



• • • • •

NOTA TÉCNICA NO.4

Hacia una industria de gas natural baja en emisiones en América Latina y el Caribe

• • • • •

Contenido

Introducción	3
El sector del gas natural en ALC.....	4
Tramos de actividad del sector.....	4
Producción de gas natural	4
Reservas probadas.....	8
Infraestructura.....	10
Principales desafío de avanzar hacia una industria de gas natural en ALC baja en emisiones...	12
Algunos escenarios de descarbonización del sector.....	13
Conclusiones.....	15
Bibliografía.....	16
ANEXO I	17

Introducción

La disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector energético es un objetivo importante en el proceso de transición energética de América Latina y el Caribe (ALC). En ese marco es que se torna aún más relevante la participación del gas natural (GN) en la matriz energética, tanto para usos industriales, comerciales o domésticos, como para la generación de energía eléctrica. En este último ámbito, este energético tiene un rol fundamental como sustituto del carbón y los combustibles derivados del petróleo.

Es destacable que en los últimos 20 años la utilización de GN para la generación de energía eléctrica ha crecido de manera importante y sostenida, contribuyendo de esa forma a la disminución de emisiones de GEI del sector (OLADE, 2024). Este crecimiento de la participación del GN se da mediante la sustitución de otros hidrocarburos y carbón, así como también por su selección como combustible cuando se realiza una expansión de la capacidad de generación termoeléctrica.

Asimismo, los avances tecnológicos permiten disminuir las emisiones de GEI en la cadena de producción y transporte del mismo.

Nuestra región cuenta con ventajas competitivas para avanzar hacia un aumento de la participación del gas en la matriz energética, en detrimento de los otros combustibles de origen fósil. Dentro de las ventajas, se encuentra la disponibilidad del recurso, las infraestructuras para el transporte vía gasoductos (principalmente en el cono sur del continente) y las infraestructuras desplegadas para la licuefacción y posterior gasificación del mismo.

Dado el importante rol a desempeñar como energético de transición, en el marco de una transición justa que llevan adelante nuestros países, es que se debe avanzar en este desafío en toda la cadena de valor de la industria.

La industria puede dividirse en tres tramos: *upstream*, *midstream* y *downstream*. Estos tramos engloban los procesos desde la extracción hasta el uso final del energético. Y es en ese sentido que la presente Nota Técnica, planteará una descripción general del sector, los desafíos que se enfrentan para avanzar hacia la descarbonización de la industria, los posibles escenarios futuros y sus conclusiones.

El sector del gas natural en ALC

Tramos de actividad del sector.

La industria del GN está compuesta por diversos procesos y actores que van desde la extracción del recurso hasta su uso final. En términos generales se pueden subdividir estas actividades en tres tramos: *upstream*, *midstream* y *downstream*.

En el marco de la *upstream* encontramos el proceso de extracción ya sea *onshore* u *offshore* y todo lo necesario para llegar a la fase de transporte, entre ellos: filtrado de partículas, endulzamiento, deshidratación, etc.

En el marco de la *midstream* encontramos los procesos de transporte, licuefacción y almacenamiento. En este punto dejamos de hablar de GN pasando a hablar de GNL (Gas Natural Licuado).

En el tramo *downstream* encontramos los procesos de transporte marítimo, regasificación y usos finales.

Producción de gas natural

Los países de ALC no presentan una situación homogénea con respecto a la producción, transporte e infraestructuras de gas natural, de igual forma la región no representa un actor de primer orden en el mercado mundial del GN. Sin embargo, en la actualidad se están realizando inversiones en varios países de la región tanto en la extracción, infraestructuras de transporte e infraestructuras de licuefacción – regasificación.

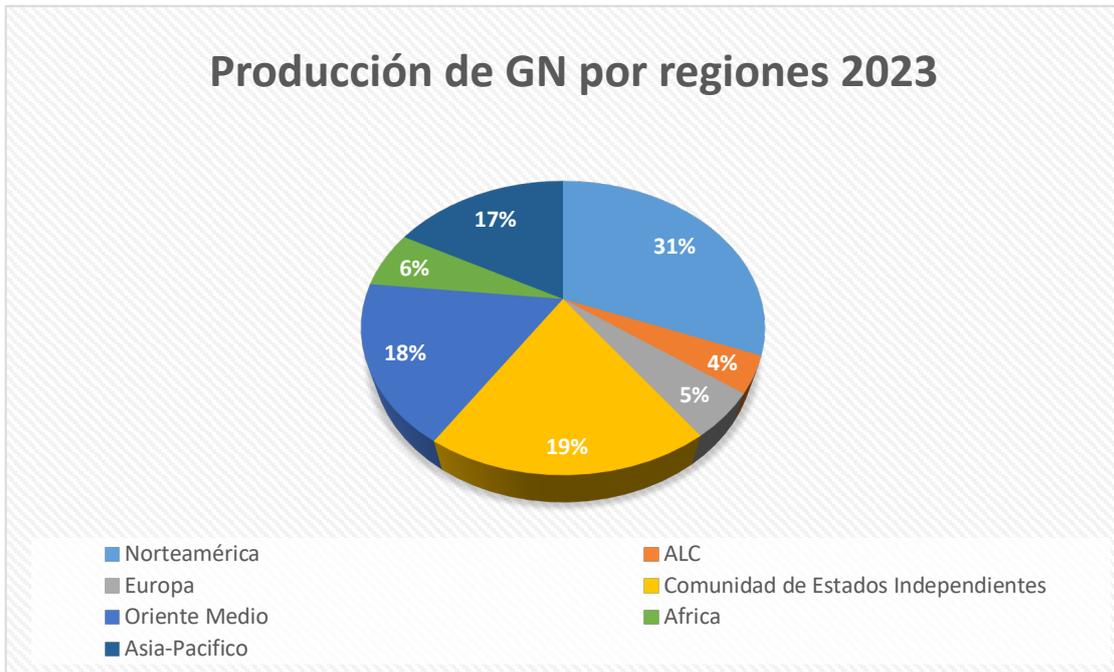
ALC representa el 4 % de la producción mundial del gas (Energy Institute, 2024) siendo la región con menor participación en la producción de gas, tal como se muestra en la Tabla N°1 y se visualiza en el Gráfico N° 1 que se encuentran a continuación.

Tabla N° 1

Producción de GN por regiones 2023	
Norteamérica	31,1%
ALC	4,0%
Europa	5,0%
Comunidad de Estados Independientes	19,1%
Oriente Medio	17,6%
África	6,2%
Asia-Pacífico	17,0%

Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

GRÁFICO N° 1



Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

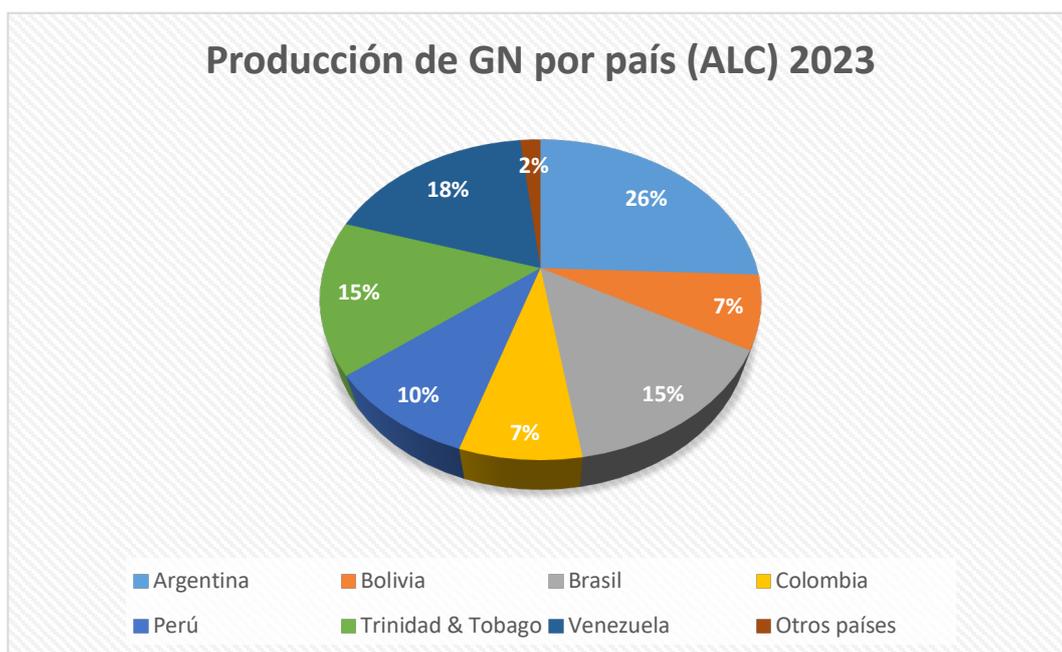
Como se aprecia en la Tabla N° 2, en ALC cinco países son los responsables del 84 % de la producción total, estos son: Argentina, Venezuela, Trinidad y Tobago, Brasil y Perú.

Tabla N° 2

Producción de GN por país (ALC) 2023	
Argentina	41,6
Venezuela	29,7
Trinidad & Tobago	25,0
Brasil	23,4
Perú	15,4
Colombia	12,1
Bolivia	11,9
Otros países	2,9
Total (Billones de Metros Cúbicos)	162,0

Tabla N° 2 Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

GRÁFICO N° 2



Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

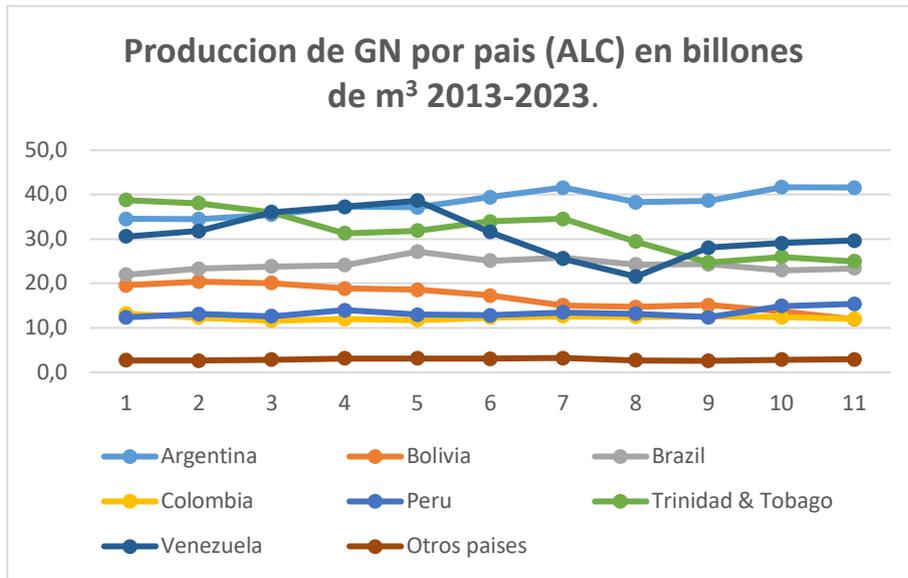
Asimismo, es interesante ver la evolución de la producción GN en los países de ALC en el período 2013-2023, tal como se desprende de la Tabla N° 3 y el GRÁFICO N°3 es bastante heterogénea, con países que aumentan de manera importante su producción mientras que otros reducen significativamente la misma.

Tabla N° 3

Producción de GN por país (ALC) Periodo 2013-2023. (Billones de Metros Cúbicos)									
Año	Argentina	Bolivia	Brasil	Colombia	Perú	Trinidad & Tobago	Venezuela	Otros países	Total
2013	34,6	19,6	21,9	13,2	12,4	38,7	30,6	2,7	173,8
2014	34,5	20,4	23,3	12,3	13,1	38,1	31,8	2,6	176,2
2015	35,5	20,1	23,8	11,6	12,7	36,0	36,1	2,9	178,6
2016	37,3	18,9	24,1	12,0	14,0	31,3	37,2	3,1	178,0
2017	37,1	18,6	27,2	11,8	13,0	31,9	38,6	3,1	181,3
2018	39,4	17,3	25,2	12,4	12,8	34,0	31,6	3,1	175,8
2019	41,6	15,1	25,7	12,6	13,5	34,6	25,6	3,3	172,0
2020	38,3	14,7	24,2	12,5	13,2	29,5	21,6	2,7	156,6
2021	38,6	15,1	24,3	12,6	12,4	24,7	28,1	2,6	158,5
2022	41,7	13,7	23,0	12,4	15,0	26,0	29,1	2,8	163,6
2023	41,6	11,9	23,4	12,1	15,4	25,0	29,7	2,9	162,0

Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

GRÁFICO N° 3



Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

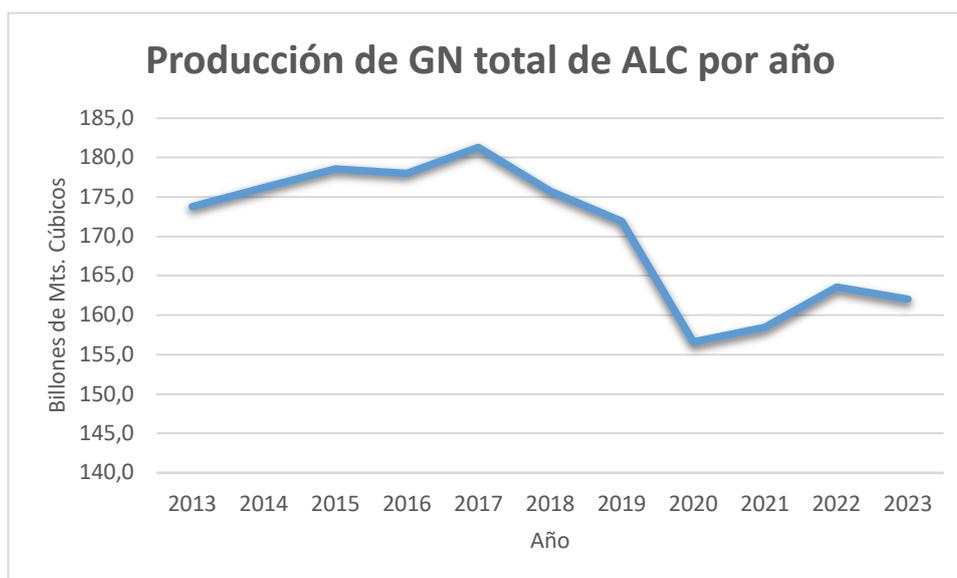
ALC muestra una tendencia a la baja en la producción en el período 2013-2023 tal como se ve en la Tabla y Gráfico N° 4

Tabla N° 4

Producción de GN total de ALC por año en billones de m³	
Año	Producción
2013	173,8
2014	176,2
2015	178,6
2016	178,0
2017	181,3
2018	175,8
2019	172,0
2020	156,6
2021	158,5
2022	163,6
2023	162,0

Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

GRÁFICO N° 4



Fuente: elaboración propia en base a información del Energy Institute. Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024).

Reservas probadas

En este apartado se presentan la producción *onshore*, *offshore* y total de ALC. Se destaca la preponderancia de Venezuela que acumula el 68 % de las reservas, seguida por Brasil con 6,42% y Argentina con un 5,5 %, mientras que en cuarto lugar se ubica Guyana con 4,58%.

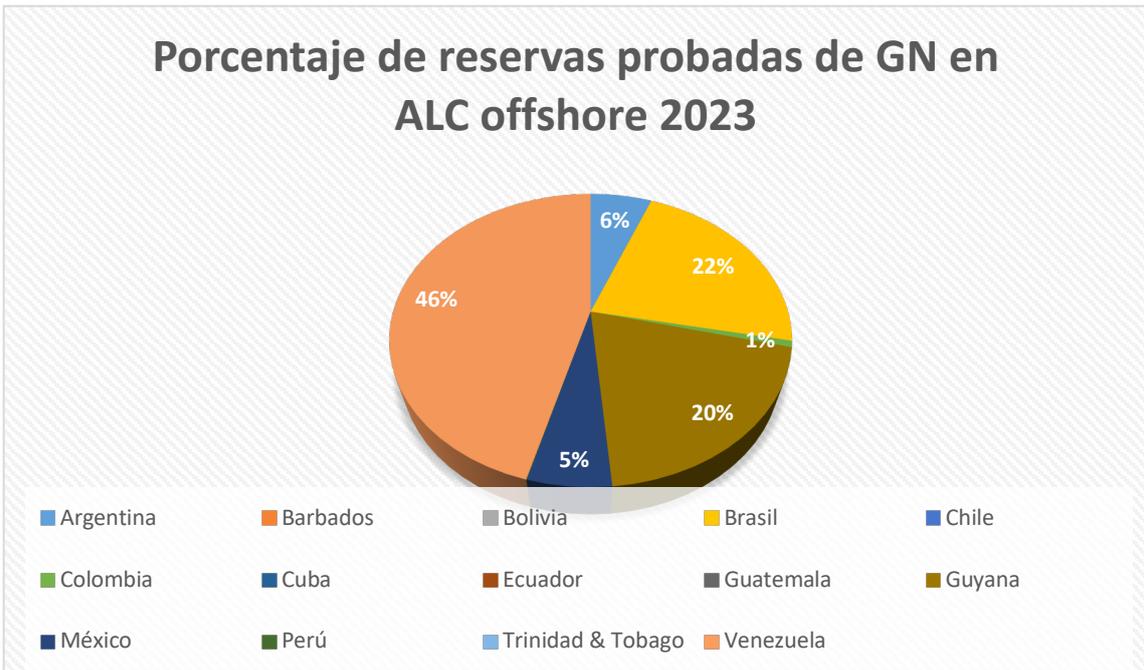
En la Tabla N° 5 y los gráficos 5, 6 y 7, se presentan las reservas probadas *onshore*, *offshore* y totales de ALC de GN.

Tabla N° 5

País	Expresado en 10 ⁹ m ³		
	Probadas offshore	Probadas onshore	Probadas Totales
Argentina	111,11	331,36	442,47
Barbados	0,00	0,09	0,09
Bolivia	0,00	253,44	253,44
Brasil	416,51	100,57	517,08
Chile	0,00	8,15	8,15
Colombia	12,90	54,29	67,19
Cuba	0,00	68,99	68,99
Ecuador	0,00	3,76	3,76
Guatemala	0,00	3,35	3,35
Guyana	369,00	0,00	369,00
México	105,23	207,07	312,30
Perú	0,86	236,80	237,66
Trinidad & Tobago	0,00	288,83	288,83
Venezuela	856,32	4619,85	5476,17

Fuente: elaboración propia en base a información siELAC-OLADE (SielAC OLADE, 2024).

GRÁFICO N° 5



Fuente: elaboración propia en base a información del SIELAC- OLADE. (SielAC OLADE, 2024).

GRÁFICO N° 6



Fuente: elaboración propia en base a información del SIELAC- OLADE. (SielAC OLADE, 2024).

GRÁFICO N° 7



Fuente: elaboración propia en base a información del SIELAC- OLADE. (SiELAC OLADE, 2024).

Infraestructura

A nivel de infraestructura gasífera, resulta interesante tener en cuenta la infraestructura regional tanto de gasoductos como de almacenaje de GNL, así como las plantas asociadas a la licuefacción y gasificación.

La capacidad de transporte a través de gasoductos en ALC, se encuentra en los 3,5 billones de m³/día, donde Argentina con un 41% de la capacidad de transporte es el país con mayor capacidad de transporte, seguido por Colombia (21%), México (20%) y Brasil (8%).

A nivel de procesos de licuefacción, gasificación y almacenamiento, ALC posee infraestructuras ya operativas. En lo referente a licuefacción, Trinidad y Tobago (67%) y Perú (33%) son los países que realizan ese proceso con una capacidad de 1,6 millones de m³ mientras que en lo referente a regasificación, la capacidad es de 3,7 millones de m³ (International Association of LNG Importers (GIIGNL), 2023) tal cual se muestra en la Tabla N°6.

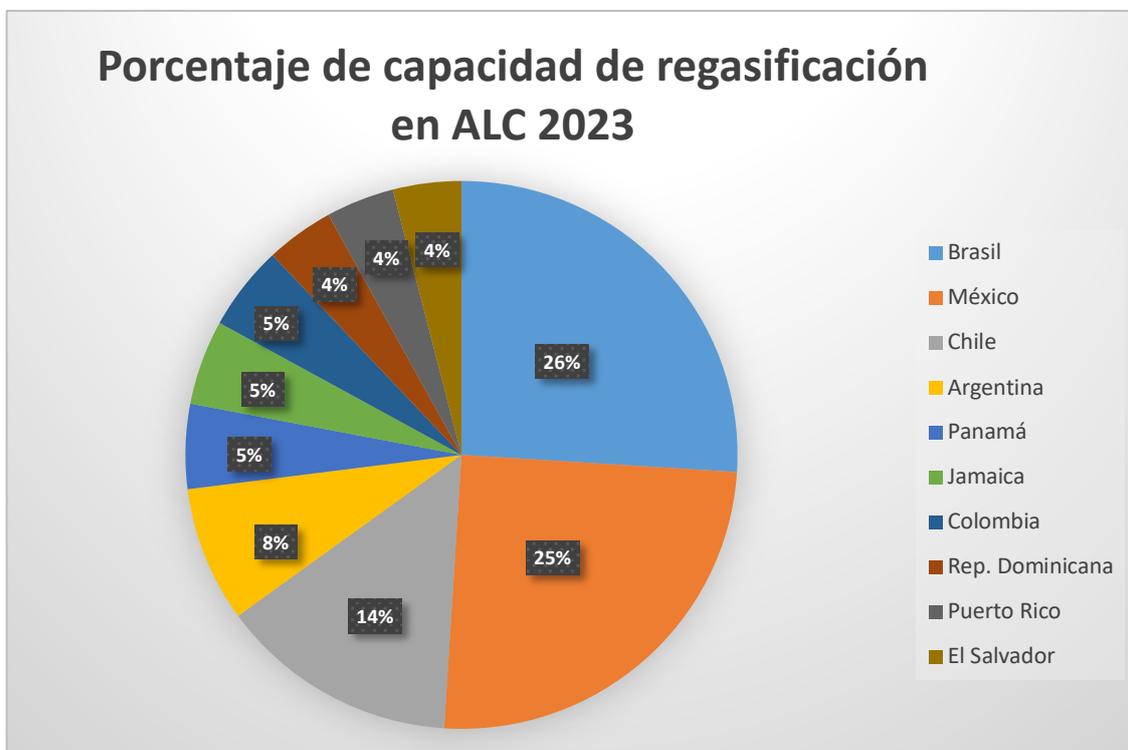
Tabla N° 6

Porcentaje de capacidad de regasificación en ALC	
Brasil	26%
México	25%
Chile	14%
Argentina	8%
Panamá	5%
Jamaica	5%
Colombia	5%
Rep. Dominicana	4%
Puerto Rico	4%

El Salvador	4%
-------------	----

Fuente: elaboración propia en base a información GIIGNL (International Association of LNG Importers (GIIGNL), 2023).

GRÁFICO N° 8



Fuente: elaboración propia en base a información GIIGNL (International Association of LNG Importers (GIIGNL), 2023).

En ALC operan en la actualidad 89 gasoductos, de los cuales 73 satisfacen la demanda nacional mientras que los restantes 16, son de carácter binacional con el fin de realizar exportaciones e importaciones del energético.

México lidera en número de gasoductos nacionales en la región, con un total de 24. Le siguen Argentina (13), Brasil (13), Bolivia (7), Venezuela (7), Trinidad y Tobago (5), Colombia (2), Ecuador (1) y Perú (1) (OLADE, 2024).

En términos de kilómetros de gasoductos, Argentina y México disponen de más de 17 mil kilómetros de gasoductos cada uno. Les siguen Brasil, Colombia y Venezuela, con longitudes que oscilan entre los 4 mil y los 9 mil kilómetros. Con menos de 3 mil kilómetros de gasoductos, se encuentran Bolivia, Chile, Perú, Trinidad y Tobago y Ecuador (OLADE, 2024)

Principales desafíos de avanzar hacia una industria de gas natural en ALC baja en emisiones

La utilización del GN y GNL como energéticos, permite avanzar en la descarbonización de amplios sectores de la economía, de manera ordenada y en el marco de una transición energética justa. Esto se da mediante la sustitución en la matriz de consumo de energéticos con mayores emisiones de CO₂ eq. tales como los derivados del petróleo y el carbón, ya sea para la generación eléctrica, los usos industriales y los usos residenciales.

No obstante, la industria también tiene desafíos tecnológicos y de gestión para una disminución de las emisiones de CO₂ eq en sus procesos productivos.

La disminución de la huella de carbono presenta desafíos como el *flaring* (quemado de una parte del gas que no es aprovechado en el proceso ni transportado), *venting* (liberación del gas fuera del sistema) y *boil-offs* (proceso de evaporación paulatina mediante el calentamiento del GNL), que se pueden tornar en ventajas competitivas a nivel global. Las primeras están vinculadas a la quema de combustible para la operación, las segundas se vinculan a la liberación de gas a la atmósfera de manera controlada en alguna parte del proceso de producción. También debemos tener en cuenta aquellas emisiones que ocurren fugadas no controladas en cualquiera de las fases del proceso productivo, a esto último también se lo denomina emisiones fugitivas.

Dentro de las principales líneas tecnológicas en la que se está enfocando la industria a los efectos de la disminución de emisiones se encuentran las de:

- Captura y almacenamiento de carbono
- Biometano
- Incorporación de hidrógeno verde

Asimismo es importante destacar que la industria debe continuar con el proceso de reducción y eliminación de emisiones de metano durante las distintas fases del proceso.

Es importante destacar que todos los esfuerzos que se realicen para la integración de infraestructuras coadyuvarán a la disminución de la huella de carbono del sector como a la disminución de las emisiones de los usuarios finales, con énfasis en la industria y el sector energético, así como en un círculo virtuoso de integración económico energética de ALC.

Algunos escenarios de descarbonización del sector

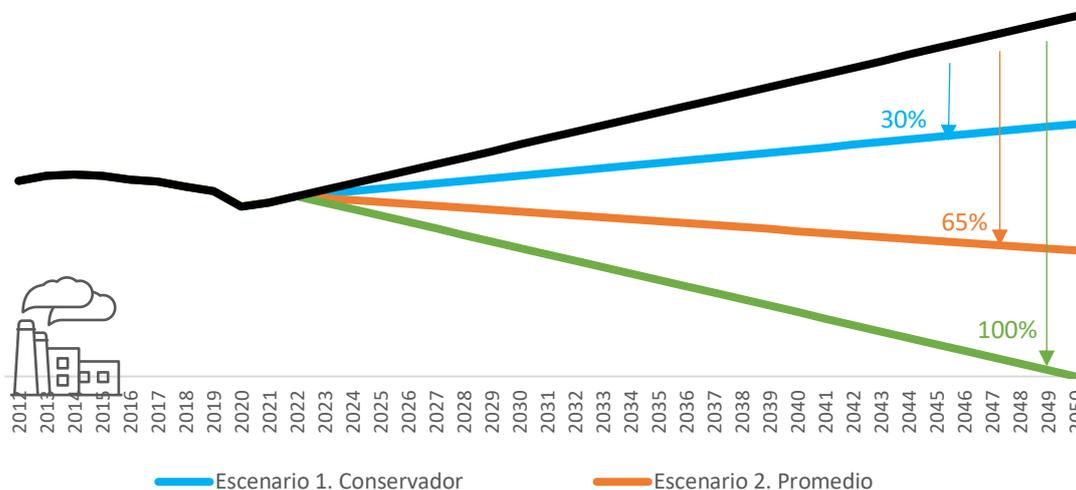
El sector gasífero en ALC es heterogéneo y diverso por lo que en este apartado se presentan un grupo de tecnologías y tres escenarios de descarbonización de la industria a 2050. Para este capítulo se seguirán los resultados planteados en el documento “Certificación de Gas Natural de Bajas Emisiones en América Latina y el Caribe. Ambición y requerimientos de inversión” (Anaya, 2024).

En lo referente a los escenarios se plantean tres tipos de objetivos:

- Escenario 1. Reducción del 30 % de las emisiones de GEI con respecto al BAU para 2050
- Escenario 2. Reducción del 65 % de las emisiones de GEI con respecto al BAU para 2050
- Escenario 3. Reducción del 100 % de las emisiones de GEI.

El escenario 1 si bien plantea una reducción de emisiones con respecto al BAU en 2050, las mismas serían superiores en términos absolutos a las actuales, mientras que en el escenario 2 serían menores en términos absolutos que las actuales. En referencia al escenario 3 se plantean emisiones 0.

Figura N° 1:



Fuente: Certificación de Gas Natural de Bajas Emisiones en América Latina y el Caribe. Ambición y requerimientos de inversión (Anaya, 2024).

Para la reducción de emisiones se debe reparar en que los dos principales GEI que emite la industria son el metano (CH_4) y el dióxido de carbono (CO_2), y las intervenciones deben ser realizadas en los tres segmentos de la industria, es decir *upstream*, *midstream*, *downstream*.

En el segmento *upstream* casi la totalidad de los esfuerzos deben enfocarse en la disminución de CH_4 , mientras que en el *midstream*, los esfuerzos principales deben orientarse hacia las

tecnologías y procedimientos que disminuyan las emisiones de CO₂, en tanto en el *downstream* los recursos deberían distribuirse de manera equitativa entre ambos.

Algunas de las acciones en inversiones a realizarse pueden ser según (Anaya, 2024):

- Instalación de compresores para capturar el gas en la cabeza de pozo
- Uso de motores eficientes para la propulsión de buques metaneros
- Inspecciones y mantenimiento dirigidos en sitios remotos para minimizar las fugas

La selección del escenario al que se quiere llegar y la velocidad de llegada a ese escenario dependerá de la capacidad de invertir de cada país. Como se presenta en el ANEXO I de este documento, las inversiones tienen un costo y una capacidad de inversión asociadas.

En el contexto energético y económico actual, es recomendable realizar en una primera etapa inversiones que maximicen la relación costo/reducción de la medida sujeto a la capacidad de financiamiento de la misma. Asimismo, es importante realizar las inversiones de manera paulatina, para poder incorporar las mejores prácticas y las mejoras tecnológicas en el período 2025-2050, lo que redundará en una disminución de costos y una mejora tecnológica en los procesos.

Conclusiones

La industria del gas natural (GN y GNL) en ALC presenta importantes desafíos para convertirse en un combustible de transición hacia una matriz energética mundial descarbonizada.

Estos desafíos se planean en dos vertientes, la primera relacionada a la capacidad de producción y transporte del recurso, para de esa forma ser un sustituto de otros energéticos que generan más GEI, mientras que la segunda se centra en la descarbonización de sus propios procesos productivos.

Como combustible de transición, su principal rol en la región se ve asociado a la sustitución de otros hidrocarburos y carbón como energético base de las centrales termoeléctricas. Esto puede realizarse además incorporando junto con el GN otro tipo de gases (biogás, hidrógeno) bajos en emisiones de GEI.

Otro sector donde tiene una importante oportunidad de expansión es el sector industrial, sustituyendo otros energéticos para procesos térmicos y químicos.

Para esto es importante contar con la infraestructura adecuada, de modo de garantizar el abastecimiento de manera confiable a los centros de consumo. ALC es una región heterogénea en lo referente a las infraestructuras de transporte de gas, por lo que se abren dos opciones de incremento para avanzar en este sector. La primera se vincula a la ampliación e interconexiones de los gasoductos existentes, mientras que la segunda se vincula a los procesos de GNL (licuefacción y regasificación), brindando esta opción la ventaja de la diversificación de proveedores/clientes, tanto si el país es exportador o importador del recurso.

ALC es una región con una fuerte presencia de energías renovables en su matriz energética, lo cual facilita tener ventajas comparativas para la producción de hidrógeno verde, lo que al incorporarlo junto con el GN, baja las emisiones totales de GEI del sector.

Es importante, más aún al tener en cuenta que el GN no es un energético cero emisiones, demostrar mediante procesos de certificación, la baja en las emisiones del ciclo de producción de cada empresa, en cada uno de los países productores, lo que redundará en una ventaja competitiva para toda la región.

Bibliografía

- Anaya, F. (2024). *Certificación de Gas Natural de Bajas Emisiones en América Latina y el Caribe*. Quito: OLADE.
- ARPEL. (30 de 12 de 2024). *Asociación de empresas de petróleo, gas y energía renovable de América Latina y el Caribe*. Obtenido de <https://www.arpel.org/noticias/white-paper-y-webinar-gas-natural-en-la-transici%C3%B3n-hacia-econom%C3%ADas-con-bajas-emisiones-de-carbono-el-caso-de-america-latina-y-el-caribe>
- Energy Institute. (2024). *Statistical Review of World Energy*. Londres: Energy Institute. Obtenido de <https://www.energyinst.org/statistical-review/home>
- Global Energy Monitor. (30 de 12 de 2024). *Infraestructura global de gas*. Obtenido de <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/>
- González, M., Ferragut, P., & Koutoudjian, G. (2023). *White Paper. Natural in de Transition to Low Carbon- Economies*. IGU-ARPEL-OLADE. Obtenido de <https://www.arpel.org/noticias/white-paper-y-webinar-gas-natural-en-la-transici%C3%B3n-hacia-econom%C3%ADas-con-bajas-emisiones-de-carbono-el-caso-de-america-latina-y-el-caribe>
- International Association of LNG Importers (GIIGNL). (2023). *The LNG industry. GIIGNL Annual Report. International Group of Liquefied Natural Gas Importers*. Neuilly-sur-Seine – France: GIIGNL. Obtenido de <https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL-2023-Annual-Report-July20.pdf>
- OLADE. (2024). *Cadena de valor del gas natural en América Latina y el Caribe*. QUITO: OLADE.
- OLADE. (2024). *Panorama Energético 2024 de América Latina y el Caribe*. Quito: OLADE. Obtenido de <https://www.olade.org/noticias/panorama-energetico-2024-de-america-latina-y-el-caribe/>
- SielAC OLADE. (30 de 12 de 2024). *Organización Latinoamericana de Energía*. Obtenido de SIELAC: <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato3.aspx?oc=58&or=670&ss=2&v=1>

ANEXO I

Tablas de costos y tecnologías para la reducción de emisiones de GEI de la industria gasífera.
 Extraído de “Certificación de Gas Natural de Bajas Emisiones en América Latina y el Caribe.
 Ambición y requerimientos de inversión” (Anaya, 2024).

No	Fuente de emisión	Tecnología de reducción	Potencial de reducción de metano	CAPEX (USD)	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
1	Tanques de almacenamiento de agua.	Cambio del manto del depósito de agua, de gas natural a gas CO ₂	57 mil m ³ /año por tanque (90%)	1.000 - 10.000		✓					
2	Gasoductos	Recuperación de gas de operaciones de limpieza de tuberías	605 mil m ³ /año por aplicación (>90%)	10.000 - 50.000	✓	✓	✓				
3	Gasoductos (válvulas y sello de vástago de válvula)	Inspecciones y mantenimiento dirigidos en sitios remotos	11 mil m ³ /año por componente (>90%)	500 - 1.000			✓				
4	Instalaciones de superficie (válvulas, bombas, tuberías, bridas, otros).	Inspección y mantenimiento dirigido en instalaciones de superficie	0,8 - 6 mil m ³ /año por estación (>90%)	1.000 - 10.000			✓				
5	Gasoductos	Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras	850 mil m ³ /año por estación (97%)	10.000 - 50.000			✓				
6	Plantas procesadoras (compresores y otros equipos)	Inspección dirigida y mantenimiento en plantas procesadoras	1.270 - 3.625 mil m ³ /año por planta (>96%)	10.000 - 80.000		✓	✓				
7	Compresores	Sistema de recuperación de desgasificación de sello húmedo para compresores centrífugos	850 mil m ³ de CH ₄ /año por compresor (96%)	33.000 - 90.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Compresores	Cambio del sistema de empaquetadura de compresores de varillas	25 mil m ³ /año por compresor (60%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9	Válvulas de seguridad	Prueba y reparación de válvulas de seguridad de presión	3,5 - 70 mil m ³ /año por válvula (80%)	250 - 1.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10	Compresores	Sustitución de descargadores de cilindros compresores	100 mil m ³ /año por compresor (>90%)	40.000 - 50.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11	Compresores	Rediseño de sistemas de purga y paradas de emergencia	5 mil m ³ /año por cierre o purga de un compresor (50%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
12	Compresores y tanques	Instalación de bengalas	57 mil m ³ /año por bengala (50%)	10.000 - 50.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

No	Fuente de emisión	Tecnología de reducción	Potencial de reducción de metano	CAPEX (USD)	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
13	Compresores y tanques, otros	Instalación de dispositivos de encendido electrónico de bengala	56 m ³ /año por dispositivo (100%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
14	Deshidratador	Redirección del gas del skimmer	215 mil m ³ /año por unidad (95%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓				
15	Deshidratador	Conexión tubería del deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor	22 mil m ³ /año por unidad (90%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓				
16	Deshidratador	Reemplazo de unidades deshidratadoras de glicol con inyección de metanol	23 mil m ³ /año por unidad (90%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓				
17	Deshidratador	Uso de deshidratadores desecantes portátiles en pozos de producción	54 mil m ³ /año por aplicación (>90%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓				
18	Deshidratador	Deshidratadores cero emisiones	890 mil m ³ /año por aplicación (100%)	20.000 - 60.000	✓	✓	✓				
19	Deshidratador	Optimización de la circulación de glicol e instalación de separadores de tanque flash en deshidratadores de glicol	510 mil m ³ /año por optimización y 170 mil m ³ /año por separador (90%)	10.000 - 50.000	✓	✓	✓				
20	Deshidratador, pozos, tuberías	Sustitución de bombas de gas por bombas eléctricas	84 mil - 226 mil m ³ /año por bomba (100%)	2.000 - 15.000	✓	✓	✓				
21	Controles	Convertir controles neumáticos en controles mecánicos	65 mil m ³ /año por controlador (95%)	1.000 - 5.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
22	Deshidratador	Reemplazo de deshidratadores de glicol por deshidratadores desecantes	16 mil m ³ /año por unidad (90%)	10.000 - 50.000	✓	✓	✓				
23	Controles (presión, caudal, otros)	Sustitución de controles neumáticos de gas por controles de aire comprimido	566 mil m ³ de CH ₄ /año por instalación (100%)	50.000 - 60.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
24	Pozo	Conexión del cabezal del pozo a una unidad de recuperación de vapor	206 mil m ³ /año por pozo (98%)	1.000 - 10.000	✓		✓				
25	Pozo	Instalación de sistemas de elevación de gas por émbolo	325 mil m ³ /año por pozo (65%)	1.000 - 10.000	✓		✓				
26	Pozo	Instalación de compresores para capturar el gas en la cabeza de pozo	930 mil m ³ /año por compresor (>90%)	10.000 - 50.000	✓		✓				

No	Fuente de emisión	Tecnología de reducción	Potencial de reducción de metano	CAPEX (USD)	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
27	Pozo	Alternativas para eliminar el fluido acumulado y mejorar el flujo en pozos de gas	14 mil - 725 mil m ³ /año por pozo	10.000 - 70.000	✓		✓				
28	Buques	Uso de motores eficientes para la propulsión de buques metaneros	50%	10.000			✓			✓	
29	Compresores	Sustitución de compresores tradicionales por eléctricos	185 mil m ³ /año por compresor (100%)	1.200.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
30	Compresores	Instalar arrancadores de motores eléctricos	38 mil m ³ /año por sistema de arranque (100%)	1.000 - 10.000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Créditos:

Secretario Ejecutivo:

Andrés Rebolledo Smitmans

Director de Estudios, Proyectos e Información:

Fitzgerald Cantero Piali

Esta investigación fue elaborada por:

Fernando Anaya

Gastón Siroit

Daniela Macas

La Nota Técnica fue editada por:

Sebastián Lattanzio

olade

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE

