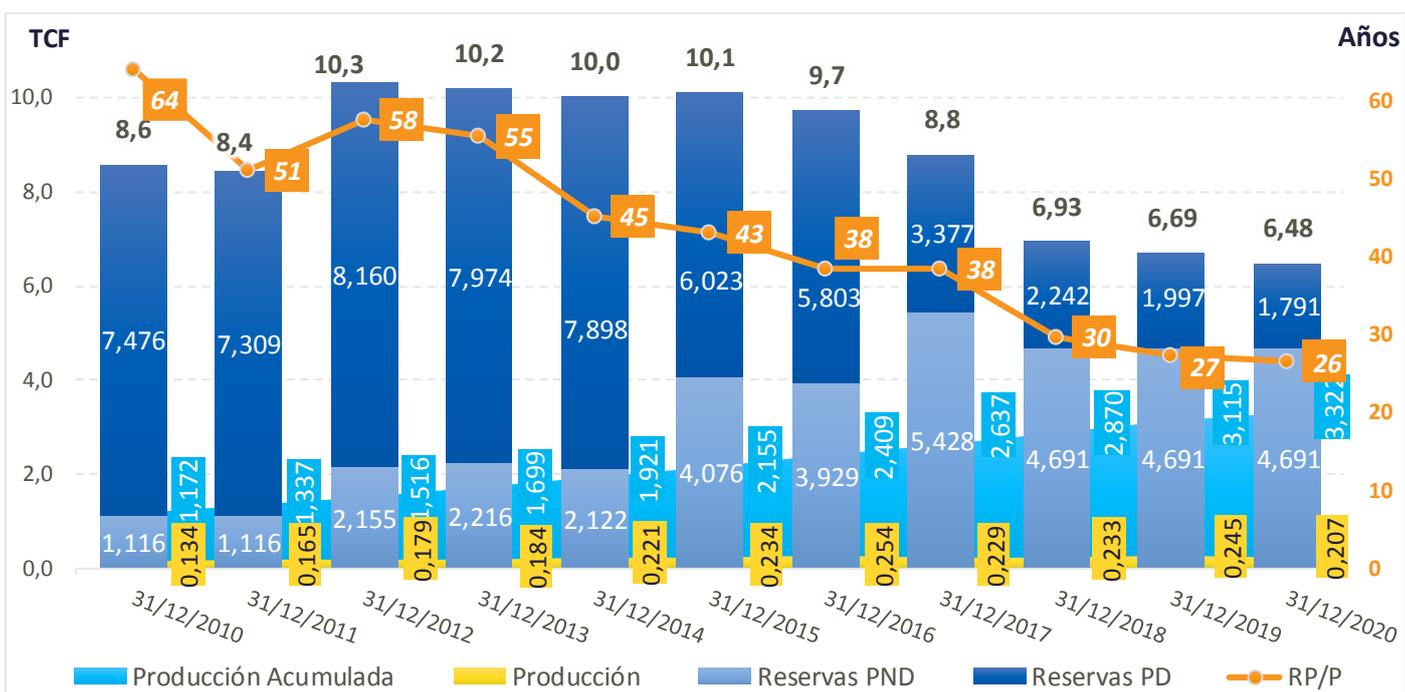


Gráfico 40. Reservas y Producción Acumulada. Lote 88 (en TCF)
 División de Supervisión de Gas Natural [Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2018, Minem]

^(*)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 8 concesiones tanto de transporte como de distribución de gas natural y están en proyecto la de siete regiones, 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.

	Titular/Operador	Localización/área de influencia	POC	Plazo de la Concesión
	Transportadora de Gas del Perú/Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
	Transportadora de Gas del Perú/Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
	Gases del Pacífico S.A.C./Surtigas S.A. ESP	Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo.	07-12-2017	19 años (desde la POC)
	Gas Natural Fenosa Perú S.A. / Gas Natural Distribución Latino América S.A.	Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna	05-12-2017	19 años (desde la POC)
	GNLC S.A./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
	Gas Natural de Tumbes S.A.C. (*)/ Especialista en Gas Del Perú S.A.C.	Tumbes	-	20 años
	Gases Del Norte Del Perú S.A.C./Surtigas SA. ESP	Piura	-	32 años

(*) El 10 de febrero de 2020, se celebró la cesión de posición contractual entre las empresas Clean Energy Del Perú S.R.L. Y Gas Natural de Tumbes S.A.C.

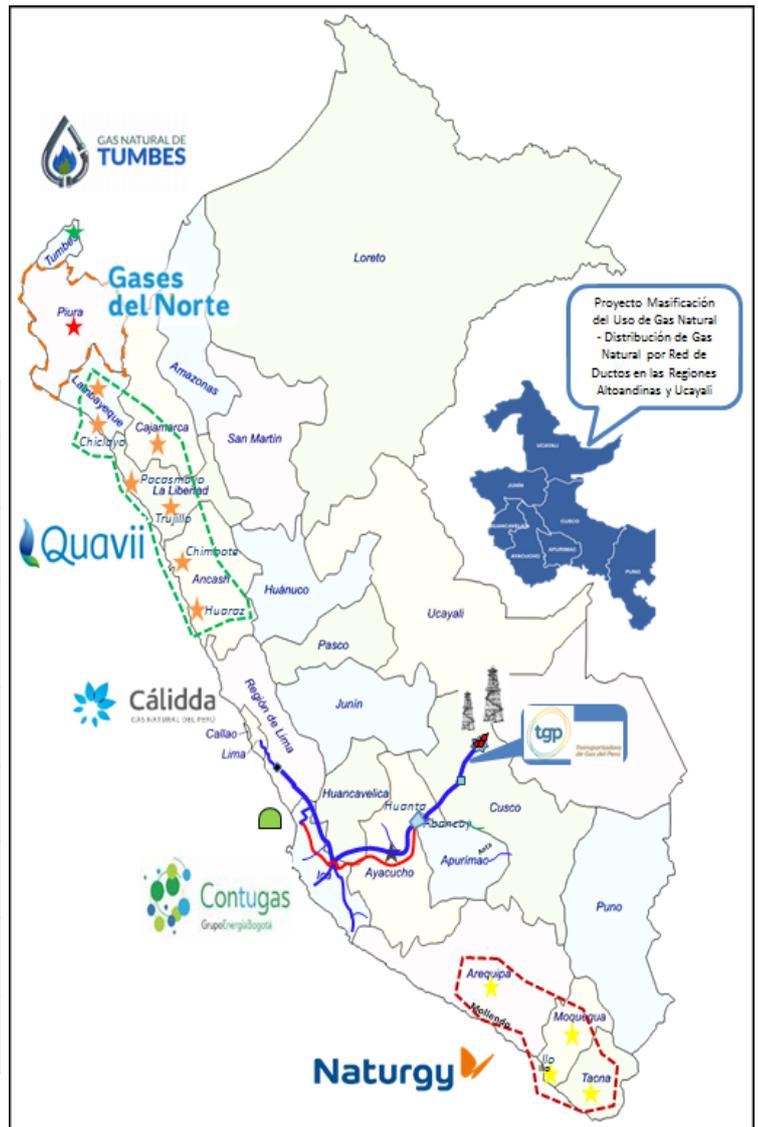


Tabla 6. Contratos de Concesión vigentes a diciembre 2020.

Ubicación de Concesiones de Transporte y Distribución de Gas Natural en el Perú, 2020.

De las concesionarias de distribución es importante señalar su composición accionaria, en el siguiente gráfico se puede observar cómo está conformada cada empresa

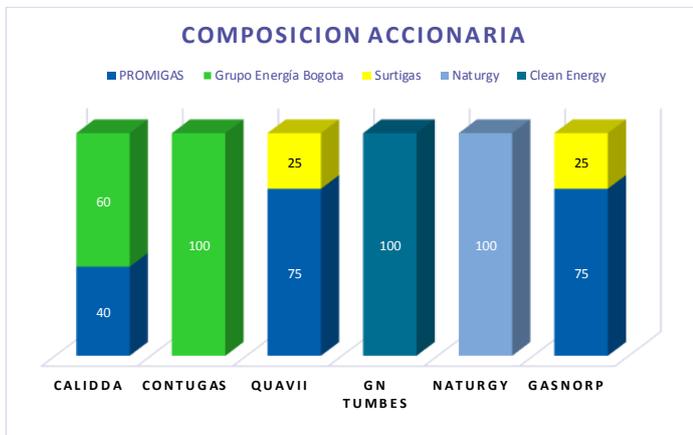


Gráfico 41. Composición Accionaria de las Concesiones de Distribución División de Supervisión de Gas Natural [Elaboración propia]

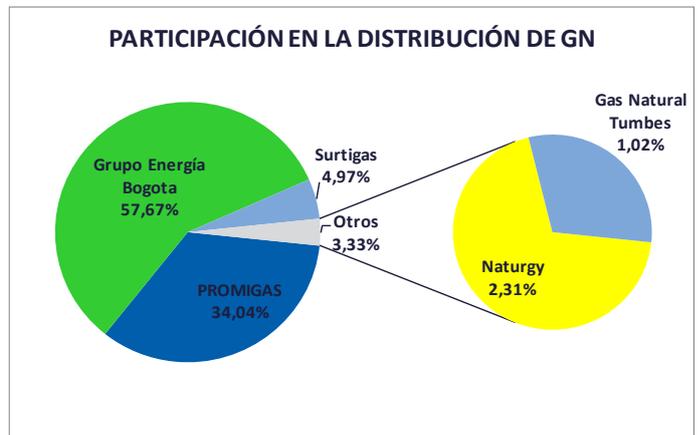


Gráfico 42. Participación Accionaria en las Concesiones de Distribución División de Supervisión de Gas Natural [Elaboración propia]

Considerando los usuarios a conectar a mediano plazo y el Gráfico 41, se elaboró el Gráfico 42, que muestra la participación de los accionistas en la distribución del gas natural a nivel nacional.

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.

Plan mínimo de Cobertura

CONTUGAS, tiene el compromiso de conectar a 50 000 usuarios residenciales en un plazo de 6 años desde el 2015.

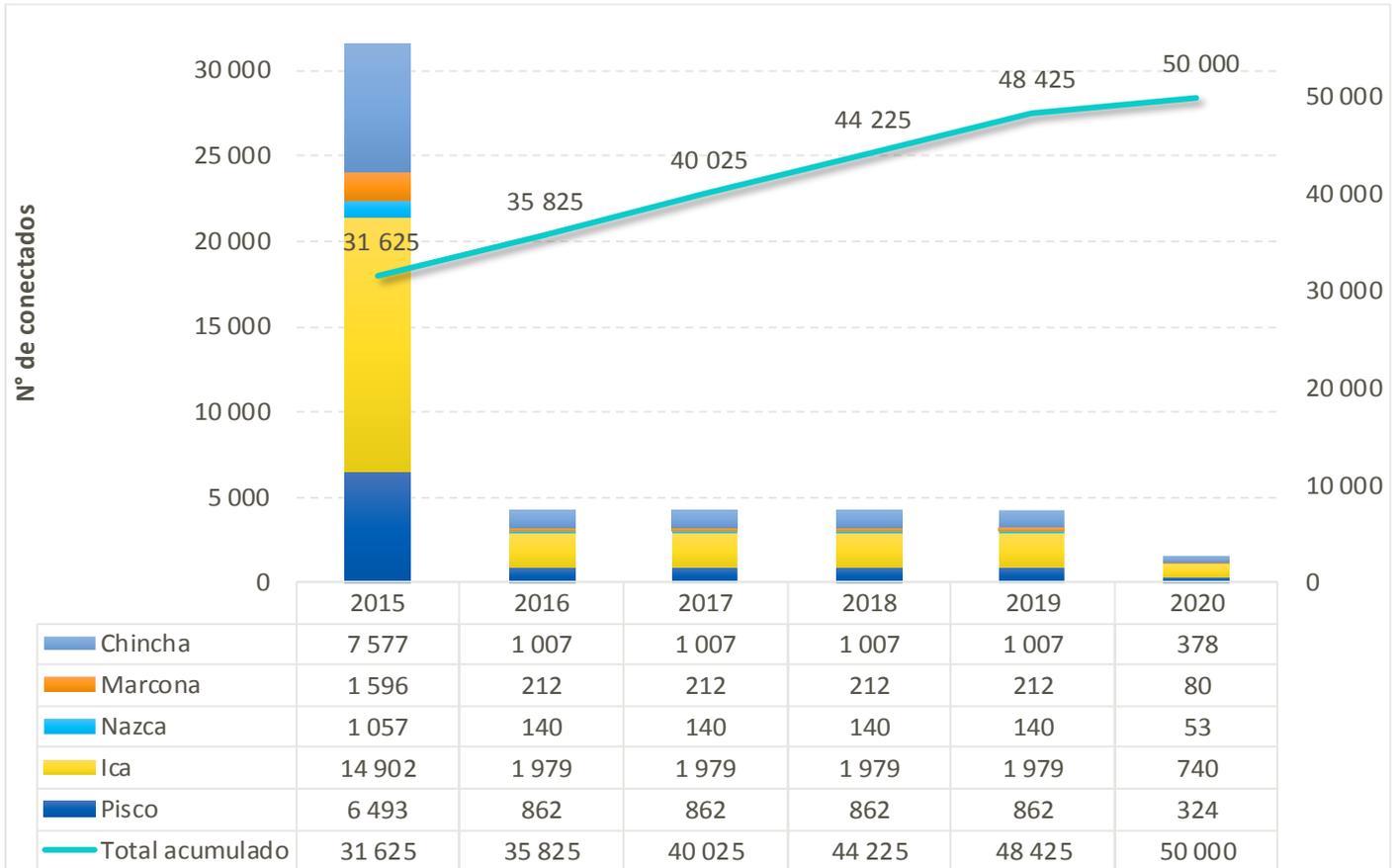


Gráfico 43. Usuarios conectados y resultados de la supervisión, Ica
División de Supervisión de Gas Natural

En abril de 2019 se cumplió el Año 5 de operación en Contugas y en el siguiente cuadro se puede observar el avance del compromiso contractual de conectados vs lo efectivamente conectado hasta octubre del 2020. Se observa que en la localidad de Marcona, aún no superan la meta contractual del Año 5.

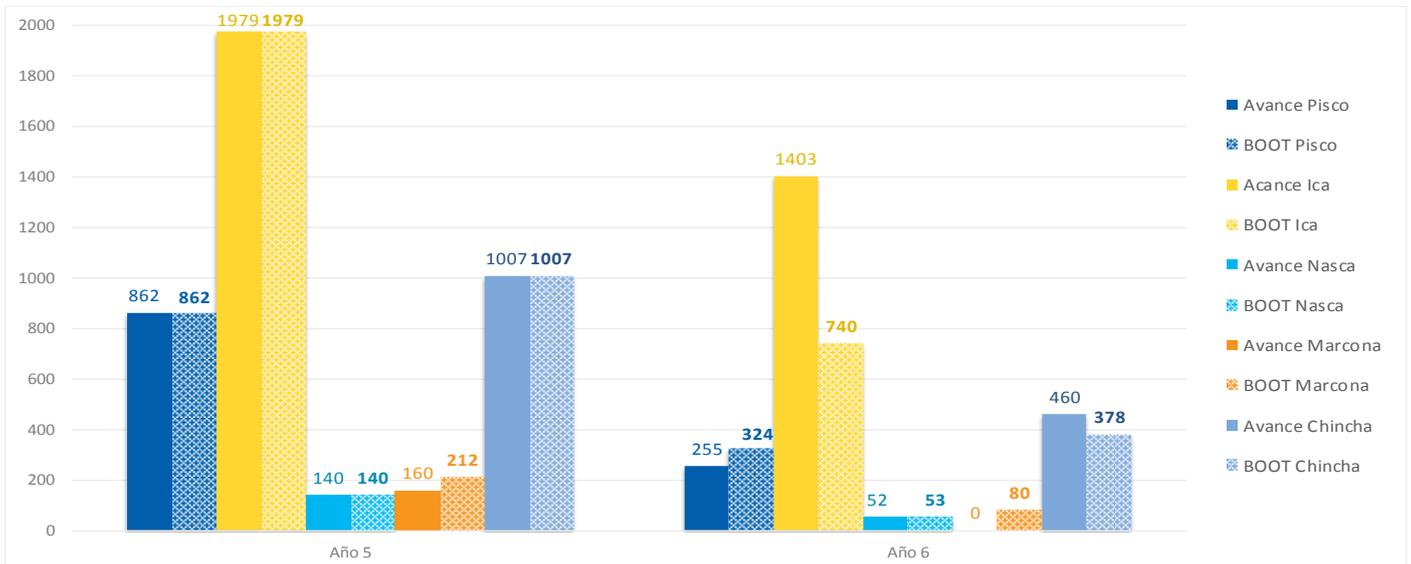


Gráfico 44. Usuarios conectados y resultados de la supervisión, Ica
División de Supervisión de Gas Natural

NATURGY PERU S.A. (Antes GAS NATURAL FENOSA PERÚ), tiene el compromiso de conectar 64 000 usuarios residenciales en un plazo de 7 años desde la Puesta en Operación Comercial (POC). En el Gráfico 45 se tiene el número de usuarios conectados comprometidos en el Contrato BOOT.

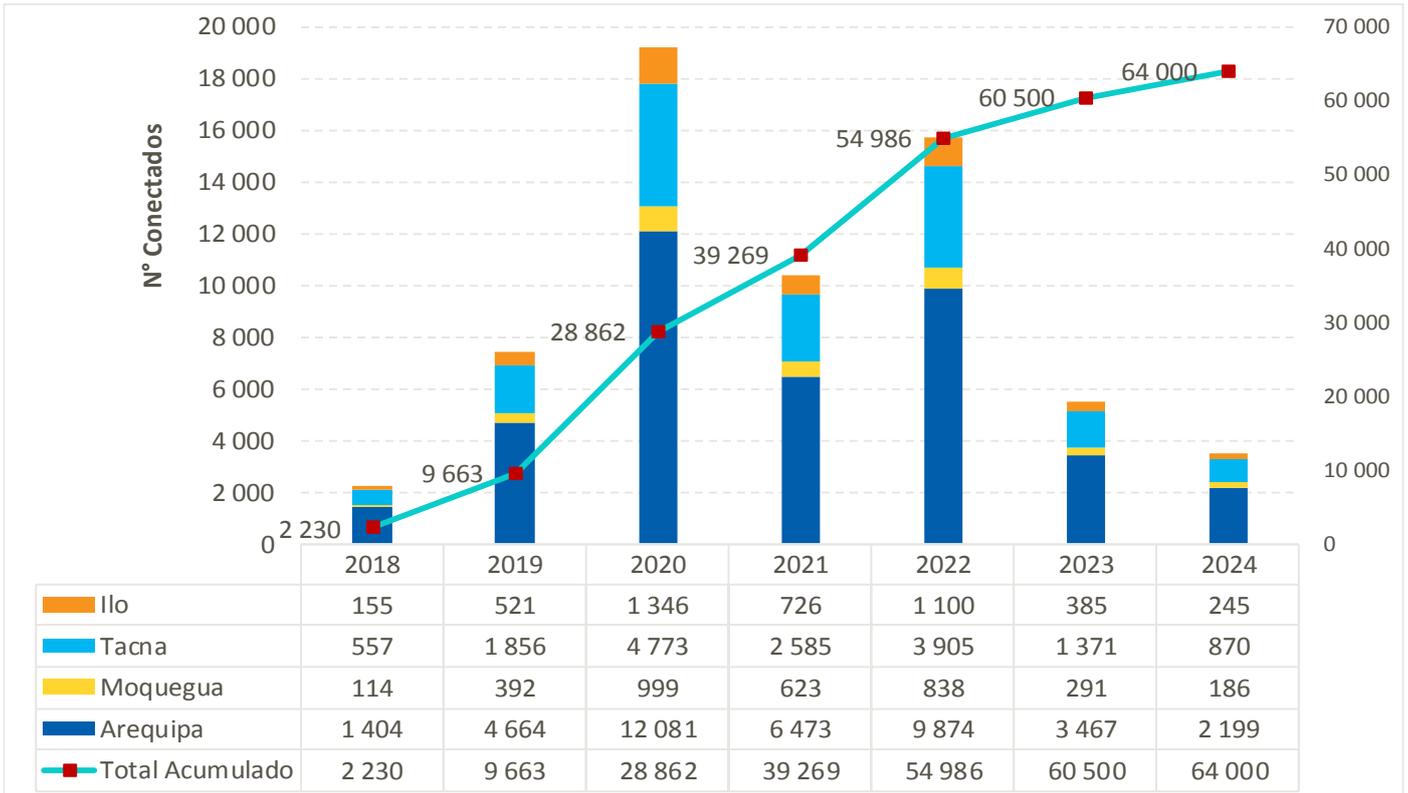


Gráfico 45. Primer Plan de Conexiones Sur Oeste
División de Supervisión de Gas Natural

Al respecto, en el gráfico 46 se muestra el avance de conectados del Año 3, hasta marzo del 2020, según lo reportado por la concesionaria. Es preciso señalar que para el Año 2 (05.12.2018 al 04.12.2019) y al término del mismo, alcanzaron la meta contractual en todas las localidades. Se declara la caducidad de la concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos suroeste a partir del 19 de diciembre de 2020.

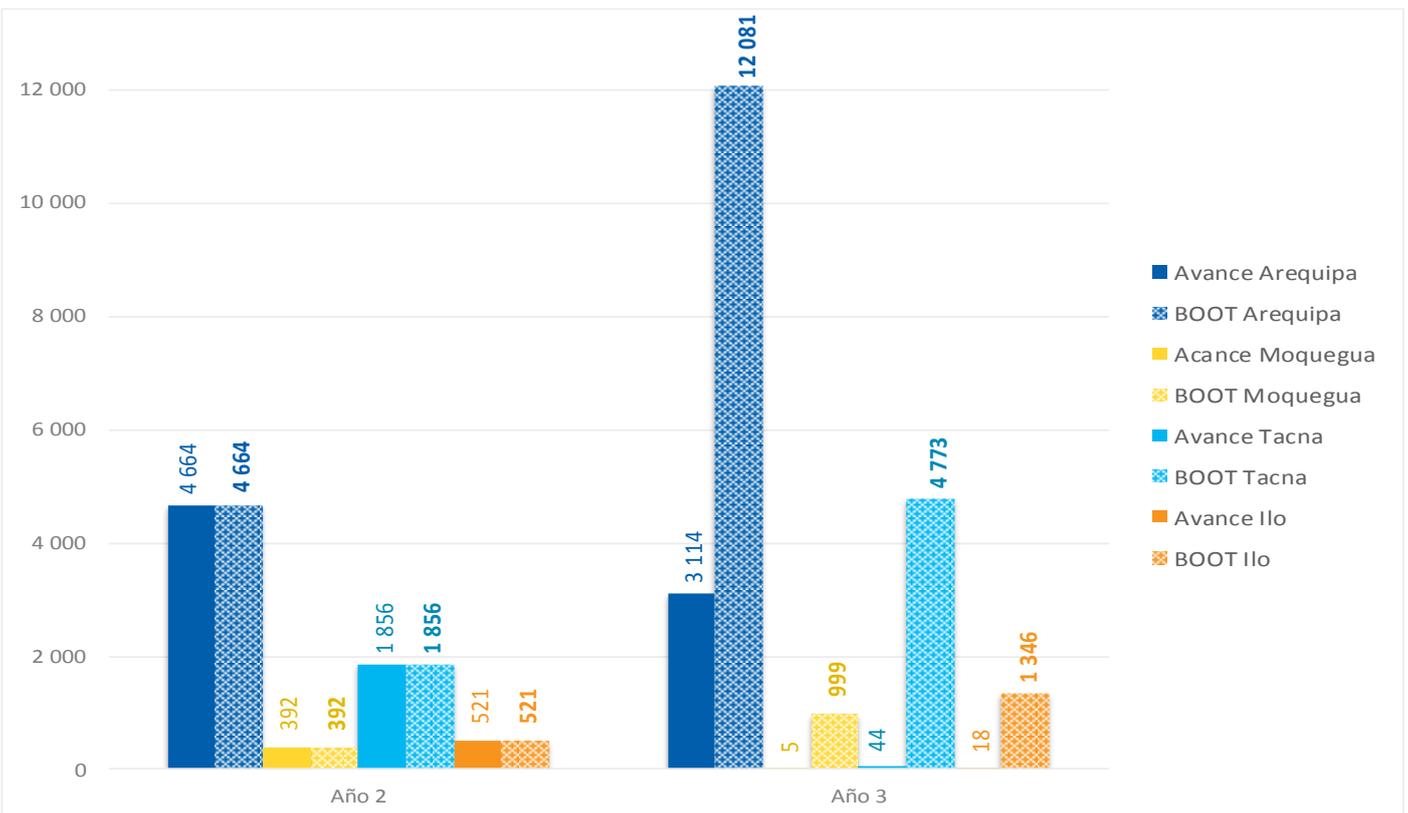


Gráfico 46. Compromiso de Usuarios conectados vs reporte de conectado (sin supervisor), Naturgy
División de Supervisión de Gas Natural [Reportes de Naturgy]

QUAVII, 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 siguiente se tiene el número de usuarios conectados comprometidos en el Contrato BOOT.

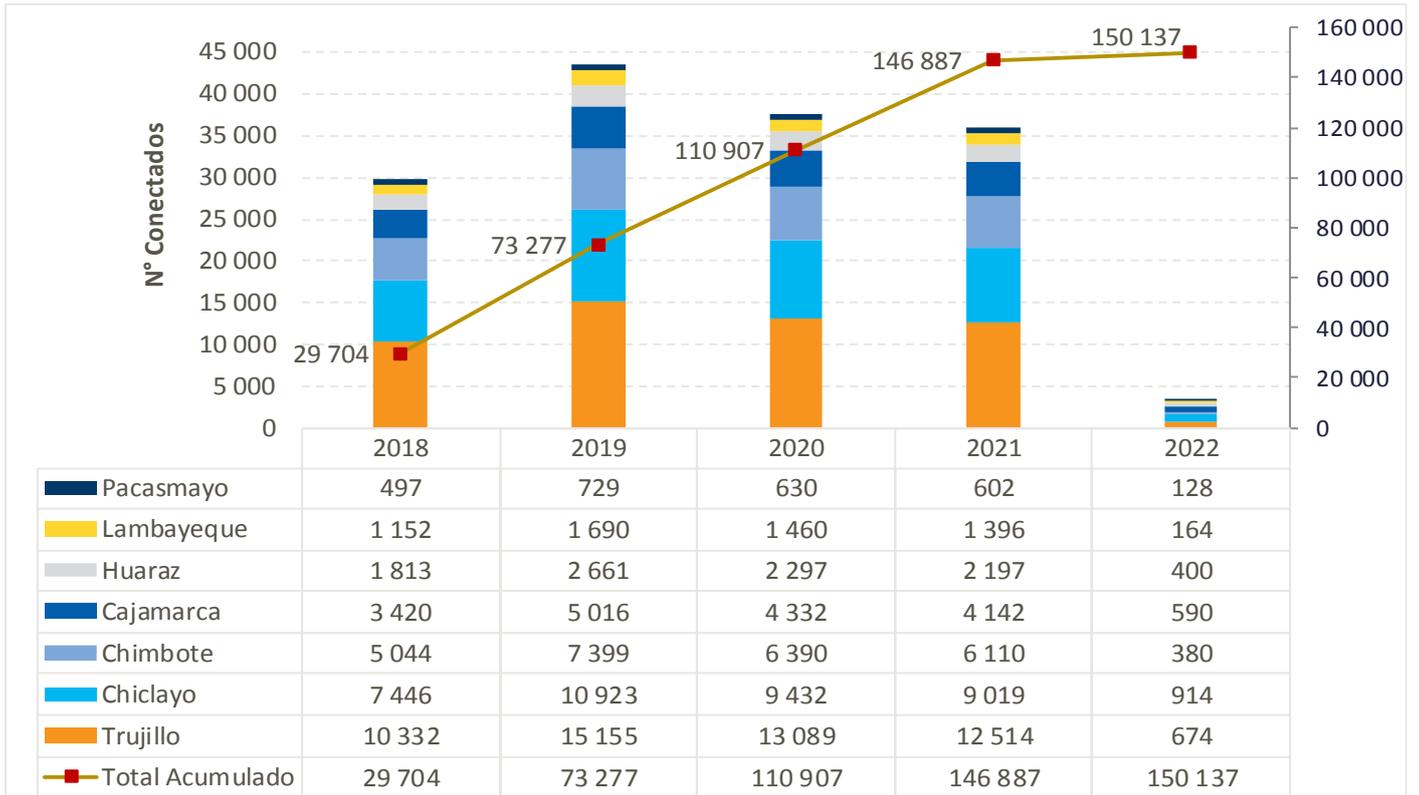


Gráfico 47. Primer Plan de Conexiones, Concesión Norte.
División de Supervisión de Gas Natural

Al respecto, se muestra el avance de conectados hasta diciembre del 2020; según lo reportado por la concesionaria. El MI-NEM otorgó 169 días calendarios adicionales de Fuerza Mayor por Estado de Emergencia Nacional, el plazo para el año 3 contractual vence el 24 de mayo del 2021.

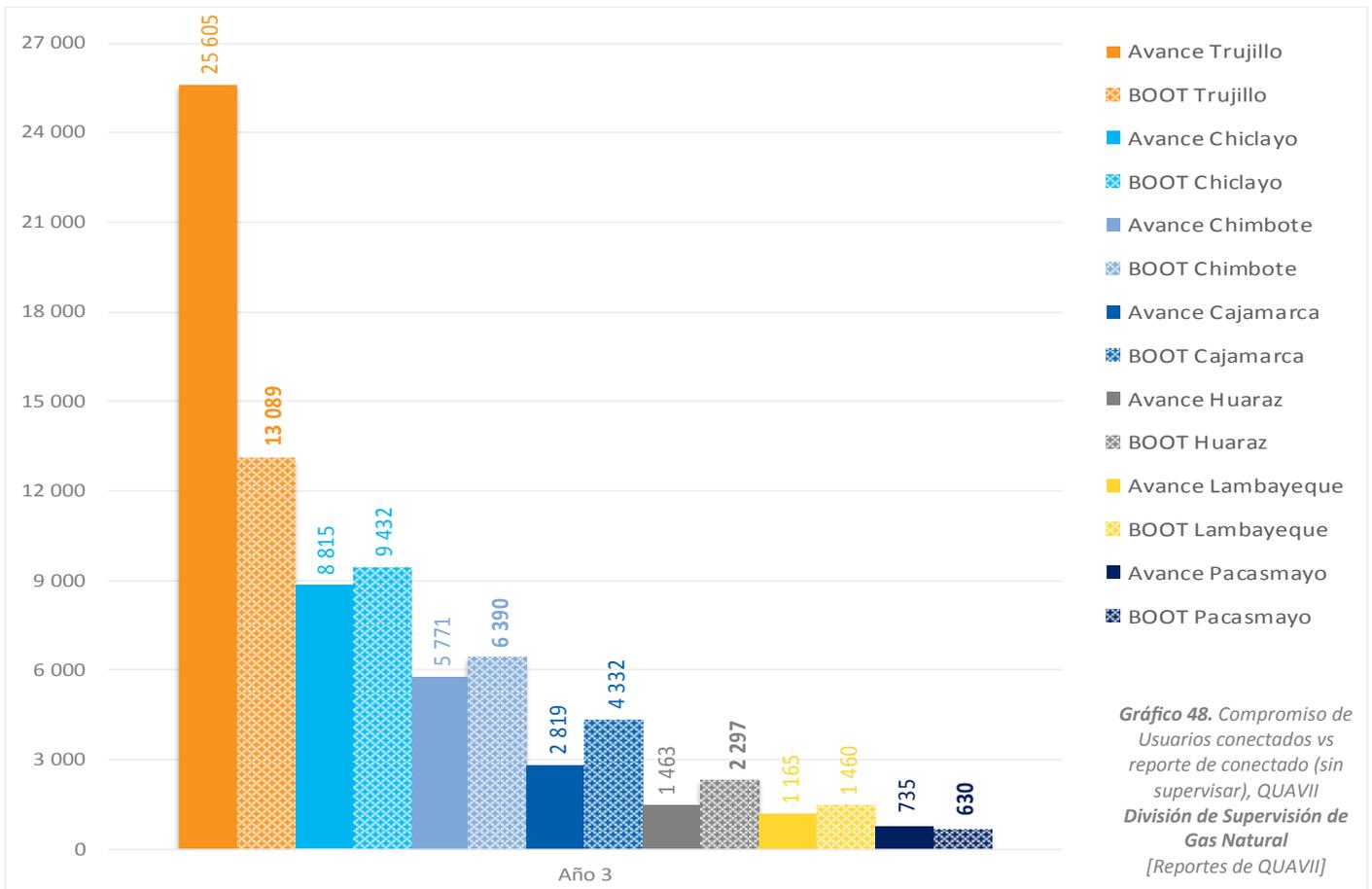


Gráfico 48. Compromiso de Usuarios conectados vs reporte de conectado (sin supervisar), QUAVII
División de Supervisión de Gas Natural
[Reportes de QUAVII]

Contratos y Adendas de Transporte, Suministro y Distribución de Gas Natural

De acuerdo a los contratos de Transporte suscritos a volumen firme hasta diciembre de 2020 entre TGP y los usuarios independientes tenemos el siguiente gráfico.

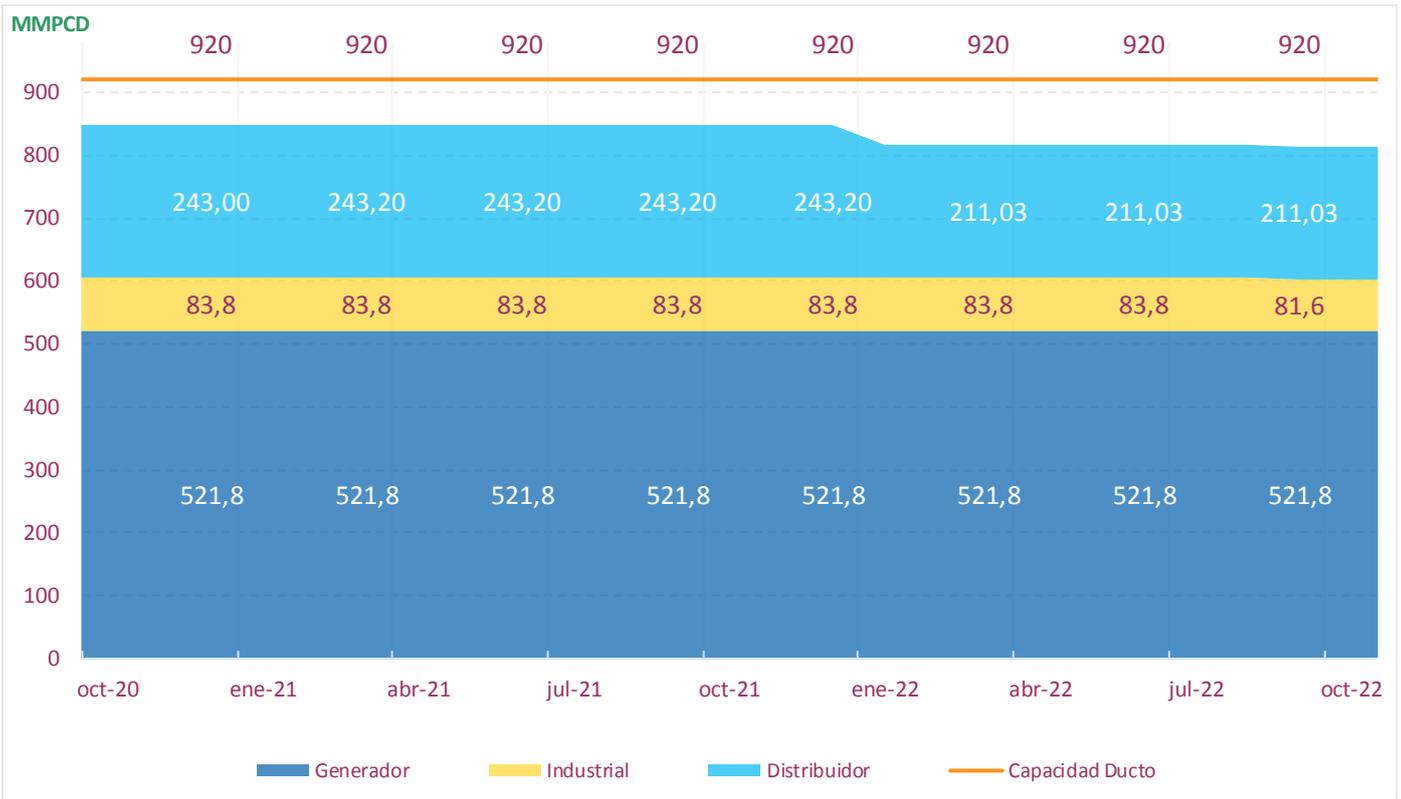


Gráfico 49. Capacidad Contratada de Transporte Firme. TgP (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural

Para los usuarios de mayor consumo, los generadores eléctricos, se tiene el siguiente gráfico con las capacidades contratadas a servicio firme desde octubre 2020 hasta su término de vigencia.

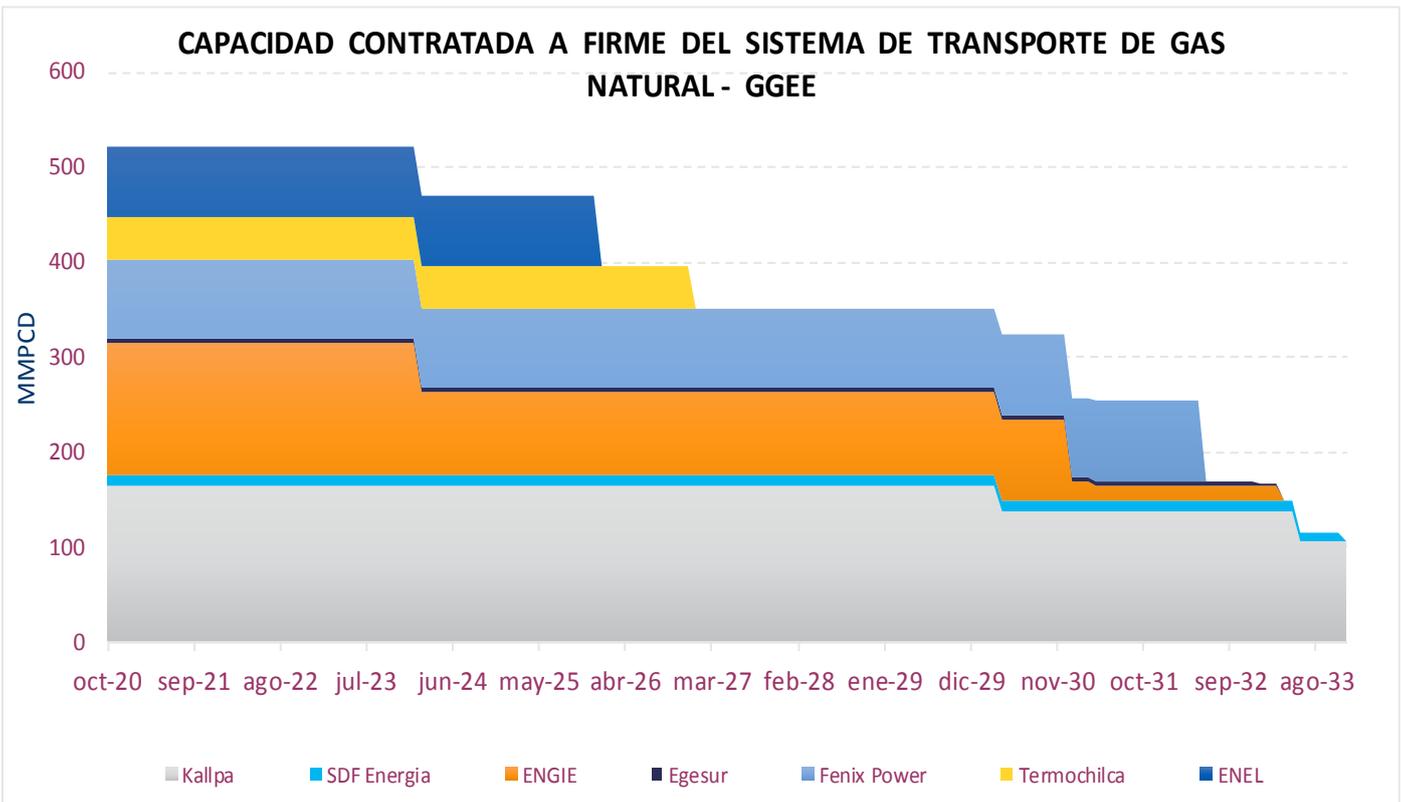


Gráfico 50. Capacidad Contratada de Transporte de Gas. Generadores Eléctricos (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural

De acuerdo a los contratos de suministro suscritos entre Pluspetrol y los usuarios independientes, en el caso de generadores eléctricos, se muestra el gráfico 51 de capacidades contratadas de suministro desde octubre 2020 hasta su término de vigencia.

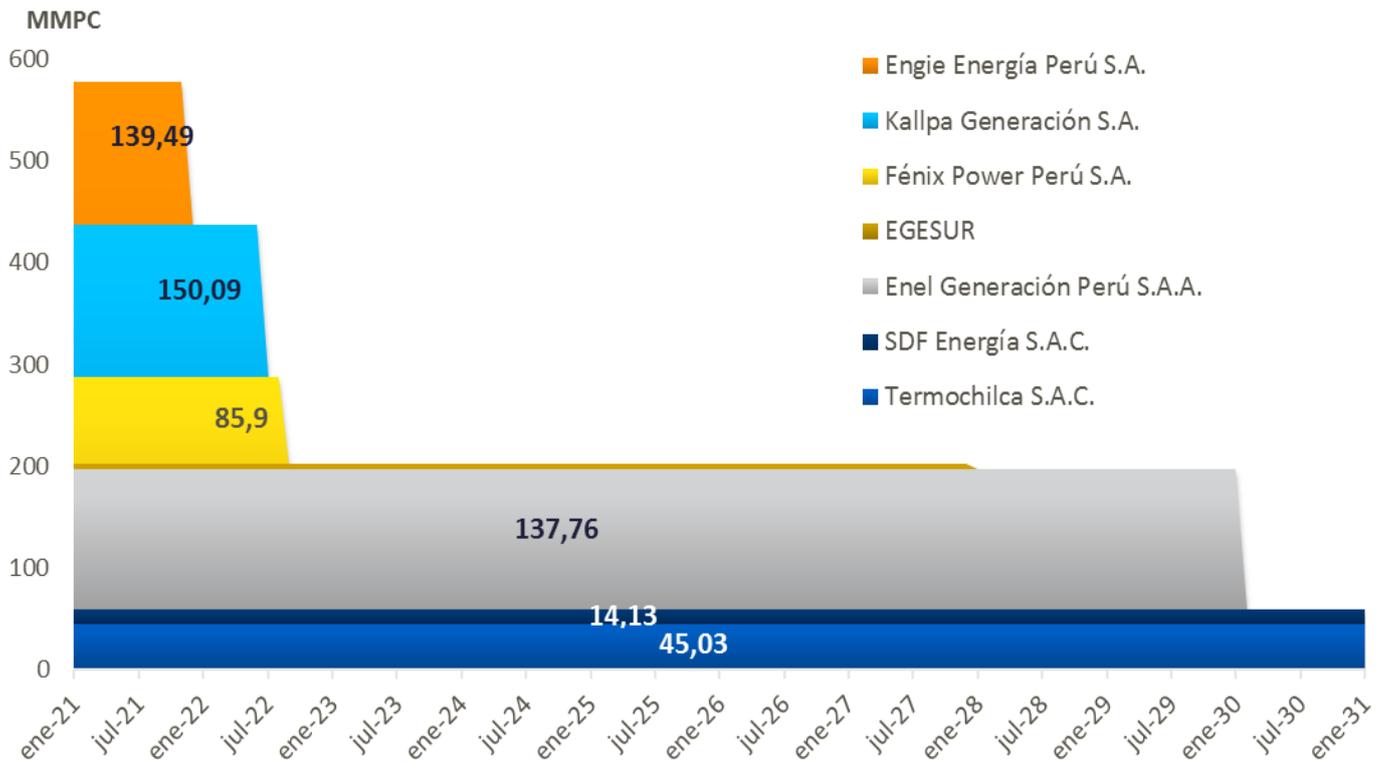


Gráfico 51. Volumen Contratado de Suministro para GGEE. Pluspetrol (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural

De los gráficos de capacidades contratadas de suministro y transporte de gas natural contratados a firme, se observa que los contratos de suministro tienen una vigencia más próxima y casi todos a excepción de Egesur, Termochilca y SDF Energía vencen desde agosto 2021 al agosto 2022. Por lo que las generadoras eléctricas deberían gestionar la renovación de sus contratos de suministro.

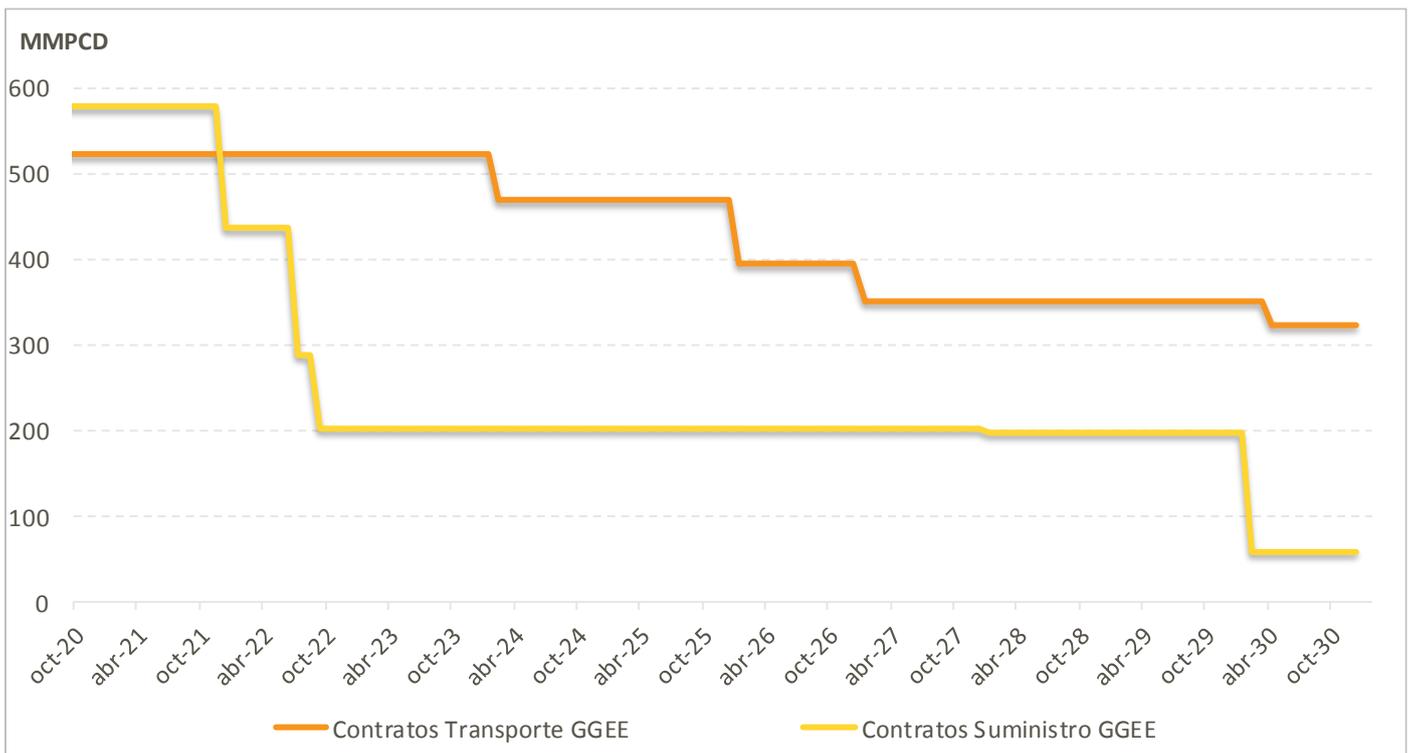


Gráfico 52. Contratos de Suministro vs. Contratos de Transporte. (en MMPCD)
División de Supervisión de Gas Natural

Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural

En la 19va 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 02 de agosto del 2018, 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 (02-08-2018, a las 16:00 horas)

El Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes de la Décimo Novena Oferta Pública para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizo en la fecha y hora señalada en el Cronograma del Pliego de Bases (13-07-2018, 12:30 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:

CAPACIDAD OFERTADA			CAPACIDAD SOLICITADA			CAPACIDAD ADJUDICADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
Fecha de disponibilidad	m3/día	MMPCD	Empresa Solicitante	m3/día	MMPCD	m3/día	MMPCD	m3/día	MMPCD
21/08/2018	78 290	2,76	Cerámica Lima S.A.	10 000	0,35	10 000	0,35	39 973	1,41
			Kallpa Generación S.A.	28 317	1,00	28 317	1,00		
24/08/2018	22 000	0,78	No se presentaron solicitantes			No se adjudicó		22 000	0,78
TOTAL	100 290	3,54		38 317	1,35	38 317	1,35	61 973	2,19

Tabla 7. Capacidades en la 19va Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural.

La antepenúltima Oferta Pública, correspondiente a la 20ma edición, el Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizo el 06 de noviembre de 2018, no se presentó ninguna Solicitud de capacidad. En la penúltima Oferta Pública, correspondiente a la 21ra edición, en el Acto de Adjudicación que tuvo lugar el 15 de agosto del 2019, no se adjudicó capacidad, debido a que la única solicitud presentada fue observada y retirada. En la última Oferta Pública realizada, corresponde a la 22da edición, el Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizó el 27 de agosto de 2020, no se presentó ninguna Solicitud de capacidad, en el Gráfico 53 se aprecia la Capacidad Disponible a Ofertar (Disponible Ene2021: 71,25 MMPCD).

Demanda Comprometida de Transporte de Gas Natural Firme hasta la 22da Oferta Pública

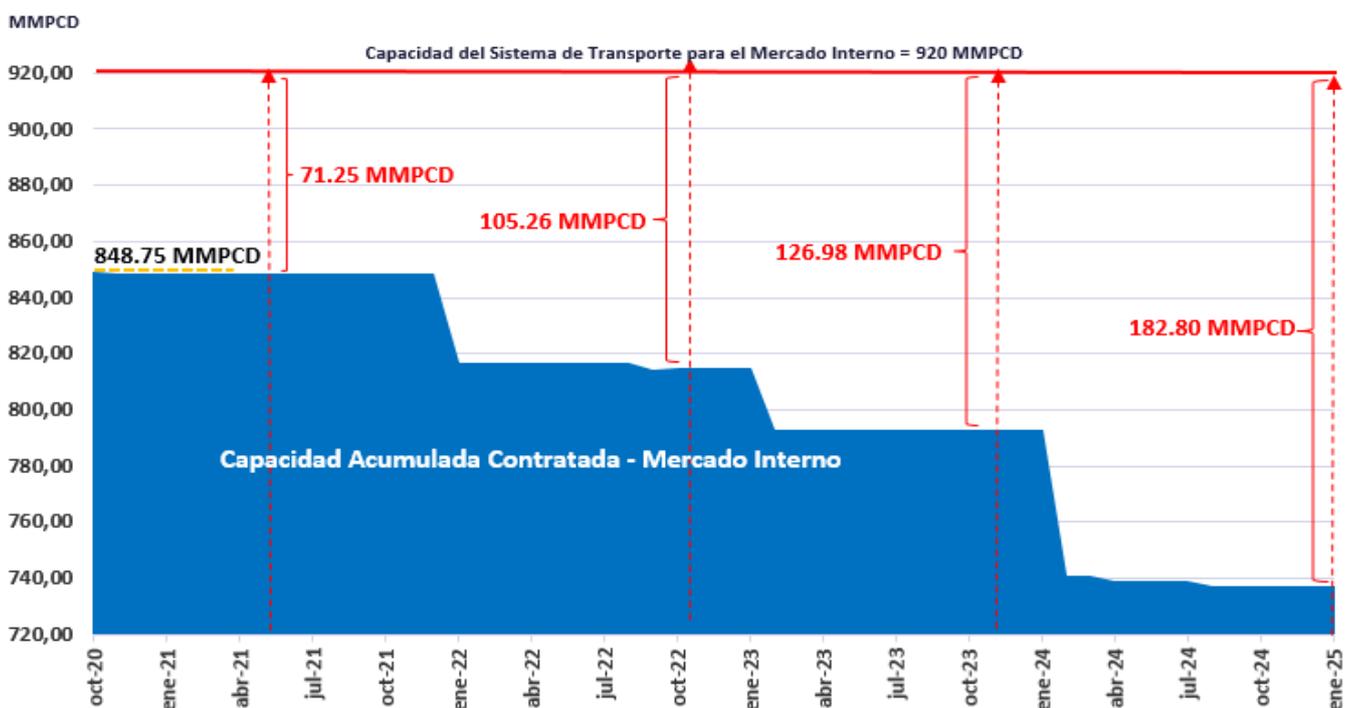


Gráfico 53. Demanda Comprometida de Transporte de Gas Natural hasta la 22da Oferta Pública
División de Supervisión de Gas Natural

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 prorrateo.

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.

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

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	Prorrateo	
4. Consumidores Industriales Regulados con consumos menores a 20,000 m3/día y Estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural	Prorrateo	
5. Consumidores Industriales Regulados con consumos mayores a 20,000 m3/día.	Prorrateo	
6. Consumidores Independientes con Contratos de Suministro y de Servicio de Transporte en Firme e Interrumpible.	Prorrateo	

En la Tabla 9, se muestra los Mecanismo de Racionamiento activados durante el cuarto trimestre del 2020, detallando la Resolución Directoral, el periodo y la causa de los mismos.

Resolución Directoral	Periodo del Mecanismo de Racionamiento	Causa
RD 160-2020-MINEM/DGH	08 al 10 de octubre del 2020	Actividades de mantenimiento en el KP 43 del ducto de transporte de gas natural. Trabajos de mantenimiento e integridad en las plantas de Malvinas y Pisco.

Del Mecanismo de Racionamiento activado por RD 160-2019-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 N° 54. Al respecto, se observa que las empresas consumieron un volumen ligeramente menor al total autorizado por el Transportista, teniendo una variación de -0,60%.

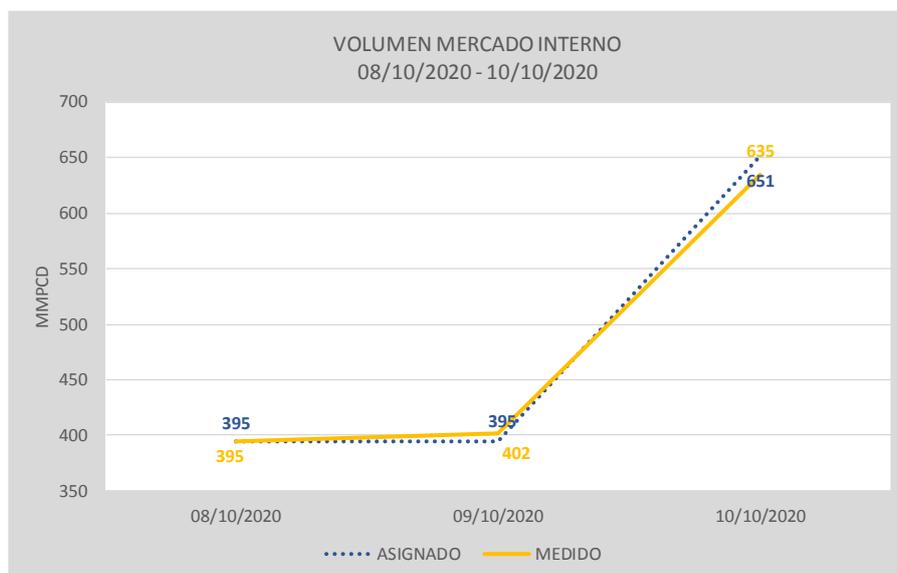


Gráfico 54. Volúmenes Autorizados y Medidos durante el periodo de Mecanismo de Racionamiento activado por RD 160-2020-MINEM/DGH
División de Supervisión de Gas Natural

El Gas Natural destinado a Perú LNG para su consumo propio proveniente del Lote 88 para el periodo de vigencia del Mecanismo de Racionamiento se muestra en el Gráfico N° 55.

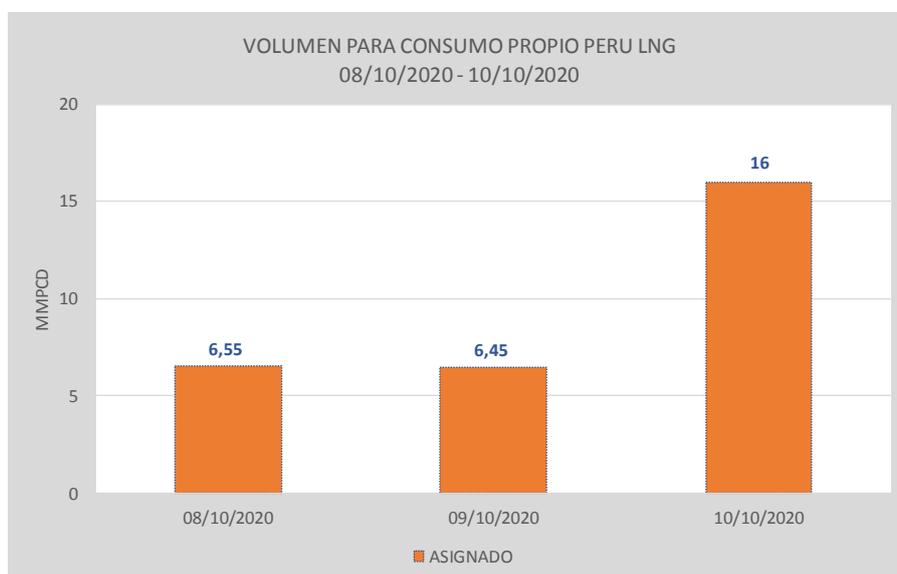


Gráfico 55. Volumen para consumo propio PERU LNG durante el periodo de Mecanismo de Racionamiento activado por RD 160-2020-MINEM/DGH
División de Supervisión de Gas Natural

INDICADOR DE PRECIOS DEL GAS NATURAL

Henry Hub Natural Gas es un grado 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 56. Indicador de precio Gas Natural Henry Hub
División de Supervisión de Gas Natural

Producto Bruto Interno Perú

Hacia el tercer trimestre del año 2020, el Producto Bruto Interno (PBI) a precios constantes del 2007, registró una disminución de -9,4 %. La pandemia provocada por el COVID-19 tiene severos efectos en la salud de las personas de las diferentes sociedades, y también está afectando la actividad económica mundial.

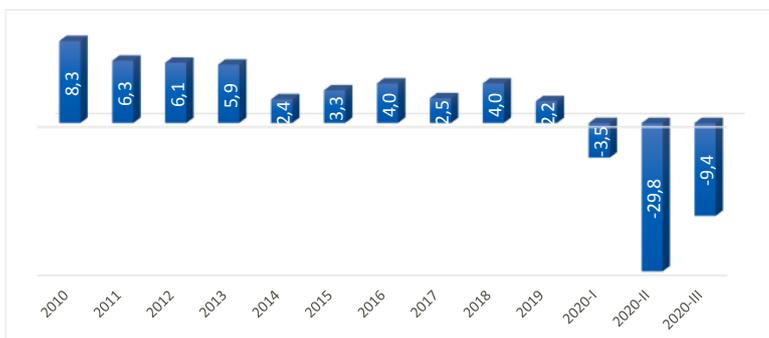


Gráfico 57. Producto Bruto Interno, Perú
División de Supervisión de Gas Natural
{Instituto Nacional de Estadística e Informática}

Índice de Precios de Combustibles

Meses	GLP Vehicular Var. %	GNV Vehicular Var. %	Gasolina Var. %	Petróleo Var. %	Gas Propano Var. %	GN Var. %
Ene. 20	0,9	0,1	-0,4	1,2	-0,1	-1,9
Feb	-0,2	-0,1	-1,4	0,1	0,1	-2,0
Mar	-0,1	0,1	-2,1	-0,8	0,1	2,2
Abr	0,2	1,0	-1,1	-0,7	0,6	0,0
May	-1,1	1,6	-2,1	-3,4	-4,9	0,1
Jun	-1,5	0,2	-3,4	-5,9	1,2	-1,0
Jul	-1,5	-1,7	-4,0	-3,7	1,2	2,4
Ago	-0,8	-0,5	-1,3	0,2	0,0	-2,3
Sep	0,2	-0,4	2,7	0,8	1,2	1,9
Oct	-0,3	-0,1	-0,6	-1,2	0,1	-0,8
Nov	2,3	-0,1	-0,4	-0,8	0,6	-3,9
Dic	7,0	0,0	0,7	3,1	0,1	0,1

Tabla 9. Variación Porcentual Mensual de los Combustibles en el Índice de Precios al Consumidor de Lima Metropolitana: enero 2020 - diciembre 2020
{Instituto Nacional de Estadística e Informática}

Índice de Precios al Consumidor—Gas Natural Perú

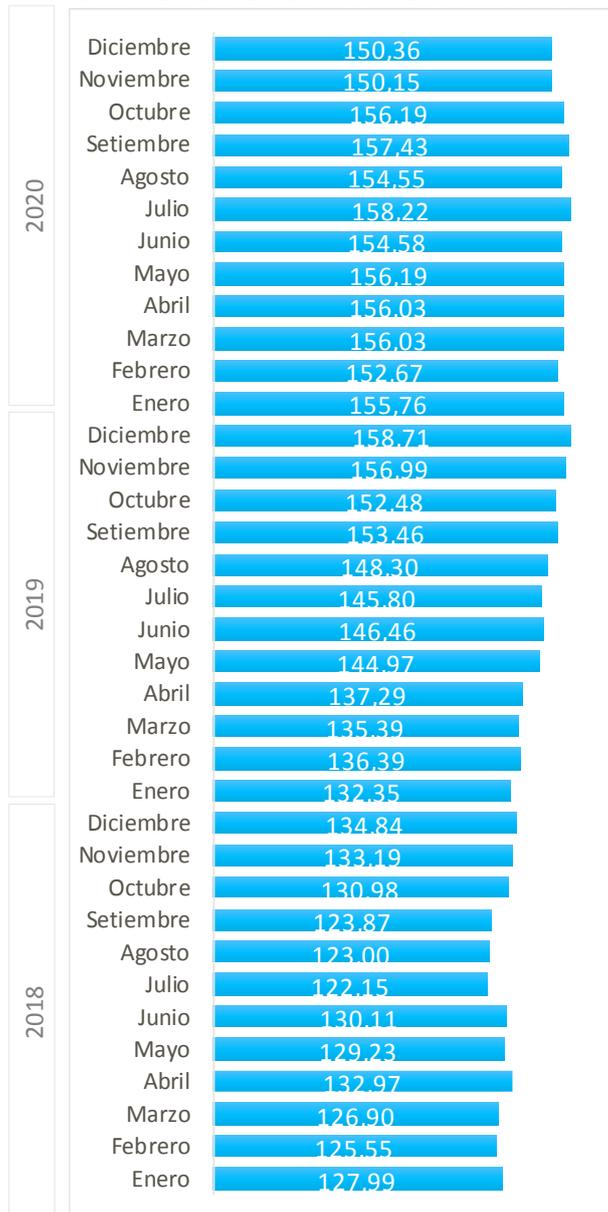


Gráfico 58: Índice de Precio al consumidor de Gas Natural - Índice Base 2009=100,0 [Instituto Nacional de Estadística e Informática]
División de Supervisión de Gas Natural

Factores de Conversión de Unidades y Equivalencias

Volumen

Para convertir	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

Para convertir	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

Para 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 Gas Natural

Para 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)	0.000830
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)	28.3

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
	1055	GJ
	35.315	PC
	1327	m ³ GN
	46,877	PC GN

Petróleo		
	42	gal USA
	158.98	litros
	0.1589	m ³
	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
m ³	Metro cúbico
m ³ 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) , setiembre 2020

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*
- ⇒ Oscar Echegaray Pacheco - *Jefe de Contratos y Asuntos Regulatorios*
- ⇒ 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.

Copyright © Osinergmin – DSGN 2020

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