



Gas natural de bajas en emisiones en América Latina y el Caribe

olade

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZACAO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE

CAF

BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Créditos



Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo

Equipo:

Gastón Siroit

Fernando Anaya

Anabella Ruiz



Sergio Díaz – Granados
Presidente Ejecutivo

Equipo:

Fernando Branger

Juan Ríos

Cristian Grisales

Diseño y Diagramación:
Candelaria Quesada

Contenido

Acrónimos	5	3.3 Resultados: impacto gas natural bajo en emisiones	34
1.1 Contexto	6	4. Ambición y requerimientos de inversión	40
1.2. Cadena de valor del gas natural en América Latina y el Caribe	6	4.1 Etapas de las necesidades de inversión del GNBE	40
1.3. Emisiones GEI de la industria	7	4.2 Necesidades de inversión según escenarios de reducción de emisiones	42
1.4. Impacto de la certificación del GNBE	7	4.3 Niveles de ambición para una certificación del GNBE	52
1.5. Requerimientos de inversión	8	5. Alternativas de certificación	59
2. Cadena de valor del gas natural	11	5.1 Justificación de certificación de reducción de emisiones	60
2.1 Segmentos de la cadena de valor del gas natural	11	5.2 Certificaciones de emisiones en el gas natural: perspectiva global	60
2.2 Infraestructura instalada en ALC	17	5.3 Acuerdos para la descarbonización del gas natural	66
2.3 Factores de emisión de la cadena de valor del gas natural	26	5.4 Componentes de una certificación	71
3. Análisis de impacto GNBE	32	5.5 Etapas de implementación	74
3.1 Fundamentos del análisis de impacto GNBE para ALC	32	5.5 Arreglos institucionales	76
3.2 Metodología	32	6. Hoja de ruta para la certificación del GNBE	78

6.1 Limitantes para certificar el gas en ALC	78
6.2 Marco estratégico para la certificación	81
6.3 Plan de acción	84
7. Referencias	90
8. Anexos	96
8.1. Gasoductos nacionales con operación en países de ALC	96
8.2. Medidas de reducción de emisiones de metano industria del GN	98
8.3. Costos de inversión tecnologías reducción emisiones de CH4	102
8.4. Entes reguladores sector gas natural países de ALC	106
8.5. Organismos de certificación países de ALC	107



Acrónimos

ALC	América Latina y el Caribe
BAU	Business AS Usual (línea base)
CH4	Metano
CO2	Dióxido de carbono
CO2e	Dióxido de carbono equivalente
CVGN	Cadena de valor del gas natural
EGS	Gobernanza medioambiental, social y empresarial (por sus siglas en inglés)
GEI	Gases de efecto invernadero
GFMR	Alianza Mundial para la Reducción de la Quema y de las Emisiones de Metano (por sus siglas en inglés)
GHG	Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (por sus siglas en inglés)
GMI	Iniciativa Global de Metano (por sus siglas en inglés)
GMP	Compromiso Global sobre el Metano (por sus siglas en inglés)
GN	Gas natural
GNBE	Gas natural bajo en emisiones
GNL	Gas natural licuado
GWP	Potencial de Calentamiento Global (Global Warming Potential)
H2O	Agua
IPIECA	Asociación Global del Sector del Petróleo y el Gas
LGN	Líquidos de Gas Natural

Mt	Millones de toneladas
N2O	Óxido nitroso
NDC	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (por sus siglas en inglés)
O3	Ozono
OEMLAC	Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe
OGCI	Iniciativa Climática de Petróleo y Gas (por sus siglas en inglés)
OGMP	Alianza para el Metano de Petróleo y Gas (por sus siglas en inglés)
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
VCS	Estándar de Carbón Verificado (por sus siglas en inglés)

1 Resumen ejecutivo

1.1 Contexto

El gas natural se posiciona como el principal combustible de transición al emitir menos de la mitad de CO₂ que el carbón y el gas natural emite 20% menos que los combustibles líquidos. No obstante, su mayor impacto climático no radica en las emisiones generadas durante su uso, sino en las emisiones de CH₄ asociadas a su cadena productiva. En este contexto, la certificación del gas natural de bajas emisiones (GNBE) emerge como un mecanismo que permite a la cadena de valor alinearse con los objetivos de producción de la industria y los compromisos climáticos globales y regionales de descarbonización.

Para lograr una producción de gas con bajas emisiones resulta indispensable implementar sistemas de certificación en toda la cadena de valor. Este documento establece los lineamientos necesarios para aplicar este proceso en la región de América Latina y el Caribe (ALC), garantizando una transición hacia prácticas más sostenibles. La metodología incluyó una revisión documental sobre factores de emisión por segmento de la industria gasífera, mejores prácticas internacionales en tecnologías de mitigación, sistemas de certificación globales e iniciativas de reducción de emisiones. Adicionalmente, se analizaron datos para proyectar emisiones sectoriales, evaluar el impacto de escenarios de reducción, calcular costos base actuales y de inversión para diferentes niveles de mitigación de GEI, así como establecer metas progresivas de reducción organizadas en periodos específicos de certificación.

Este proceso permitió comprender la estructura actual de la cadena de valor en ALC, evaluar el impacto ambiental de la industria tanto en escenarios regulados como no regulados, estimar los recursos financieros necesarios según

distintos grados de ambición y definir alternativas concretas de certificación. Como resultado, se propone una hoja de ruta para la implementación de la certificación GNBE en la región, diseñada bajo un enfoque escalable que integra los criterios técnicos y las mejores prácticas internacionales que aseguran una adaptación contextualizada y estratégica a las particularidades de ALC.

1.2. Cadena de valor del gas natural en América Latina y el Caribe

La cadena de valor del gas natural (GN) se estructura en tres etapas interconectadas: *upstream*, que abarca la extracción y procesamiento inicial del gas; *midstream*, que transporta el gas comprimido mediante gasoductos hacia plantas de licuefacción o mercados internacionales; y *downstream*, que gestiona el transporte marítimo y regasificación del GN para su posterior distribución a los usuarios finales. A continuación, se describe la infraestructura instalada en la región, según segmento.

Segmento *upstream*

ALC cuenta con 577 unidades de extracción y producción de gas natural, operadas por más de 90 empresas. Durante 2023, la producción regional alcanzó los 197,6 billones de m³, concentrada principalmente en Argentina, México, Venezuela, Trinidad y Tobago, y Brasil, máximos productores de la región.

Segmento *midstream*

En la ALC hay 89 gasoductos administrados por 54 empresas: 73 son nacionales y 16 binacionales (para exportación e importación). La capacidad total de transporte es de 3,5 billones de m³ diarios, con Argentina, Colombia y México como los países con mayor infraestructura.

Trinidad y Tobago alberga la sexta planta de licuefacción más grande del mundo, lo que influye en la economía y producción de gas en ALC; junto con Perú, el segundo país con planta de licuefacción, exportaron 15,8 billones de m³ de GNL en 2023. Los principales mercados de exportación de Perú fueron Reino Unido, Corea del Sur, España y Francia, mientras que Trinidad y Tobago abasteció a países de la Unión Europea, Chile y países de ALC.

Segmento *downstream*

En 2023, ALC movilizó 257 buques metaneros de gran capacidad (más de 210 000 m³ de GNL cada uno). De estos, se estima que el 49 % se destinó a exportaciones y el 51 % a importaciones.

La región cuenta con 22 terminales de regasificación distribuidas en 10 países, con una capacidad total de 76,5 millones de m³ anuales; Argentina, Brasil y México concentran el 75 % de esta capacidad. El almacenamiento en estas terminales suma 3,7 millones de m³, distribuidos en 68 tanques. En 2023, ALC importó 16,7 billones de m³ de GNL para regasificación. De esta cantidad, el 46 % se concentró en Argentina, Brasil y Chile.

Figura 1. Países vinculados a la cadena de valor del gas natural en ALC



1.3. Emisiones GEI de la industria

A nivel global, el *midstream* registra las mayores emisiones con 0,57 tCO₂e/t GN, que representa el 36 %, seguido por los segmentos *upstream* con 0,54 tCO₂e/t GN (34 %) y el *downstream* con 0,47 tCO₂e/t GN (30 %). En el *midstream*, las emisiones se distribuyen equitativamente en un 52 % para el proceso de licuefacción y un 48 % para la transmisión de gas a través de gasoductos, mientras que, en el *upstream*, el 75 % de las emisiones ocurre en el proceso de extracción y el 25 % en la etapa de procesamiento del gas natural.

Estimaciones indican que la distribución de emisiones en ALC tiene un patrón diferenciado. El segmento *upstream* concentra el 58 % del total de emisiones de CO₂e, muy por encima del *midstream* (30 %) y del *downstream* (12 %). Esta variación de valores responde principalmente a diferencias tecnológicas, condiciones geográficas particulares y características específicas de los yacimientos, propias de la región.

A nivel desagregado, se encuentra una mayor proporción de emisiones de CH₄ en las operaciones *upstream*, mientras que el *midstream* presenta mayores emisiones de CO₂.

Tabla 1. Factores de emisión (GWP, 20 años) por segmentos de la cadena de valor

Segmento	CH4 equivalente para un GWP de 20 años				CO2	Total CO2e
	Fugitivas	Ventiladas	Combustión	Total CH4		
Upstream	0,172	0,4292	-	0,6012	0,2654	0,867
Midstream	0,0125	0,4292	-	0,0322	0,4170	0,449
Downstream	0,0166	0,4292	0,0368	0,0685	0,1166	0,185
	0,2010	0,4640	0,0368	0,7019	0,7990	1,501

Fuente: IPCC (2023).

1.4. Impacto de la certificación del GNBE

El impacto de la certificación GNBE se evaluó mediante un escenario BAU ("Business As Usual") y tres de reducción de emisiones proyectados al 2050: el primero (conservador) reduciría entre 30 % y 40 % las emisiones fugitivas de metano; el segundo (promedio) disminuiría entre un 60 y 70 % las emisiones ventiladas; y el tercero (optimista) eliminaría el 100 % de ambas emisiones. Las proyecciones indican que, bajo el BAU, la industria regional emitiría 183 MtCO₂e de CH₄ y 117 MtCO₂ para 2050, valores que se mitigarían progresivamente según el nivel del escenario adoptado, con variaciones entre segmentos y procesos. El segmento *upstream* tendría el mayor potencial de mitigación, seguido por el *midstream*, mientras que el *downstream* registra los valores más bajos, según se describe a continuación.

En el segmento *upstream*, el escenario 1 reduciría las emisiones de CH₄ en 48 MtCO₂e hacia 2050, equivalente al 28 % de las emisiones totales del segmento; el 2 mitigaría 106 MtCO₂e de CH₄ (61 % del total), mientras que el 3 lograría la neutralización completa de las emisiones de metano (173 MtCO₂e), distribuidas en un 90 % para operaciones extractivas y un 10 % para el procesamiento de gas. En relación con las emisiones de CO₂, las reducciones proyectadas para 2050 serían de 22,9 MtCO₂ bajo el escenario 1, 45,9 MtCO₂ en el 2, y 76,5 MtCO₂ en el 3.

En el segmento *midstream*, el escenario 1 reduciría 2,95 MtCO₂e de CH₄ para 2050 (evitando el 37 % de las emisiones), mientras que el 2 mitigaría 4,21 MtCO₂e (53 %) y el 3 alcanzaría 7,96 MtCO₂e. Del total, el 98,8 % corresponde a transporte por gasoductos y el 1,2 % al proceso de licuefacción. En cuanto al CO₂, las reducciones serían de 11,4 MtCO₂ (escenario 1), 22,7 MtCO₂ (escenario 2) y 37,9 MtCO₂ (escenario 3) para el mismo horizonte temporal.

En el segmento *downstream*, el escenario 1 evitaría la emisión de 0,33 MtCO₂e de CH₄ hacia 2050 (23 % del total), el 2 reduciría 0,72 MtCO₂e (50 %) y el 3 alcanzaría 1,45 MtCO₂e, con un 75 % vinculado al transporte marítimo de gas y el 25 % restante a procesos de regasificación. Respecto al CO₂, las reducciones proyectadas serían de 0,7 MtCO₂ (escenario 1), 1,5 MtCO₂ (escenario 2) y 2,4 MtCO₂ (escenario 3) para el mismo periodo.

Tabla 2. Reducción de las emisiones de CH₄ y CO₂ al 2050

Segmento	Actividad	CH ₄ (MtCO ₂ e)			CO ₂ (MtCO ₂)		
		Escenario			Escenario		
		1	2	3	1	2	3
<i>Upstream</i>	Extracción	43	95	156	14,58	29,16	48,59
	Procesamiento	5	11	17	8,37	16,74	27,90
	Total	48	106	173	22,95	45,9	76,49
<i>Midstream</i>	Gasoductos	2,92	4,15	7,86	7,74	15,48	25,80
	Licuefacción	0,04	0,06	0,10	3,63	7,26	12,10
	Total	2,96	4,21	7,96	11,37	22,74	37,90
<i>Downstream</i>	Transporte (marítimo)	0,20	0,54	1,08	0,5	1,0	1,6
	Regasificación	0,14	0,18	0,36	0,2	0,5	0,8
	Total	0,34	0,72	1,44	0,70	1,50	2,40

1.5. Requerimientos de inversión

El análisis de necesidades de inversión se desarrolló en dos etapas: la primera calcula el costo total a 2050 para los escenarios de reducción de GEI (CH₄ y CO₂) y la segunda desagrega estos costos en tres niveles de ambición con metas específicas por fuente de emisión, alineadas a periodos de certificación del GNBE (2025-2030, 2030-2040 y 2040-2050). Esta gradualidad permitiría a los actores de la cadena del gas natural planificar inversiones progresivas, equilibrando costos con metas de reducción de emisiones fugitivas y ventiladas.

Figura 2. Metas de certificación del GNBE, según periodo, tipo y fuente de emisión de GEI

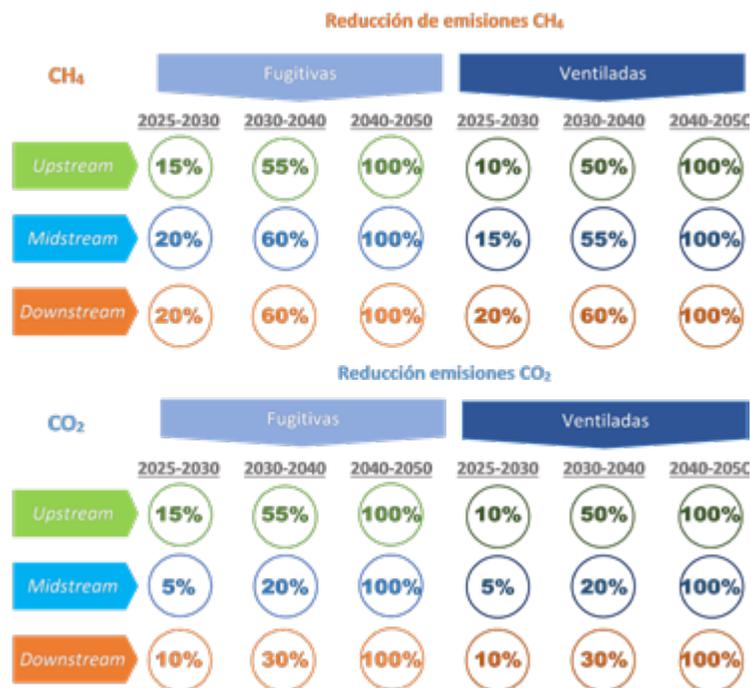


Tabla 3. Inversión total para la reducción de CH₄ y CO₂ en la industria del GN a 2050

Segmento	Escenarios	Inversión CH ₄ (USD millones)	Inversión CO ₂ (USD millones)	Inversión total (USD millones)	% Inversión CH ₄	% Inversión CO ₂
Upstream	1	5216	3	5219	99,95 %	0,05 %
	2	7278	8	7286	99,89 %	0,11 %
	3	19,296	25	19,321	99,87 %	0,13 %
Midstream	1	224	1768	1992	11,23 %	88,77 %
	2	591	6943	7534	7,85 %	92,15 %
	3	1222	24,150	25,372	4,81 %	95,19 %
Downstream	1	30	103	133	22,34 %	77,66 %
	2	1516	1751	3267	46,40 %	53,60 %
	3	4307	4303	8610	50,03 %	49,97 %

Bajo un escenario de cero emisiones en 2050, el segmento *downstream* presenta el mayor costo incremental de reducción de GEI (47 % sobre el costo base), asociado a transporte, regasificación y almacenamiento de gas. En el *upstream*, la mitigación de CH₄ implica un incremento del 23 % respecto al costo base, mientras el *midstream* registra el mayor impacto por reducción de CO₂, con un 63 % adicional.

Tabla 4. Costo incremental del GNBE al 2050 para los segmentos de la industria respecto al costo base de producción

Segmento	Escenarios	Costo incremental CH ₄ (USD/m ³)	Costo incremental CO ₂ (USD/m ³)	% Costo CH ₄	% Costo CO ₂
Upstream	Costo base		0,1601	-	-
	1	0,0129	0,00001	7,5 %	6,2x10-03 %
	2	0,0180	0,00002	10,1 %	0,01 %
	3	0,0477	0,00006	23 %	0,03 %
Midstream	Costo base		0,1700	-	-
	1	0,0007	0,0230	0,4 %	7 %
	2	0,0019	0,0620	1,1 %	23 %
	3	0,0040	0,3010	2,3 %	63 %
Downstream	Costo base		0,1600	-	-
	1	0,0010	0,0030	0,6 %	0,6 %
	2	0,0503	0,0580	23,9 %	23,9 %
	3	0,1425	0,1430	47,1 %	47,1 %

1.5.1 Necesidades de inversión según escenarios de reducción de emisiones al 2050

Alcanzar cero emisiones de GEI (CH₄ y CO₂) para 2050 requerirá una inversión total de USD 19,321 millones en el segmento *upstream* (aproximadamente USD 772 millones anuales); en el *midstream* la inversión se eleva a USD 25,371 millones (USD 1015 millones por año), y en *downstream* se estima una inversión de USD 8610 millones (cerca de USD 344 millones anuales).

Para el segmento *upstream*, el 99,9 % de las inversiones estarían dirigidas a la reducción de emisiones de CH₄. Contrario ocurre en el *midstream*, donde la mayor se inclina hacia la reducción de emisiones de CO₂, que representa cerca del 95 % del total. Y en el *downstream* los requerimientos de inversión para la mitigación de emisiones de CH₄ y CO₂ se distribuyen de manera más equitativa.

1.5.2 Necesidades de inversión de CH₄ y CO₂ según periodos de certificación

En el segmento *upstream*, las inversiones para reducir el CH₄ se concentran en fuentes fugitivas y ventiladas, con requerimientos que crecen exponencialmente: las fugitivas demandarían USD 887 millones (2025-2030), USD 2,020 millones (2030-2040) y USD 5,134 millones (2040-2050), mientras las ventiladas aumentarían de USD 845 millones a USD 7,716 millones en el mismo periodo. Invertir en la reducción de CO₂ es mínimo (USD 1,3 millones a USD 20 millones), focalizado en operaciones extractivas.

En el *midstream*, las inversiones para la reducción de emisiones de CO₂ dominan las necesidades de inversión, especialmente en emisiones ventiladas, que alcanzan USD 14,773 millones para el periodo 2040-2050, superando 28 veces las inversiones en CH₄ para el mismo periodo (USD 527 millones). La reducción de emisiones fugitivas de CO₂ también demanda inversiones importantes, pasando de USD 404 millones (2025-2030) a USD 4,109 millones (2040-2050).

En el *downstream*, las mayores inversiones se destinarían a reducir las emisiones ventiladas, tanto para CH₄ (USD 3,328 millones en 2040-2050) como para el CO₂ (USD 2,999 millones), asociadas a transporte marítimo y regasificación. Las fugitivas, en cambio, representan una fracción menor (CH₄: USD 41 millones; CO₂: USD 179 millones en 2040-2050). La distribución total por periodo evidencia que el *upstream* requiere priorizar CH₄, el *midstream* enfocarse en CO₂, y el *downstream* equilibrar inversiones para reducir ambos gases con énfasis en etapas finales de la cadena.

Tabla 5. Distribución de las inversiones según periodos de certificación

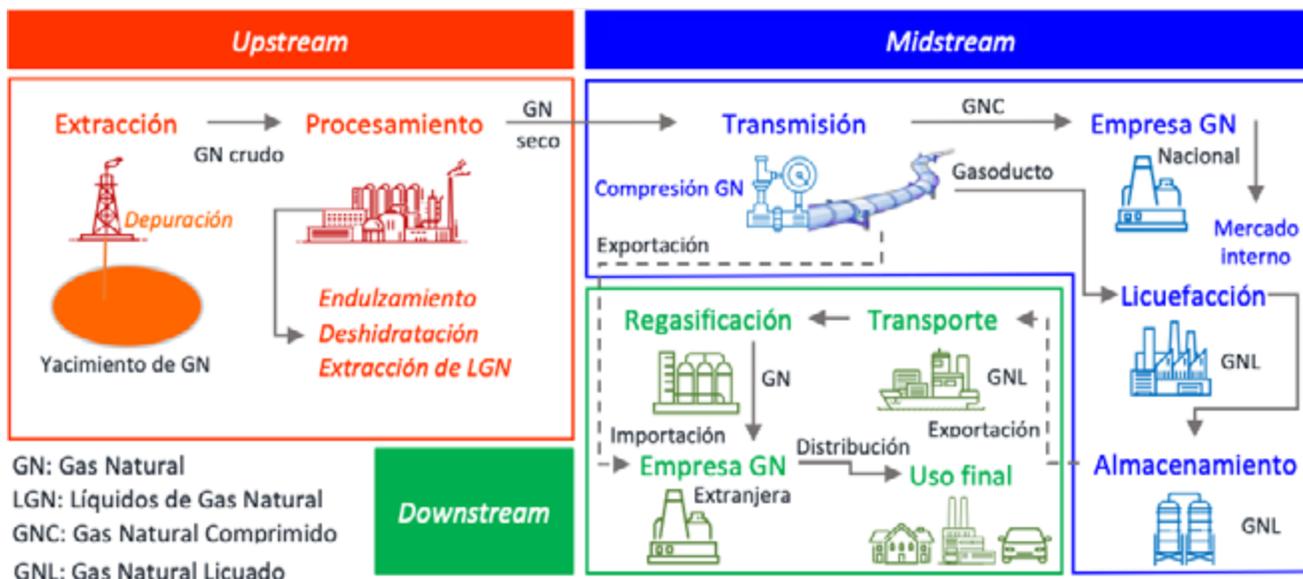
Segmento	Fuente	Reducción de CH ₄ (USD millones)			Reducción de CO ₂ (USD millones)		
		Periodos			Periodos		
		2025-2030	2030-2040	2040-2050	2025-2030	2030-2040	2040-2050
Upstream	Fugitiva	887	2020	5134	0,4	1,0	5
	Ventilada	845	2694	7716	0,9	2,8	15
	Total	1732	4715	12,849	1,3	3,8	20
Midstream	Fugitiva	51	82	202	404	648	4109
	Ventilada	106	253	527	1240	2975	14,773
	Total	157	335	730	1644	3623	18,882
Downstream	Fugitiva	7	11	41	24	38	179
	Ventilada	271	650	3328	313	751	2999
	Total	278	661	3369	337	789	3178

2 Cadena de valor del gas natural

2.1 Segmentos de la cadena de valor del gas natural

La cadena de valor del GN es una actividad productiva que engloba una serie de procesos destinados a asegurar el suministro de este recurso a los consumidores finales. Como se ha mencionado, el segmento *upstream* abarca la producción de GN, incluyendo actividades de extracción y procesamiento; el *midstream* de la transmisión del GN comprimido a través de gasoductos de gran diámetro, destinado a plantas de licuefacción o a empresas de GN nacionales o extranjeras para el mercado de exportación y, el *downstream* comprende todas las actividades relacionadas con el transporte para el mercado de exportación, regasificación y distribución del GN, orientados a poner este recurso a disposición de los usuarios finales. La siguiente figura conceptualiza la cadena de valor del GN para ALC.

FIGURA 3 Cadena de valor del gas natural para ALC



Fuente: elaboración propia con base en Castrejón et al. (2022). La Industria del Gas en ALC. Ministry of Energy and Energy Industries T&T (2024). The LNG Value Chain. ENAGAS (2023). Cadena de Valor.

A continuación, se describen las actividades involucradas en cada segmento de la cadena de valor.

2.1.1 Segmento upstream. Extracción de gas natural

La primera etapa del proceso de producción es la extracción, que implica la obtención de gas natural crudo a través de pozos perforados en alta mar (*offshore*) o en tierra (*onshore*). El gas fluye desde el yacimiento subterráneo hasta la boca de pozo¹ mediante bombeo. En la boca de pozo, el gas se conecta a un sistema de depuración diseñado para eliminar arena y otras impurezas de partículas grandes. Además, los depuradores permiten separar el gas natural del petróleo cuando estos están asociados (Lockhart *et al.*, 1987).

Posteriormente, el gas pasa por un sistema de calefacción para asegurar que su temperatura no caiga por debajo de la temperatura de formación de hidratos². Finalmente, el gas es transportado a una planta de procesamiento que puede estar ubicada a varios kilómetros de distancia del lugar de extracción (Stewart, 2014; EIA, 2022).

» Procesamiento del gas natural

La operación tiene como objetivo separar impurezas, agua e hidrocarburos líquidos para producir lo que se conoce como “gas natural seco”, y así, cumpla con los estándares de calidad necesarios para su transporte y uso final. El pro-

¹ Una boca de pozo de gas natural, también conocida como “cabeza de pozo” o “cabeza de producción” es la estructura ubicada en la superficie que cubre el extremo superior de un pozo de gas natural. Es el punto donde el gas natural y otros fluidos producidos en el pozo emergen hacia la superficie y conectan con el sistema de pretratamiento y transporte de gas. La boca de pozo permite regular la producción de gas a través de un sistema de válvula y tuberías.

² Los hidratos son compuestos sólidos o semisólidos que se asemejan a cristales parecidos al hielo, que pueden bloquear el sistema de tuberías de transporte de GN.

ceso implica tres etapas.

Se empieza con el endulzamiento o la eliminación de gases ácidos (o gases amargos) del gas natural crudo. Estos gases incluyen el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S), los cuales son indeseables debido a sus efectos corrosivos en los ductos de transporte (gasoductos) y la reducción de la calidad energética del gas natural (Skone *et al.*, 2014; Kidnay y Parrish, 2006). Uno de los métodos predominantes para llevar a cabo el endulzamiento es mediante la absorción química basada en aminas, que se realiza en una torre, donde la solución de amina entra por la parte superior y el gas amargo por la parte inferior. Los componentes ácidos del gas son impregnados por la solución de amina, mientras que el gas dulce sale por la parte superior de la torre. Posteriormente, las aminas se regeneran en una segunda torre para ser reutilizadas en el ciclo de absorción (Gutiérrez *et al.*, 2013).

Luego, se pasa a la deshidratación, donde se elimina el agua presente en el gas natural crudo. En un proceso típico de deshidratación, se utiliza un recipiente deshidratador donde una solución a base de glicol entra en contacto con el flujo de gas natural crudo. El glicol absorbe el agua, que luego se separa por gravedad para ser extraído del sistema. A continuación, se emplea una columna de extracción donde la solución de glicol se calienta para expulsar el agua y regenerar el glicol, que se recircula de nuevo al recipiente deshidratador (Skone *et al.*, 2014).

La tercera fase implica la separación de los Líquidos de Gas Natural (LGN), que son hidrocarburos compuestos exclusivamente de carbono e hidrógeno, incluyendo etano, propano, butano, isobutano, pentano y pentano plus (conocido como gasolina natural). Existen dos técnicas principales para extraer los LGN de la corriente de gas natural: el método de absorción, es similar al utilizado en la deshidratación, pero emplea un aceite absorbente en lugar de glicol y el proceso criogénico implica la reducción de la temperatura de la corriente de gas y la expansión de los gases mediante una turbina. La disminución de la tempe-

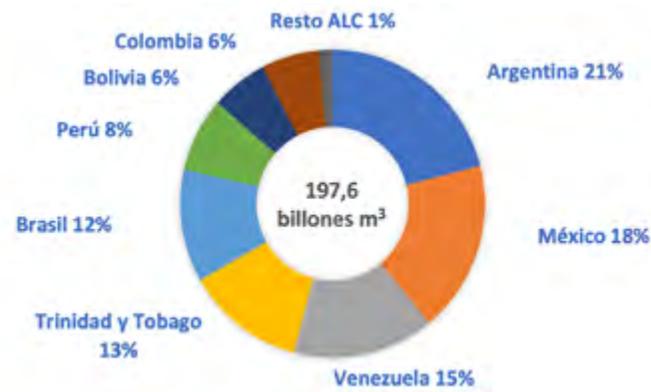
ratura condensa los hidrocarburos en la corriente de gas, facilitando su separación (Khan e Islam, 2007).

Los LGN se comercializan a industrias intermedias que fraccionan los hidrocarburos en plantas de fraccionamiento y los preparan para diversas aplicaciones industriales y de consumo final. El etano se utiliza principalmente para la producción de etileno, que luego se convierte en plástico. El propano, además de ser empleado en calefacción, sirve como materia prima en la industria petroquímica. Tanto el propano y el butano se utilizan para producir Gas Licuado de Petróleo (GLP), que es utilizado como combustible en hogares e industrias. La gasolina natural (pentanos plus) puede mezclarse con diversos tipos de combustibles para motores de combustión interna y es valiosa en la recuperación de energía de pozos y arenas bituminosas (EIA, 2012).

» Producción de GN en ALC

En 2023 ALC produjo 197,6 billones de m³ de gas natural, con el 99 % de la producción concentrada en ocho países: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, México, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela. El 1 % restante se agrupa en Barbados, Belice, Chile, Cuba, Ecuador, Guatemala y Surinam. Para ese año, Argentina y México lideraron la mayor participación en la producción de GN en la región, seguidos por Venezuela, Trinidad y Tobago y Brasil. A continuación se muestra la participación de los países en la producción de GN.

FIGURA 4 Participación producción de gas natural países de ALC (2023)



Fuente: elaboración propia basándose en estadísticas del Energy Institute (2024). Statistical Review of World Energy

2.1.2 Segmento midstream

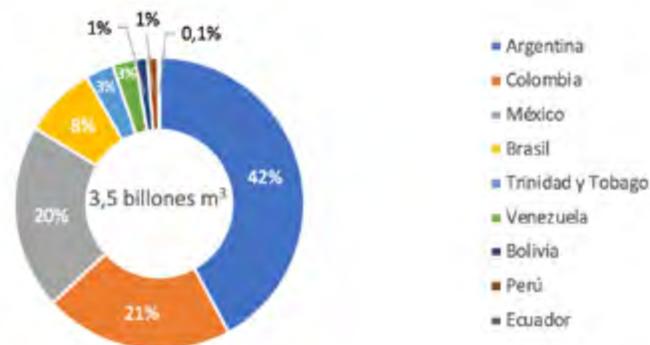
» Transporte de gas natural

El gas natural se comprime y transporta a través de gasoductos, que son conductos de acero al carbono de alta elasticidad y que pueden estar ubicados en la superficie terrestre, enterrados o incluso encontrados en el fondo del mar. Estos gasoductos se utilizan para llevar el gas natural comprimido a estaciones de licuefacción, empresas distribuidoras nacionales y para el intercambio comercial con países vecinos. Para comprimir el gas, el sistema de gasoductos está compuesto por estaciones de compresión y control, las cuales se distribuyen cada 80 a 160 km a lo largo del trazado del gasoducto. Estas estaciones están equipadas con compresores que compensan las pérdidas de presión que ocurren a lo largo del recorrido y así garantizar un flujo adecuado del gas (Skone *et al.*, 2014).

En la región, los gasoductos tienen una capacidad total de transporte de 3,5 billones de m³ por día. Estos gasoductos se distribuyen en nueve países, concentrando la

mayor capacidad de transporte en Argentina, Colombia y México, como se muestra en la figura a continuación.

Figura 5 Participación por país en capacidad de transporte por gasoducto



Fuente: Global Energy Monitor (2024). Infraestructura global de gas.

» Licuefacción

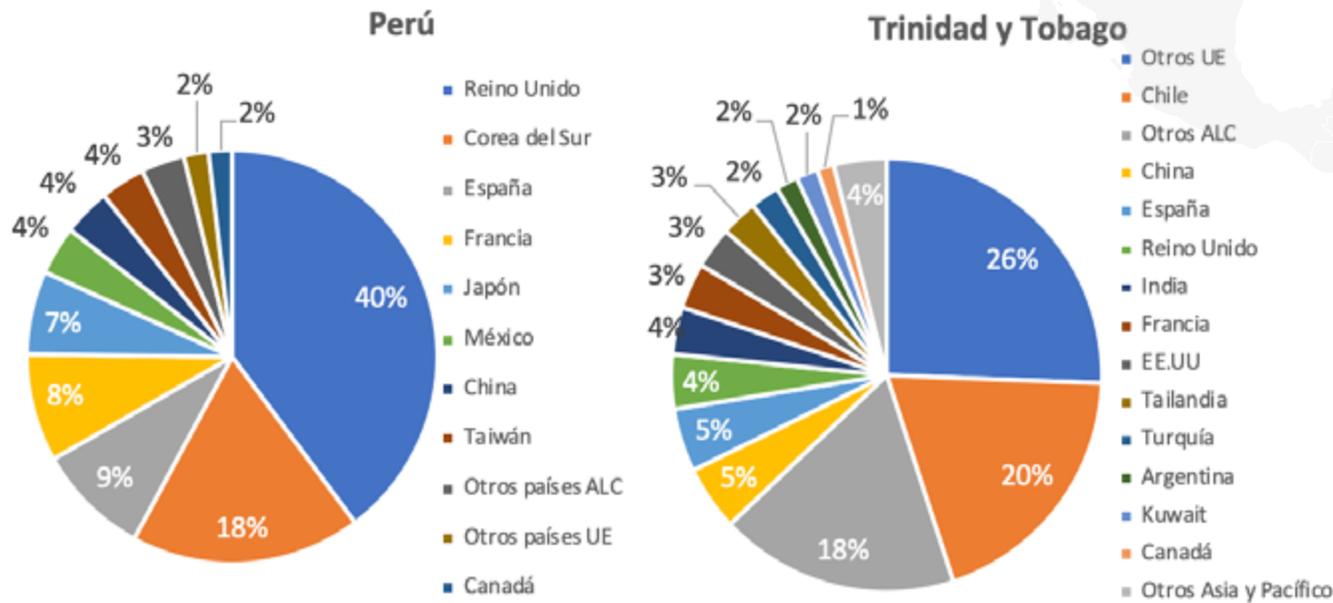
La licuefacción implica enfriar el GN a aproximadamente -162 °C para convertirlo en GNL, permitiendo su almacenamiento y posterior transporte. Su volumen es aproximadamente 600 veces menor que en estado gaseoso, lo que facilita su comercio internacional marítimo a largas distancias.

Cabe destacar que la licuefacción puede llevarse a cabo tanto en tierra firme (*onshore*) como en instalaciones marinas (*offshore*). La elección entre una u otra ubicación depende de factores, como la disponibilidad de recursos, consideraciones ambientales, costos logísticos y la proximidad a los yacimientos de gas. Independientemente de la ubicación, las técnicas aplicadas para la licuefacción del gas dependerán del sitio específico y de las condiciones particulares del entorno. En el caso de la licuefacción *onshore*, las instalaciones suelen incluir plantas de procesamiento y unidades de licuefacción que pueden estar integradas con otras instalaciones de producción de gas. En

la licuefacción *offshore*, se utilizan plataformas marinas especialmente diseñadas que operan en alta mar para procesar y licuar el gas natural extraído de los yacimientos submarinos.

En la región, dos países poseen capacidad de licuefacción para la exportación de GNL: Perú y Trinidad y Tobago. En 2023, ambos países exportaron 15,8 billones de metros cúbicos de GNL, con Trinidad y Tobago representando el 66,2 % del total (Energy Institute, 2024). Los principales mercados de exportación de Perú incluyen al Reino Unido, Corea del Sur, España y Francia, mientras que las exportaciones de Trinidad y Tobago se dirigieron principalmente a diversos países de la Unión Europea, Chile y de ALC, como se detalla en la figura siguiente.

F6 Destinos de exportación GNL (2023)



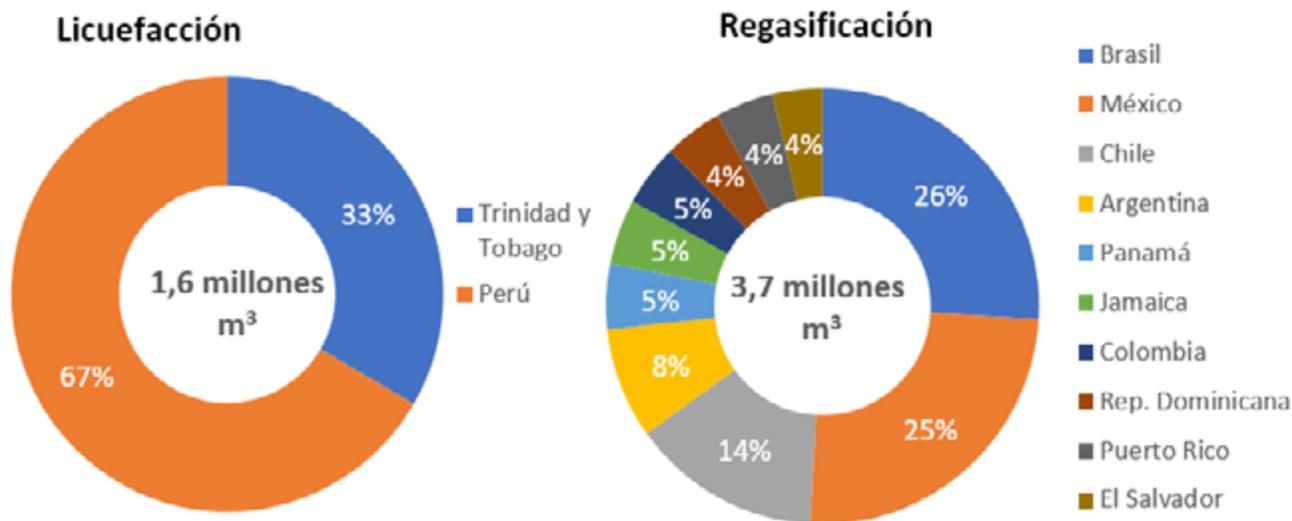
Fuente: elaboración propia basado en estadísticas de Energy Institute. Statistical Review of World Energy.

» Almacenamiento

El proceso de licuefacción ocurre después a fin de equilibrar la cadena de suministro de gas natural, mientras el GNL espera ser despachado a buques metaneros para su exportación. También, se lleva a cabo previo a la regasificación, almacenando el GNL a corto plazo antes de convertirlo nuevamente en gas natural para su distribución.

La región de ALC cuenta con una capacidad total de almacenamiento de 5,3 millones de m³ de GNL. De este total, 70 % está vinculado a plantas de regasificación y el 30 % restante a plantas de licuefacción. La figura a continuación muestra la participación de distintos países en la capacidad de almacenamiento de GNL.

FIGURA 7 Participación capacidad de almacenamiento GNL países ALC



Fuente: GIIGNL (2023). The LNG industry.

2.1.3 Segmento downstream

» Transporte marítimo

El transporte de GNL se realiza a través de buques metaneros, que se distinguen de otras embarcaciones de carga a granel por sus características únicas, como un aislamiento pesado y tanques con temperatura controlada, que les permiten mantener el gas en estado líquido. Estos buques suelen estar equipados con un sistema de propulsión impulsado por turbinas que utiliza el gas de ebullición (BOG³) del propio GNL, combustibles líquidos como el petróleo, o una combinación de ambos.

³ Gas generado debido a la evaporación natural del GNL almacenado a bajas temperaturas.

Sobre la base de los volúmenes de exportación e importación de GNL, se estima que en 2023 la región movilizó cerca de 257 buques metaneros de gran escala, con capacidades de carga superiores a 210,000 m³ de GNL. De este total de buques, 49 % se destinaría a la exportación y el 51 % a la importación de GNL.

» Regasificación

Es el proceso de transformar el GNL en estado gaseoso mediante su calentamiento. Una planta de regasificación puede emplear un intercambiador de calor con agua de mar como medio térmico para elevar la temperatura del GNL y convertirlo a gas. También se utilizan vaporizadores, que hacen circular aire a través de intercambiadores de calor mediante grandes ventiladores para vaporizar el GNL. Además, la regasificación puede llevarse a cabo por medio de calentadores que funcionen con gas natural (Eikens, 2021).

En el año 2023, ALC importó un total de 16,7 billones de m³ de GNL que se destinaría a la regasificación. De esta cantidad, el 46 % se concentró en Argentina, Brasil y Chile, siendo este último país el principal importador de GNL en la región (Energy Institute, 2024). Los mayores mercados de importación incluyen a Estados Unidos, Guinea Ecuatorial, Egipto, Qatar, Reino Unido, Trinidad y Tobago, y Australia. En la siguiente figura se muestra la participación de los países de la región e la importación de GNL.

F8 Participación importación de GNL países ALC (2023)

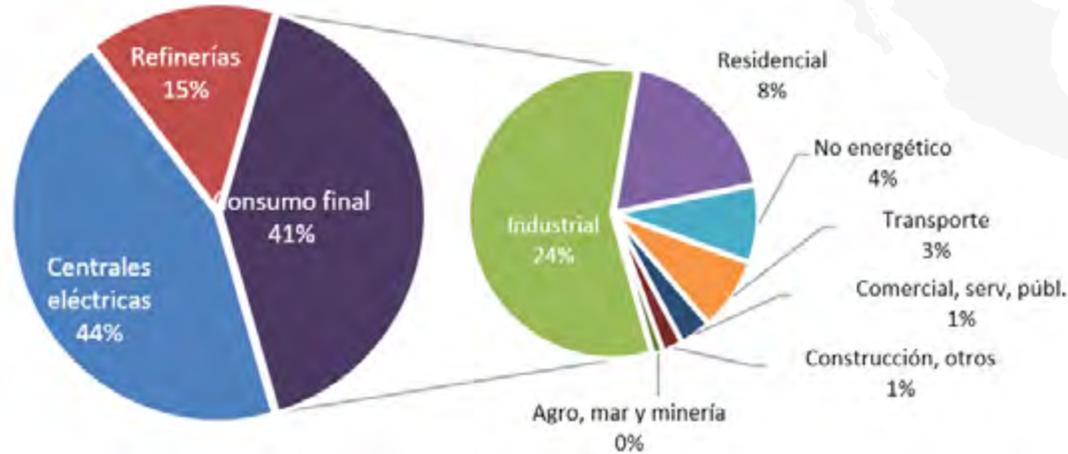


Fuente: elaboración propia basándose en estadísticas del Energy Institute (2024). Statistical Review of World Energy.

» Uso final

En la región, el 44 % del gas natural se utiliza en centrales eléctricas, mientras que el 15 % se destina a refinerías. El restante 41 % corresponde al consumo final, siendo el sector industrial y residencial los principales usuarios de gas, como se detalla en la figura siguiente.

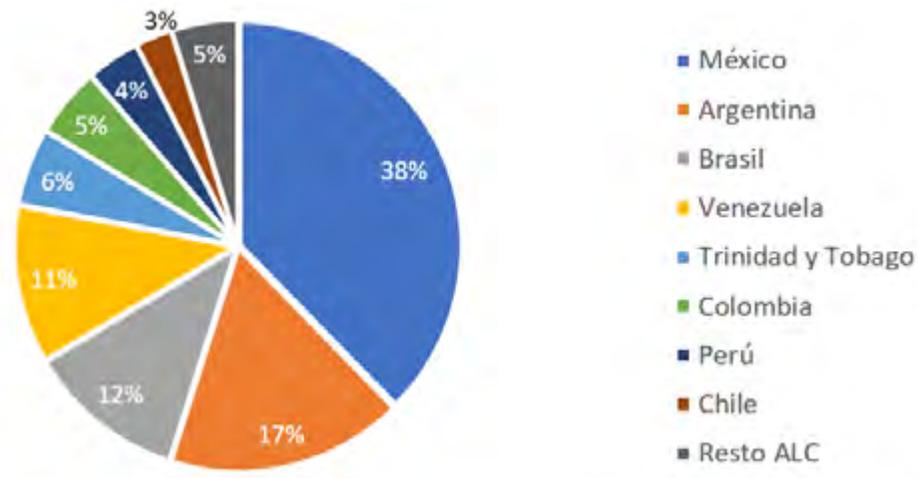
F9 Consumo de gas natural según sector ALC (2022)



Fuente: elaboración propia con base en estadísticas de sieLAC-OLADE. Balance energético resumido: ALC (2022).

En 2023, México, Argentina, Brasil y Venezuela se destacaron como los principales consumidores de gas natural en ALC, agrupando el 78 % del uso total que alcanzó para el mismo año 259.000 millones de metros cúbicos. México, en particular, fue el principal consumidor de gas, como se desglosa en la figura a continuación (Energy Institute, 2024).

F10 Participación del consumo de gas natural en países de ALC (2023)

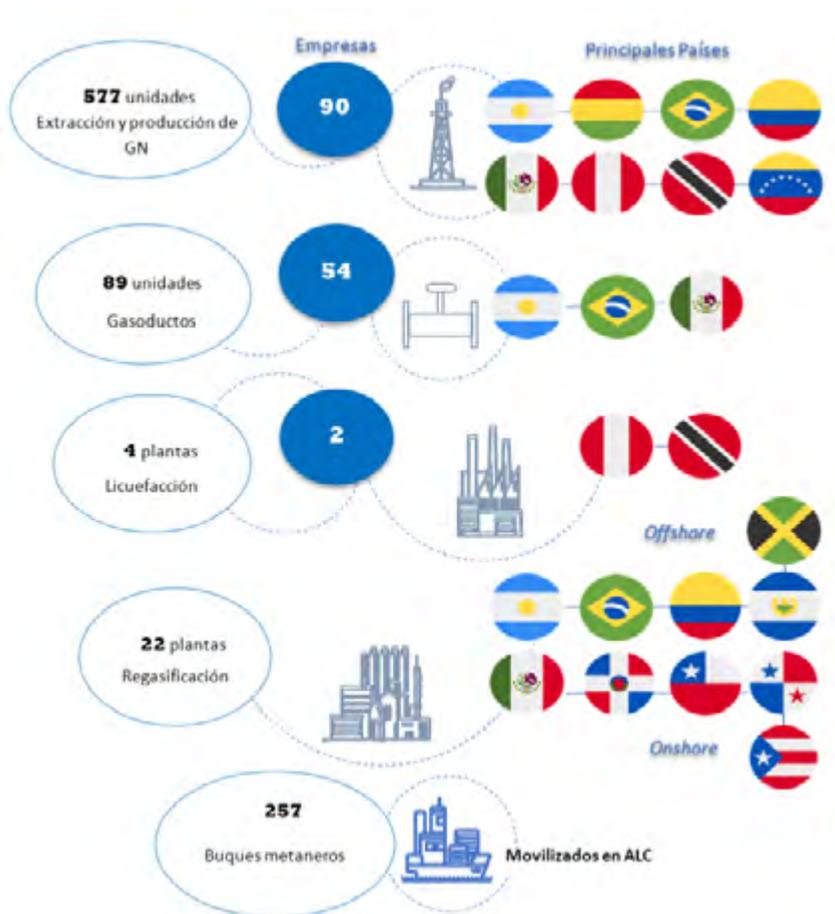


Fuente: elaboración propia basándose en estadísticas del Energy Institute (2024). Statistical Review of World Energy.

2.2 Infraestructura instalada en ALC

El siguiente apartado tiene como propósito presentar una descripción general de la infraestructura asociada a la cadena de valor del gas natural instalada en ALC. La figura a continuación detalla el número de unidades de extracción y producción de GN, los gasoductos, los buques metaneros, las plantas de licuefacción y los terminales de regasificación.

F11 Infraestructura industria del GN en ALC



Fuente: elaboración propia.

2.2.1 Infraestructura upstream

» Extracción y producción de gas natural

En la región, existen alrededor de 577 unidades de extracción y producción de GN manejadas por más de 90 empresas. La tabla a continuación detalla las unidades de producción y principales empresas de GN de ALC.

Tabla 6. Principales empresas productoras de gas natural en ALC

País	Nº de unidades de producción	Nº de empresas operadoras	Principales empresas
Argentina	198	23	YPF SA, Panamericana Energía SL, Total Austral SA
Bolivia	7	5	YPFB, Petrobras Bolivia SA
Brasil	72	11	Petrobras, Shell Brasil Petróleo Ltda.
Colombia	119	25	Ecopetrol SA, Hocol SA, Sierracol Energía Arauca LLC
Ecuador	44	8	PE Petroecuador, Andes Petróleo Ecuador Ltd
México	110	8	PEMEX
Perú	7	6	Pluspetrol, Repsol
Trinidad y Tobago	9	3	BP Trinidad and Tobago LLC
Venezuela	11	6	PDVSA

Fuente: elaboración propia sobre la base de Global Energy Monitor (2024).

Argentina, Perú, Colombia, Bolivia, Brasil, México y Trinidad y Tobago utilizan la técnica de fracturación hidráulica para extraer gas natural. Este método implica perforar un pozo vertical que se extiende horizontalmente a través de la formación geológica. A través de este pozo se inyecta a alta presión una mezcla de agua, arena y productos químicos para fracturar la roca y liberar el gas, permitiendo que fluya hacia el pozo (Taillant, y Valls, 2013). A continuación se muestra un equipo de perforación de pozo que utiliza el método de fracturación para la extracción de gas natural en Argentina por la empresa YPF. Tiene una profundidad de 5.640 metros, de los cuales 2.518 corresponden a la rama horizontal.

Imagen 1. Equipos de perforación de pozos instalados en YPF Argentina.



Fuente: Energy Online (2023).

A continuación, se describe la infraestructura de mayor relevancia en los países productores de GN en ALC.

» Argentina

La infraestructura de extracción terrestre del país se distribuye en cinco cuencas sedimentarias: Cuyana, Noroeste, Golfo de San Jorge, Austral y Neuquina. Esta última incluye la formación geológica no convencional de Vaca Muerta, situada entre las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza. Vaca Muerta es la segunda formación a nivel mundial de recursos no convencionales de gas, con un potencial de 308 billones de pies cúbicos (YPF, 2024; Ministerio de Economía, 2023). Actualmente, aporta cerca del 50 % de la producción total de gas del país, con más de 400 pozos perforados, liderados por la empresa estatal YPF (Ministerio de Economía, 2018). La imagen siguiente muestra un conjunto de pozos de extracción ubicados en la cuenca Neuquina.

Imagen 2. Locaciones de cuatro pozos en la cuenca de Neuquina Argentina.



Fuente: YPF (2024).

Argentina también cuenta con infraestructura de extracción *offshore*. Entre estos se encuentra Vega Pléyade, ubicado en Tierra del Fuego, extremo sur del país a unos 20 km de la costa. El gas se transporta a la planta existente de Río Cullen a través de un conducto oceánico de 24" y se envía a las instalaciones de Cañadón Alfa (27 Km de distancia) por medio de dos tuberías de 24" para ser tratadas (Klinger Saisi Span, 2014). La imagen a continuación muestra las instalaciones de Vega Pléyade.

Imagen 3. Instalación offshore Vega Pléyade, Argentina



Fuente: Total Energies (2016).

» Brasil

Cuenta con una extensa infraestructura instalada en el Campo Unificado Mero, que incluye las plataformas FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading por sus siglas en inglés) como Mero 1,2,3 y 4, así como dos importantes yacimientos en la cuenca de Santos, los Bloques Aram y de Cabo Frio Central (Pires M. y Cesário, J. 2017).

Gestionadas por Petrobras, las plataformas móviles marinas están equipadas con sistemas completos para perforar pozos, adaptados y conectados a diversos sistemas submarinos. En 2022, se desarrollaron operaciones en seis pozos y siete inyectores conectados a las plataformas FPSO. Estas plataformas cuentan con un sistema de reinyección de GN que consiste en embeber un contenido de 45 % de dióxido de carbono (CO₂) para mantener la presión y agilizar la recuperación de gas (Petrobras, 2024).

En alta mar, las plataformas están equipadas con dispositivos claves como, el árbol de navidad mojado, que consta de una serie de válvulas para controlar el flujo de fluidos en el pozo. Utilizan el método de inyección de gas comprimido para elevar los fluidos, con un alcance de hasta 300 metros de profundidad. Además, las plataformas cuentan con múltiples válvulas que se conectan a varios pozos y conduce el producto a un conducto colector de la unidad de producción; así como líneas flexibles elevadoras que transportan los fluidos desde la superficie hasta el lecho marino.

» México

Las actividades de explotación y producción están bajo la administración de empresas productivas del estado como PEMEX, y otras privadas. En el país hay más de 100 campos productores, tanto en aguas someras como en superficie.

Las plataformas de superficie perforan sus pozos utilizando tecnología con base en estudios integrales, evaluando las características geológicas y operativa de *plays* no con-

vencional en cuencas productoras de gas, estos estudios tienen una recepción de datos sísmicos 3D, 2D y de pozos (CNH, 2018).

PEMEX cuenta con la infraestructura necesaria para que el gas natural pase por las tres fases de separación: endulzamiento, recuperación de licuables y fraccionamiento. Luego se comprime y se transporta a través de la red de gasoductos (CNH, 2018).

Imagen 4. Instalaciones de Campo Presal en alta mar



Fuente: Mariano (2024).

En el Campo Sonda de Campeche, se encuentran plataformas fijas de tipo Jacket⁴ que aseguran la estabilidad en aguas someras. También cuentan con plataformas flotantes para optimizar la extracción y producción del gas marino (Mariano, E. 2024).

Dentro de este complejo las plataformas se comunican entre sí y se dividen en varios tipos especializados. Plataformas de perforación, que albergan los equipos de perforación, módulos de habitación, compresión, generación, deshidratadoras, turbobombas y otros. Utilizan tecnología de perforación direccional y horizontal, inyección de agua y gas, y poseen un sistema de monitoreo en tiempo real. Plataformas de producción equipadas con sistemas de separación de tres fases (agua, gas y crudo), además de una

⁴ Armazón de tubos de acero.

plataforma de compresión con cuatro módulos, plantas deshidratadoras y endulzadoras para la conversión de gas amargo. Finalmente, la plataforma de enlace recibe el producto para su almacenamiento y cuenta con un sistema de ductos de conducción y transporte por oleogasoductos de 20" y 30" hasta llegar a las plataformas terrestres (Mariano, E. 2024).

» Colombia

Cuenta con infraestructura instaladas en nueve fuentes de suministro de gas ubicadas en los departamentos de Casanare, Córdoba y La Guajira, incluyendo los campos Chuchupa y Ballena (BMC, 2023).

Imagen 5. Planta de procesamiento de Cupiagua de procesamiento de Cupiagua.



Fuente: Ecopetrol (2024).

En 2022, se perforaron aproximadamente 657 pozos de desarrollo a nivel nacional (BMC, 2024). Estas operaciones llevadas a cabo por la empresa nacional Ecopetrol, en colaboración con algunas empresas privadas.

El *fracking* incluye la inyección de agua a escala comercial en los yacimientos de gas. Por ejemplo, en el departamento de Casanare, el campo Floreña cuenta con interconexión de gas de inyección de Cupiagua y Casiana,

mediante un sistema operativo de apertura y cierre de válvulas, para luego pasar por el proceso de producción que se detalla a continuación (Termoyopal, 2024).

Imagen 6. Planta de secado de gas de Termoyopal Planta de procesamiento de Cupiagua.



Fuente: Termoyopal (2024).

Costa afuera en el departamento de la Guajira se encuentra la infraestructura de Chuchupa B. Esta incluye la plataforma de perforación móvil Noble Discoverer, un modelo sumergible de sexta generación con doble torre, instalada en cinco pozos Kronos-1, Purple Angel-1, Gorgon-1, Mapale-1 y Orca-1, ubicados en las cuencas Sinú *offshore* y Guajira *offshore*. Además, utiliza sistemas avanzados de control de presión, brocas especializadas y técnicas de posicionamiento preciso.

Una vez extraído el GN, este pasa por un proceso de separación de condensación y sólidos antes de ser transportado a la planta Ballena (ACIPET, 2021).

» Perú

Posee una infraestructura consolidada de extracción y procesamiento de GN. Actualmente cuenta con cuatro plantas de procesamiento para la obtención de gas seco y líquidos de gas extraído de sus campos productores.

Imagen 7. Planta de procesamiento de gas natural ubicada en Pariñas (Talara, Piura) procesamiento de Cupiagua.



Fuente: UNNA Energía (2024).

La extracción se concentra principalmente en el yacimiento Camisea, el más grande del Perú, operado por el Consorcio Camisea. Este consorcio está conformado por Pluspetrol, Hunt Oil, SK Innovation, Tectpetrol, Repsol y Sonatrach y dispone de una infraestructura integral que ha permitido aprovechar el potencial del yacimiento. Las principales operaciones se ubican en la cuenca baja del río Urubamba, abarcando los lotes productores 56, 57 y 58, que incluyen pozos productores, exploratorios e inyectores.

El GN extraído se transporta a través de ductos hacia las instalaciones de las plantas de compresión ubicadas en Nuevo Mundo. El objetivo es asegurar la presión de los pozos de gas de los campos productores para su entrega a la Planta Malvinas, que cuenta con dos ampliaciones para aumentar su capacidad de procesamiento. Esta planta alberga instalaciones de separación, deshidratación, criogénica, estabilización y reinyección. Una vez procesado, el GN se convierte en gas natural seco y líquidos de gas. Los líquidos son transportados a la Planta de Fraccionamiento de Pisco (OSINERGMIN, 2013; 2018; 2021).

» Bolivia

Sus principales campos gasíferos se encuentran en cuatro departamentos de Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca, Cochabamba. El proceso de extracción de gas natural es llevado a cabo por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) Choco y Andina y otras empresas (YPFB, 2022).

Imagen 8. Torre de perforación de YPFB



Fuente: YPFB-Choco (2023).

Bolivia emplea técnicas modernas y tradicionales de exploración y perforación de pozos productores. Para el desarrollo de nuevos pozos, adoptaron técnicas innovadoras como la perforación con trépanos, que trituran la roca en

la medida en que se perfora, junto con pruebas de flujo (DST, *Drill Stem Testing* por sus siglas en inglés) para obtener datos del reservorio (YPFB Andina, 2023).

La infraestructura de superficie ha sido mejorada significativamente, e incluye colectores para la recolección y transporte de fluidos hacia los separadores. Estos dividen los componentes del flujo de gas en etapas de alta y baja presión, y cuentan con sistemas de estabilización de condensado para separar hidrocarburos líquidos. Se encuentran unidades de compresión de GN, sistemas de deshidratación para eliminar humedad mediante procesos de absorción, tanques de almacenamiento y sistemas de seguridad contra incendios.

En algunos campos operados por YPFB Andino, se implementan sistemas avanzados de producción asistida como bombeo mecánico, gas *lift*⁵ y trabajos de estimulación matricial para maximizar la producción (YPFB Andina, 2023).

Imagen 9. Planta Separadora de líquidos de Río Grande



Fuente: ANH (2019).

5 Método de levantamiento artificial en el que se inyecta gas en la tubería de producción para reducir la presión hidrostática de la columna de fluido.

Actualmente, Bolivia cuenta con varias plantas separadoras de líquidos estratégicamente ubicadas como la de Río Grande, Carlos Villegas Quiroga, Planta de Gas Natural Licuado que abastece la demanda interna como la de países vecinos.

» Trinidad y Tobago

A cargo de la Compañía Atlantic LNG en conjunto con BP y otras compañías, esta infraestructura incluye 15 plataformas marinas y dos instalaciones de procesamiento en tierra firme. En los bloques *offshore* de producción y desarrollo activo se han implementado tecnologías y procedimientos eficaces para el desarrollo de extracción y producción del GNL (The Energy Chamber of Trinidad & Tobago, 2023).

La plataforma de perforación Maersk Discoverer es una infraestructura sumergible autopropulsada con columnas estabilizadoras. Está equipada con un sistema de prevención de reventones (*Blowout Preventer*) diseñado para sellar, controlar y monitorear el pozo. Además, incorpora un sistema de tuberías dual y una grúa de cubierta. Para complementar estas capacidades, también se utilizan cuatro bombas de lodo (offshoreTechnology, 2023).

» Venezuela

Cuenta con plataformas terrestres ubicadas en las cuencas de oriente y occidente, donde se utiliza la técnica de separación de gas en recipientes metálicos. Luego, procede con la fase de procesamiento y tratamiento, que incluye la separación del agua y las impurezas. Además, se llevan a cabo procesos de extracción y fraccionamiento a bajas temperaturas para separar los LGN del metano. Estos LGN se envían a plantas de fraccionamiento para obtener propano, butano, gasolina natural y nafta residual (PDVSA, 2015).

Imagen 10. Plataforma de Campo Perla, Golfo de Venezuela



Fuente: PDVSA (2015).

En el cinturón gasífero de Venezuela, costa afuera, se realizan trabajos de perforación de pozos exploratorios para la detección de hidrocarburos, utilizando unidades móviles flotantes de perforación como las plataformas elevables y las plataformas semi sumergibles, así como barcos perforadores (PDVSA, 2023).

En el Campo Perla, se encuentra la Plataforma de Producción Principal (PP1), la cual está equipada con una red de tuberías submarinas, torres de perforación, tanques de almacenamiento y sistemas de separación y compresión de gas. Además, está interconectada con la planta de tratamiento de gas en tierra firme.

Operando junto a ella, está la Plataforma Satelital (PS2, PS3 y PS4), que dispone de tres líneas de flujos internas de 14" para ampliar la capacidad de producción de los pozos mediante la extracción de hidrocarburos de áreas cercanas (IGU, 2015).

2.2.2 Infraestructura *midstream* o gasoductos

En la región, operan 89 gasoductos gestionados por 54 empresas. Del total de gasoductos, 73 son de ámbito nacional (para satisfacer el mercado interno) y 16 son binacionales (mercado de exportación e importación).

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) (Global Energy Monitor, 2024). El anexo 1 presenta información detallada de los gasoductos nacionales operativos en la región.

Los gasoductos binacionales conectan principalmente a países del sur de la región, destacando Argentina como el epicentro de las interconexiones. Argentina comparte infraestructura con Brasil, Chile, Bolivia y Uruguay. También existen interconexiones entre Bolivia-Brasil, Estados Unidos-México y Venezuela-Colombia, última actualmente fuera de operación. La tabla siguiente detalla información de los gasoductos binacionales.

Tabla 7. Gasoductos binacionales países de la región

País	Nombre	Operador	Longitud (km)	Capacidad (m3/día)
Argentina-Brasil	Gasoducto Paraná-Uruguayana	Transportadora de Gas del Mercosur SA (TGM)	421	15,000,000
Argentina-Chile	Gasoducto GasAndes	Gasoducto GasAndes Chile (lado chileno), GasAndes Argentina (lado argentino)	533	10,800,000
Argentina-Chile	Gasoducto NorAndino	Gasoducto NorAndino	1.070	5,000,000
Argentina-Chile	Gasoducto del Pacífico	Gasoducto del Pacífico SA	670	7,500,000
Argentina-Chile	Gasoducto Atacama	Gas Atacama Chile SA	1.167	5,400,000
Argentina-Uruguay	Gasoducto Cruz del Sur	Gasoducto Cruz del Sur SA	400	5,000,000
Bolivia-Argentina	Gasoducto de Integración Juana Azurduy	YPFB; Enarsa (Energía Argentina SA)	52	27,000,000
Bolivia-Argentina	Gasoducto Yabog	YPFB Transporte, TGN	441	2,190,000
Bolivia-Brasil	Gasoducto GASBOL	Gas Transboliviano SA (GTB) y Transportadora Brasileira Gasoducto Bolivia-Brasil SA (TBG)	3.150	30,100,000
Bolivia-Brasil	Gasoducto Bolivia-Mato Grosso	GOM (GasOccidente do Mato Grosso Ltda)	645	2,800,000
EE. UU.-México	Gasoducto Mier-Monterrey	Kinder Morgan Gas Natural de México	145	18,120,000
EE. UU.-México	Gasoducto Nueva Era	Oleoducto Nueva Era	322	17,000,000
EE. UU.-México	Gasoducto Norte Crossing	El Paso Natural Gas Co LLC	0,5	10,300,000
EE. UU.-México	Gasoducto Sur de Texas-Tuxpam	TC Energía - IEnova	770	28,300,000
EE. UU.-México	Gasoducto Sierrita	Kinder Morgan	97	5,600,000
EE. UU.-México	Gasoducto Ehrenberg-Los Algodones-San Luis Rio Colorado	IEnova (Infraestructura Energética Nova)	160	3,600,000
Venezuela-Colombia	Gasoducto Transcaribeño	PDVSA	224	13,700,000

Fuente: elaboración propia sobre la base de Global Energy Monitor (2024).

La siguiente figura muestra la red de gasoductos en ALC, que totalizan una longitud de 59,611 km, que se desagregan en 49,344 km de gasoductos nacionales y 10,267 km de gasoductos binacionales (Global Energy Monitor, 2024).

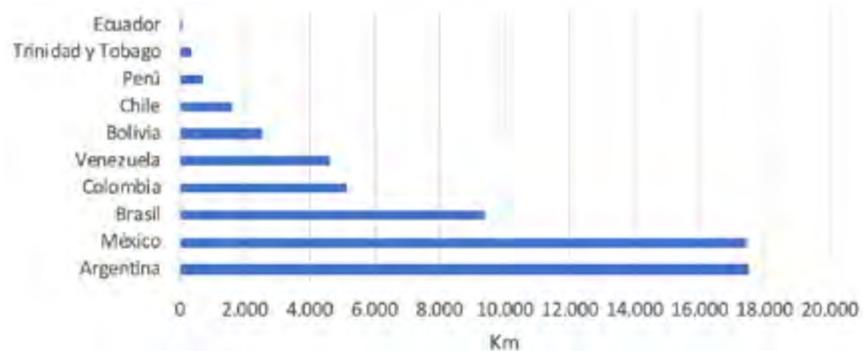
Figura 12. Red gasoductos región ALC



Fuente: elaborado basándose en Global Energy Monitor (2024).

Argentina y México disponen de más de diecisiete mil kilómetros de gasoductos cada uno. Les siguen Brasil, Colombia y Venezuela, con longitudes que oscilan entre los cuatro mil y los nueve mil kilómetros. Con menos de tres mil kilómetros de gasoductos se encuentran Bolivia, Chile, Perú, Trinidad y Tobago, y Ecuador, como se detalla en la figura siguiente.

Figura 13. Kilómetros de gasoductos países de ALC



Fuente: Global Energy Monitor (2023).

Uno de los gasoductos de relevancia en la importación de gas es el gasoducto transfronterizo del Sur de Texas-Tuxpan, tiene una infraestructura marina de 770 kilómetros y de un diámetro de 42". Se extiende desde el condado de Nueces Brownville en el sur de Texas hasta Altamira Tamaulipas en México. Transporta GN desde Estados Unidos para ser tratado en la planta de compresión. Además, cuenta con 16 interconexiones de ductos para la importación (SENER, 2019; CENEGAS, 2016).

Argentina exporta gas a Chile a través de los gasoductos NorAndino, Gas Andes, del Pacífico y Atacama con capacidades de transmisión de entre 5 a 7,5 millones de m³/día. Bolivia, por su parte, tiene una importante interconexión con Brasil mediante el gasoducto GASBOL, que conecta sus reservas del gas natural con los mercados de São Paulo y Porto Alegre al sureste de Brasil. Este gasoducto, de 3150 km de extensión, puede transportar 30 millones de m³ diarios y cuenta con cuatro estaciones de compresión en Izozog, Chiquitos, Roboré y Yacuses. Además, Bolivia cuenta con otro gasoducto que conecta con Brasil hasta Cuiabá en Mato Grosso, con una extensión de 645 km (GTB, 2024; Energía Argentina, 2024; Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto Argentina, 2023; Di Sbroiavacca *et al.*, 2019; TGN, 2019).

Imagen 11. Estación de compresión Izozog, ubicada en Santa Cruz, Bolivia



Fuente: GTB (2024).

» Licuefacción y almacenamiento

Trinidad y Tobago posee tres plantas de licuefacción de gas natural, todas operadas por Atlantic LNG. La capacidad total de licuefacción de estas plantas asciende a 15,3 millones de toneladas por año (Mt/año), con una capacidad de almacenamiento combinada de 524,000 metros cúbicos (m³), distribuidos en cuatro tanques. Por otro lado, Perú opera la planta Pampa Melchorita, con una capacidad de licuefacción de 4,45 Mt/año y dos tanques de almacenamiento con una capacidad total de 260,000 m³. La tabla a continuación presenta la información de las plantas de licuefacción.

Tabla 8. Plantas de licuefacción ALC

País	Nombre	Capacidad licuefacción (Mt/año)	Nº tanques de almacenamiento	Capacidad total de almacenamiento (m³)	Operador
Trinidad y Tobago	Atlantic LNG T1	3,3	1	102,000	Atlantic LNG
	Atlantic LNG T2-T3	5,8	2	262,000	
	Atlantic LNG T4	6,2	1	160,000	
Perú	Pampa Melchorita, Perú	4,45	2	260,000	Hunt Oil

Fuente: GIIGNL (2023).

Trinidad y Tobago alberga la sexta instalación de licuefacción más grande del mundo, teniendo impacto en la economía y la producción de la cadena de valor del gas natural en ALC (SHELL, 2024). El gas extraído se transporta a la planta de licuefacción de Atlantic LNG en Point Fortin, que recibe gas de los yacimientos marinos (Offshore Technology (2023).

La planta de Atlantic LNG consta de cuatro trenes, cada uno con una estructura de propiedad separada. Para el proceso de licuefacción del gas natural, se utiliza la técnica de cascada optimizada de Phillips, que consiste en enfriar el gas natural hasta que se licua a presión atmosférica (Offshore Technology, 2021).

Imagen 12. Planta de Atlantic LNG, Trinidad y Tobago

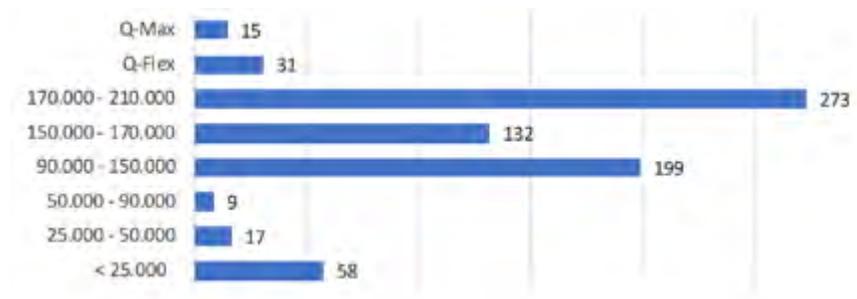


Fuente: Pipeline and Gas Journal (2023).

2.2.3 Infraestructura downstream o transporte marítimo

El transporte marítimo se realiza por medio de buques metaneros⁶. Estos buques se presentan en una variedad de tamaños, desde pequeños hasta grandes. Los transportistas de pequeña escala tienen una capacidad de carga menor a 40,000 m³, mientras que los de mediana escala varían entre 40,000 m³ y 80,000 m³. Por otro lado, los buques de gran escala superan los 80,000 m³, entre los que destacan los buques Q-Flex y Q-Max, que alcanzan capacidades entre 210,000 m³ hasta más de 260.000 m³ (Clarkson, 2024).

Hasta el año 2022, la flota mundial de buques metaneros alcanzó un total de 734 unidades. De este conjunto, el 55 % de los buques tienen una capacidad de carga que oscila entre los 150,000 m³ y los 210,000 m³, como se detalla en la figura siguiente.



Fuente: GIIGNL (2023).

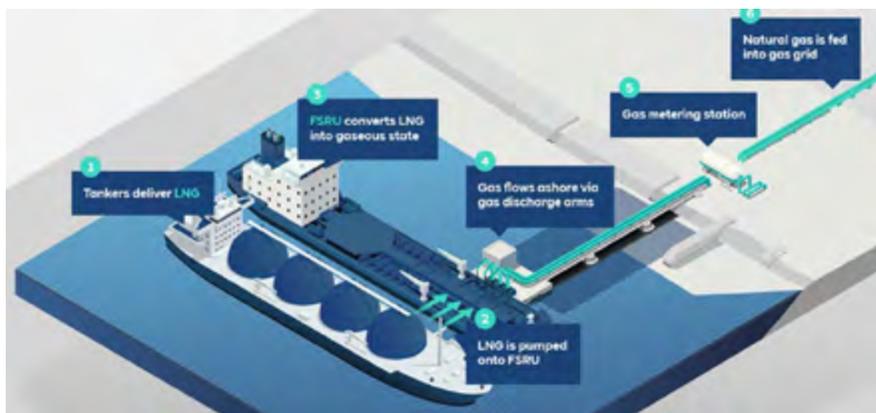
» Regasificación y almacenamiento

La regasificación puede realizarse *onshore* como *offshore*. En una terminal de importación con regasificación en tierra, el GNL se descarga de un buque metanero y se almacena en grandes tanques terrestres, donde posteriormente se regasifica en la propia terminal. Como alternativa, se pueden utilizar unidades FSRU, que se componen de buques con instalaciones de almacenamiento y regasificación. Desde un punto de vista operativo, una FSRU funciona como una terminal de GNL en tierra, salvo que está permanentemente anclada en el

⁶ Unidades con tanques de acero inoxidable aislados e integrados en estructura de hierro. Son equipados con bombas de carga centrífugas sumergidas, mediante las cuales el GNL se transfiere desde sus tuberías a descarga de la terminal en onshore, offshore o a los tanques de otro buque. Además, permite refrigerar el GNL hasta -162 °C.

agua cerca del punto de acceso a la red de GNL y al mercado (Polemis y Boviatis, 2023). La figura siguiente esquematiza el funcionamiento de una unidad FSRU.

Figura 15. Unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU)



Fuente: RWE (2022).

La región cuenta con 22 terminales de regasificación distribuidas en diez países. Argentina, Brasil, Colombia, El Salvador y Jamaica destacan por disponer de unidades FSRU. Chile, República Dominicana, México, Panamá y Puerto Rico, utilizan unidades de regasificación *onshore*. En conjunto, su capacidad de regasificación es de 76,5 millones de metros cúbicos por año, concentrando el 75 % de esta capacidad en Argentina, Brasil y México. La capacidad de almacenamiento de estas terminales suma 3,7 millones de metros cúbicos distribuidos en 68 tanques. La siguiente tabla detalla la información de las terminales de regasificación.

Tabla 9. Terminales de regasificación ALC

País	Nombre	Nº tanques de almacenamiento	Capacidad total de almacenamiento (m3)	Capacidad regasificación (Mt/año)	Operador
Argentina	Bahía Blanca	4	151,000	3,7	FSRU: Excelerate Energy Terminal: YPF
	Escobar	4	151,000	6,1	
Brasil	Bahía	4	173,400	5,6	FSRU: Excelerate Energy Terminal: Excelerate Energy
	Guanabara Bay	4	173,400	6	FSRU: Excelerate Energy Terminal: Petrobras
	Pecem	4	138,000	3,8	FSRU: Energos Infrastructure Terminal: Petrobras
	Port of Açú	4	173,400	5,6	FSRU: BW Terminal: Klaipedos Nafta
	Sepetiba LNG	4	127,500	2,7	LNGt Powership Asia (FSRU) Karpowership
	Sergipe	4	170,000	5,6	(FSRU) Energos Infrastructure
Chile	Mejillones	1	187,000	1,5	GNL Mejillones
	Quintero	3	334,000	3,8	GNL Quintero
Colombia	Cartagena SPEC LNG	4	170,000	3,7	FSRU: Höegh LNG Terminal: SPEC LNG

Cuando no hay mediciones directas, se puede recurrir a estimaciones basadas en el consumo energético y factores de conversión del IPCC, o, en última instancia, en estudios previos con condiciones similares. En ALC, aún no existen factores específicos para la industria del GN, por lo que se utilizará literatura internacional adaptada al contexto regional.

2.3.1 Fuentes de emisiones de la cadena de valor del GN

Las emisiones en la cadena de valor del GN provienen de tres fuentes principales: combustión, ventiladas y fugitivas. Las emisiones de combustión son el resultado de la quema de combustibles utilizados para operar maquinarias y generar la energía necesaria que demandan diversos procesos de la industria. Por otro lado, las emisiones ventiladas abarcan la liberación intencionada y controlada de gases a la atmósfera, que se produce durante operaciones como la perforación de pozos de extracción, actividades de mantenimiento operativo de gasoductos y compresores, y la quema de gas en antorchas, de acuerdo con el protocolo del IPCC. Las emisiones fugitivas, por su parte, ocurren de manera involuntaria cuando el metano se escapa de sistemas de almacenamiento (tanques), transporte (gasoductos, buques metaneros), válvulas de control, medidores, entre otros. La siguiente tabla resume las principales fuentes de emisiones asociadas a los segmentos de la CVGN.

Tabla 10. Fuentes de emisiones de GEI asociadas a los segmentos de la CVGN

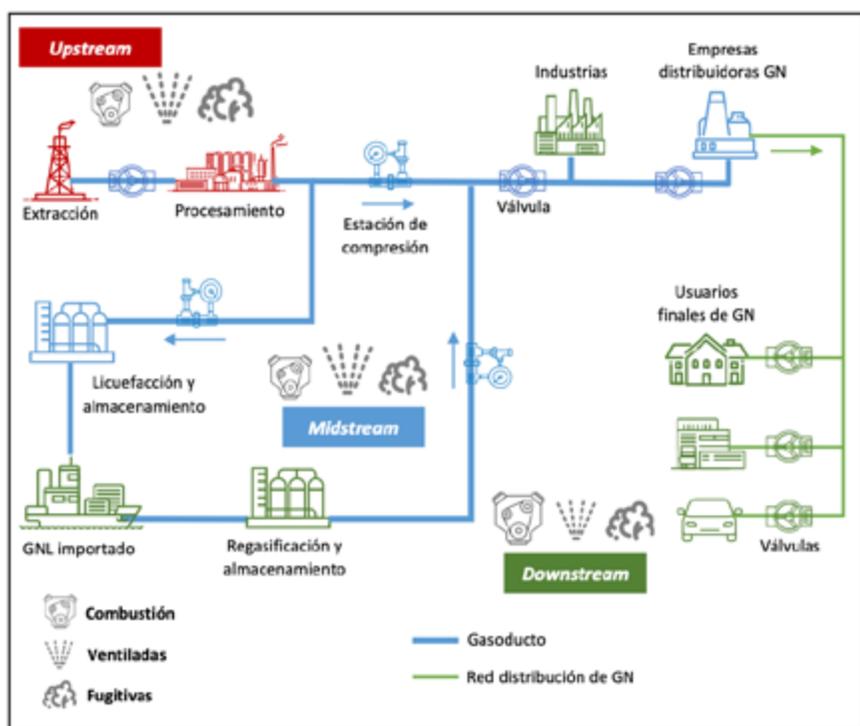
Upstream	Fuente de emisiones
Extracción	Las emisiones en esta actividad provienen principalmente de la combustión de combustibles fósiles para alimentar la maquinaria de los pozos, el venteo de CH ₄ durante operaciones de mantenimiento y las emisiones fugitivas de equipos de bombeo y válvulas.
Procesamiento	Endulzamiento: las emisiones se generan por la combustión de combustibles fósiles en los hervidores de aminas, el venteo de CO ₂ y CH ₄ durante la eliminación de gases ácidos, y las emisiones fugitivas de equipos de bombeo y válvulas. Deshidratación: las emisiones provienen de la combustión de combustibles fósiles en hervidores, el venteo de CH ₄ producto de la deshidratación de glicol, y las emisiones fugitivas de equipos de bombeo y válvulas. Extracción de LGN: las emisiones surgen de la combustión de combustibles fósiles en compresores de gas y calderas, así como de emisiones fugitivas.
Midstream	Fuente de emisiones
Transporte (gasoductos)	Las emisiones están relacionadas con la combustión de combustibles fósiles para el funcionamiento de compresores y las emisiones fugitivas de equipos y válvulas.
Licuefacción	Las emisiones se originan en la combustión de combustibles fósiles para accionamientos mecánicos, la ventilación de compresores, y las emisiones fugitivas de bombas, compresores de GNL y válvulas.
Almacenamiento	Incluye la quema y venteo del exceso de gas de ebullición (BOG) de los tanques de almacenamiento, así como emisiones de combustión y fugitivas de compresores utilizados para recuperar BOG.
Downstream	Fuente de emisiones
Transporte marítimo	Las emisiones provienen de la quema de combustibles utilizados para la propulsión de buques, la ventilación del BOG ⁷ no consumida durante el viaje, y las emisiones fugitivas de compresores y válvulas.
Regasificación	Se originan en la quema de combustibles utilizados en el proceso de vaporización, el venteo del proceso de vaporización, y las emisiones fugitivas de válvulas y tuberías internas de la planta regasificadora.
Distribución por gasoductos	Las emisiones están relacionadas con la combustión de combustibles fósiles para el funcionamiento de compresores y las emisiones fugitivas de equipos y válvulas.
Comercialización	Las emisiones están relacionadas con el transporte en camiones de productos derivados del gas natural (gas propano, gas licuado, entre otros).

Fuente: elaboración propia basándose en Howell et al., (2022). Decarbonizing the LNG industry. <https://goo.su/jj3Tnq6>
Balcombe et al., (2022). Total Methane and CO₂ Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships. <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c01383> API (2015). GHG Emissions from LNG Operations. <https://goo.su/LK1x>

⁷ El BOG se produce durante la operación del GNL en las plantas de regasificación, manejado por un mínimo técnico. Con una cantidad adicional, se produce en las operaciones de carga y descarga de buques. El BOG se extrae mediante compresores de los tanques, y se recupera reenviándolo a la corriente principal de operación.

La figura a continuación representa las fuentes de emisión de la cadena de valor del gas natural. En el segmento *upstream* destacan las emisiones ventiladas y fugitivas. En el segmento *midstream* prevalecen las emisiones ventiladas, mientras que en el segmento *downstream* las emisiones por combustión.

Figura 17. Fuentes de emisión cadena de valor del gas natural



Fuente: elaboración propia.

2.3.2 Antecedentes de factores de emisión de la industria a nivel internacional

Este apartado tiene como propósito revisar los factores de emisión estimados para la industria a nivel internacional y establecer promedios que permitan definir los factores para la región.

Para ello, se revisaron tres estudios relevantes, siendo estos el de Roman-White *et al.* (2021), "LNG Supply Chains: A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting", publicado en *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*; Gan *et al.* (2020); "Carbon footprint of global natural gas supplies to China", publicado en *Nature Communications*; y "Life Cycle Analysis Of Natural Gas Extraction And Power Generation", Littlefield *et al.* (2019), realizado por el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética (NETL) de los Estados Unidos. Estos estudios proporcionan una perspectiva sobre las emisiones asociadas a la cadena de valor del gas natural.

Sobre la base de estos estudios se pudo estimar que en promedio a nivel internacional cerca del 34 % de las emisiones de CO₂e se originan en el segmento *upstream* de la cadena de valor, 36 % en segmento *midstream* y el restante 30 % en el segmento *downstream*, como se muestra en la figura a continuación.

Figura 18. Participación de emisiones de CO₂e en los segmentos de la cadena de valor del gas natural

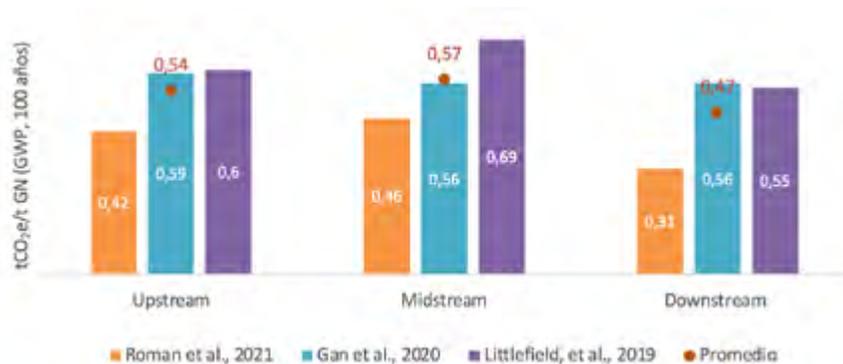


Fuente: elaboración propia como un promedio de datos entregados por Roman *et al.* (2021), Gan *et al.* (2020), y Littlefield *et al.* (2019).

Los factores de emisión en el segmento *upstream* varían entre 0,42 y 0,60 tCO₂e/t GN, con un promedio de 0,54 tCO₂e/t GN. En el segmento *midstream*,

oscilan entre 0,46 y 0,69 tCO₂e/t GN, con una media de 0,57 tCO₂e/t GN. Por último, en el segmento *downstream*, el factor de emisión promedio alcanza 0,47 tCO₂e/t GN, con una variación entre 0,31 y 0,55 tCO₂e/t GN. La figura siguiente muestra los factores de cada segmento de la cadena de valor del gas natural para diferentes estudios seleccionados.

Figura 19. Factores de emisión según segmento de la cadena de valor y diferentes estudios



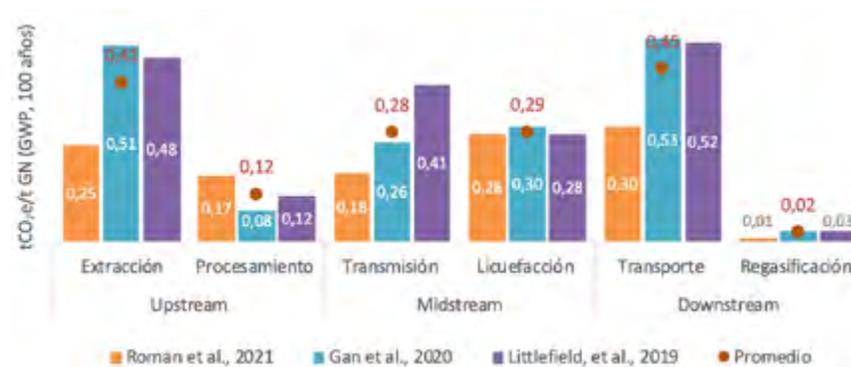
Fuente: elaboración propia sobre la base de Roman et al. (2021); Gan et al. (2020) y Littlefield et al. (2019).

Variaciones observadas en los diferentes estudios se explican por diversos factores, entre ellos se incluyen las tecnologías empleadas en las operaciones, antigüedad y eficiencia de los equipos utilizados, procesos específicos empleados en cada etapa de la cadena de valor, así como prácticas de gestión ambiental implementadas. Otros factores como condiciones geográficas, regulaciones ambientales locales y características del yacimiento de gas natural también contribuyen.

Dentro del segmento *upstream*, aproximadamente el 75 % de las emisiones se concentran en el proceso de extracción, con un valor medio de 0,41 tCO₂e/t GN, y el 25 % restante (0,12 tCO₂e/t GN) corresponde a la etapa de procesamiento del gas natural. En el segmento *midstream*, la distribución de las emisiones es más equitativa, con un 52 % (0,29 tCO₂e/t GN) para el proceso de licuefacción y un 48 % (0,28 tCO₂e/t GN) para la transmisión de gas a través de gasoductos. En el segmento *downstream*, el transporte marítimo de GNL representa aproximadamente el 95 % del factor de emisión promedio (0,45 tCO₂e/t GN), y el

proceso de regasificación contribuye con el 5 % restante (0,02 tCO₂e/t GN)⁸. A continuación se presentan diferentes actividades dentro de cada segmento de la cadena de valor, según estudios seleccionados.

Figura 19. Factores de emisión actividades según segmento de la cadena de valor y diferentes estudios



Fuente: elaboración propia sobre la base de Roman et al. (2021); Gan et al. (2020) y Littlefield et al. (2019).

Los resultados revelan variaciones en las contribuciones de las emisiones a lo largo de las diferentes actividades de la cadena de valor del gas natural. Las emisiones equivalentes de CH₄ son particularmente predominantes en la etapa de extracción de gas natural, representando un 59 % del total. Le sigue la transmisión de gas, con un 36 % de participación en las emisiones de metano, mientras que el transporte y la regasificación agrupan un 24 %, y el procesamiento de gas representa un 22 %. La figura siguiente detalla las contribuciones de metano y dióxido de carbono equivalentes para las diversas actividades de la cadena de valor.

⁸ Importante mencionar que los estudios consultados no desagregan los factores de emisión para el almacenamiento de gas, distribución y usos finales.

Figura 21. Contribuciones de CH₄ y CO₂ equivalentes para diferentes actividades de la cadena de valor



Fuente: elaboración propia sobre la base de Roman et al. (2021).

2.3.3 Estimación de los factores de emisión para la industria del GN de ALC

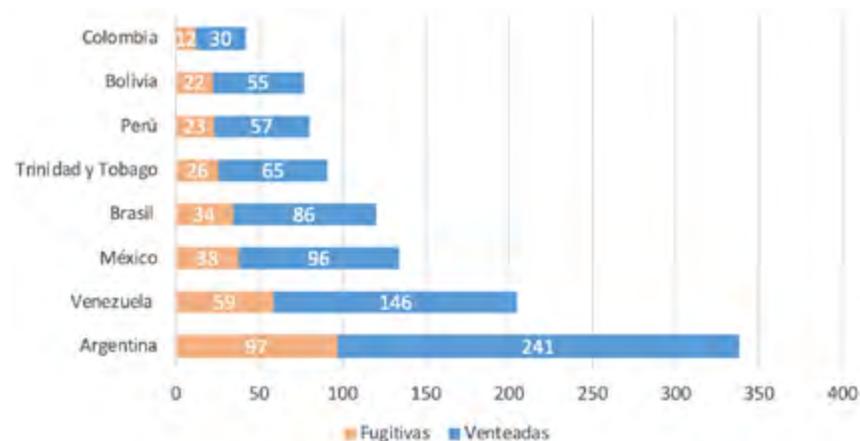
De acuerdo a estudios previos, se estimaron factores de emisión utilizando promedios internacionales presentados en el apartado anterior para cada actividad del segmento de la cadena de valor del gas natural: extracción, procesamiento, transmisión, licuefacción, transporte marítimo y regasificación. Debido a la falta de información, no se definieron factores de emisión para las actividades de almacenamiento y distribución de GN a los usuarios finales, asumiendo que las emisiones de almacenamiento están incluidas en los procesos de licuefacción y regasificación.

Los factores de emisión promedio seleccionados se desagregaron en emisiones de CH₄ y CO₂, basándose en la participación de estas emisiones en las diferentes actividades de la cadena de valor. Luego, los factores de CH₄ se ajustaron considerando el potencial de calentamiento global (GWP) del metano a 20 años, aplicando un factor multiplicativo de 82,5. Esto implica que una tonelada de CH₄ tiene el mismo efecto sobre el calentamiento global que 82,5 toneladas de CO₂ (IPCC, 2023).

Finalmente, los factores de emisión de CH₄ se adaptaron al contexto regional, tomando como referencia las emisiones ventiladas y fugitivas promedio registradas en 2023 por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2024) para diferentes países productores de gas natural en ALC.

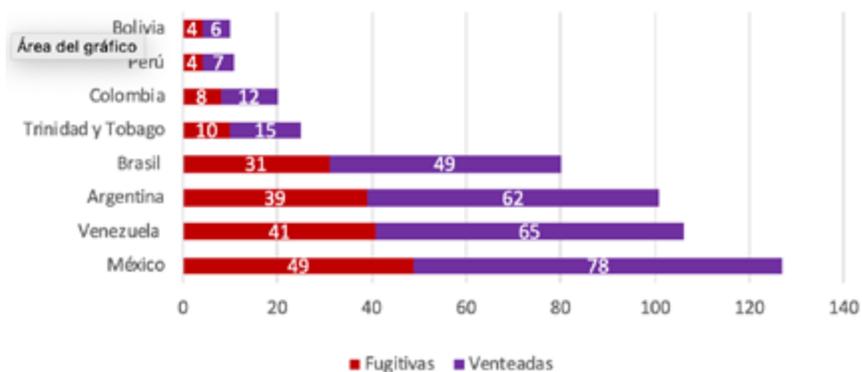
Tomando como base los datos de la IEA, se estimó que en la actividad de producción de GN, el 71 % de las emisiones de CH₄ provienen del venteo, mientras que el 29 % restante corresponde a emisiones fugitivas. En el caso de los gasoductos e instalaciones de GNL, el 61 % son emisiones venteadas y el 29 % restante son emisiones fugitivas. Las figuras siguientes desglosan las emisiones fugitivas y venteadas para los países de ALC, tanto para las actividades de producción como de transmisión de gas natural y procesamiento de GNL.

Figura 22. Emisiones de CH₄ proceso de producción de gas natural, ALC



Fuente: elaboración propia sobre la base de estadísticas de la IEA (2024).

Figura 23. Emisiones de CH₄ vinculadas a gasoductos e instalaciones de GNL, ALC



Fuente: elaboración propia sobre la base de estadísticas de la IEA (2024).

En el contexto de la metodología descrita, la tabla a continuación presenta los factores de emisión definidos para cada actividad dentro de los segmentos de la cadena de valor del gas natural para ALC.

Tabla 11. Factores de emisión (GWP, 20 años) por segmentos de la cadena de valor

Segmento	Actividad	CH ₄ equivalente para un GWP de 20 años				CO ₂	Total CO ₂ e
		Fugitivas	Ventiladas	Combustión	Total CH ₄		
Upstream	Extracción	0,1552	0,3872	-	0,5424	0,1686	0,711
	Procesamiento	0,0168	0,0420	-	0,0588	0,0968	0,156
Midstream	Gasoductos	0,0107	0,0169	-	0,0276	0,0907	0,118
	Licuefacción*	0,0018	0,0028	-	0,0046	0,3263	0,331
Downstream	Transporte (marítimo)	0,0095	0,0041	0,04	0,0503	0,0750	0,125
	Regasificación*	0,0071	0,0111	-	0,0182	0,0416	0,060
		0,2010	0,4640	0,0368	0,7019	0,7990	1,501

* Incluye emisiones vinculadas al almacenamiento.

3 Análisis de impacto GNBE

3.1 Fundamentos del análisis de impacto GNBE para ALC

Este apartado resume los principales conceptos sobre los que se sustenta el análisis de impacto de la reducción de GEI en la industria del GN. A continuación, se describen los conceptos clave.

3.1.1 Gas natural de bajas emisiones (GNBE)

Se refiere a la producción, procesamiento y transporte de GN con la implementación de medidas (tecnologías y prácticas) que minimizan la liberación de GEI a la atmósfera. Este enfoque busca entender el impacto ambiental vinculado a la reducción de la huella de carbono en la CVGN.

3.1.2 Gases de efecto invernadero (GEI)

Son componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en longitudes de ondas específicas dentro del espectro de radiación emitida por la superficie terrestre, por la atmósfera misma y por las nubes. El vapor de agua (H_2O), el CO_2 , el N_2O , el CH_4 y el ozono (O_3) son los principales GEI de la atmósfera terrestre (IPCC, 2019).

En la industria del GN, los principales GEI emitidos son el CH_4 y el CO_2 . El CH_4 es un hidrocarburo simple y constituye el principal componente del GN.

3.1.3 Gas metano y CO_2 en la industria del gas natural

El gas metano (CH_4) es uno de los GEI más potentes por su capacidad de absorber calor en la atmósfera. En la industria del gas natural, el CH_4 es liberado de forma fugitiva o

ventilada en diversos segmentos de la CVGN, incluyendo la producción, procesamiento, almacenamiento y transporte. Por otro lado, el CO_2 es el principal gas de efecto invernadero emitido por actividades humanas. Aunque es menos potente por unidad que el metano, su larga vida en la atmósfera (de siglos a milenios) y su abundancia hacen que tenga un alto impacto acumulativo en el calentamiento global. En la industria del GN el CO_2 es emitido principalmente durante la combustión de los combustibles fósiles.

3.1.4 Unidad de equivalencia de GEI

Para comparar y agregar las emisiones de diferentes GEI, se utilizan unidades equivalentes de CO_2 (CO_2e). Se basa en el potencial de calentamiento global (GWP), que mide la cantidad de calor que un GEI atrapa en la atmósfera durante un periodo específico (20, 100 o 500 años), comparado con el CO_2 .

El GWP del CH_4 es de 82,5 para un horizonte temporal de 20 años y 29,8 para un horizonte de 100 años (IPCC, 2023). Esto significa que una tonelada de CH_4 tiene el mismo efecto sobre el calentamiento global que 82,5 y 29,8 toneladas de CO_2 , respectivamente.

3.1.5 Medida o iniciativa para la reducción de emisiones

Se refiere a la adopción de cualquier tecnología o práctica que, una vez implementada, contribuye a reducir las emisiones de un proceso y segmento específico de la cadena de valor de la industria. Estas medidas pueden incluir mejoras tecnológicas, cambios en los procesos operativos, y estrategias de gestión y monitoreo de emisiones (UNDP,

2024).

3.1.6 Escenarios de reducción de emisiones

Estos escenarios de reducción son proyecciones de series de datos históricos de emisiones contaminantes que muestran su evolución bajo situaciones de intervención que pueden disminuir el volumen de gases contaminantes según distintos niveles de ambición o metas de mitigación de GEI. Además, permiten evaluar el impacto desagregado de las acciones destinadas a reducir las emisiones.

3.1.7 Línea base o escenario BAU

La línea base o escenario BAU es una proyección de las emisiones de GEI que ocurrirían en el futuro sin la implementación de medidas de mitigación. Representa una referencia de comparación con los escenarios de reducción de emisiones. Las remanentes diferencian entre emisiones proyectadas en el BAU y las emisiones bajo un escenario de reducción después de implementar medidas de reducción. Representan la cantidad de GEI que la industria produce incluso después de aplicar las medidas.

3.2 Metodología

El análisis de impacto del GNBE se realizó en dos etapas, cada una compuesta por tres actividades principales. En la primera, se aborda la proyección de las emisiones futuras de la industria, y en la segunda etapa, se valora el impacto de los escenarios de reducción. La figura a continuación ilustra las etapas y actividades involucradas en el análisis.

Figura 24. Etapas análisis impacto del GNBE



Fuente: elaboración propia.

3.2.1 Etapa 1. Proyección de emisiones GEI

La primera etapa se centró en la proyección de emisiones de CH_4 y CO_2 correspondientes a cada segmento y proceso de la CVGN. La recopilación de datos, el análisis de tendencia y la determinación de la línea base de emisiones permiten entender el estado actual y las proyecciones futuras de las emisiones. Al agrupar estas actividades en la primera etapa, se crea una base de información sobre la que se trabajan los análisis y propuestas de estrategia. Esta metodología permite identificar patrones históricos, prever el impacto de las políticas y tecnologías, y establecer metas realistas para la reducción de emisiones a largo plazo. A continuación, se describen las tres actividades de la etapa 1:

» Recopilación de datos

Se recopilieron datos históricos sobre la producción de gas natural para el periodo 2012-2022. Además, se compilieron los registros de exportaciones e importaciones de GNL, tanto por gasoductos como por buques metaneros. El objetivo de esta actividad fue obtener datos para analizar la tendencia histórica de la producción y demanda del gas natural en la ALC. Estos datos se obtuvieron de los informes de revisión estadística publicados por British Petroleum (BP), UN Contrade y Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIILNG).

» Análisis de tendencia

Este análisis tiene como propósito construir una visión del mercado de GN en la región. En esta actividad se evaluaron las tendencias de crecimiento de la producción y demanda de GN, a partir de los estudios enfocados en la región

de ALC preparados por instituciones relevantes como la Agencia Internacional de Energía, GIILNG y BP, entre otros. La revisión de los datos de entrada fue validada comparando los registros históricos de las distintas fuentes de información, que posteriormente fueron proyectados para visualizar la evolución de la producción y demanda de GN hasta el año 2050.

» Determinación de la línea base de emisiones

La construcción de BAU se compuso principalmente por la combinación de los factores de emisión de la infraestructura con los volúmenes de exportación, importación y consumo final del GN. Las emisiones se categorizaron para CH_4 y CO_2 y se proyectaron al 2050 para cada segmento de la CVGN. Esta línea base se obtuvo relacionando el crecimiento proyectado de las emisiones a 20 años (ver capítulo previo).

3.2.2 Etapa 2. Estimación de la reducción de emisiones

La segunda etapa del análisis consistió en la estimación de la reducción de emisiones de CH_4 y CO_2 para cada segmento de la cadena de valor de la industria. Esta etapa se dividió en tres actividades principales: la selección de medidas de reducción, la definición de escenarios y la valoración de la reducción de emisiones.

La identificación de medidas y la estimación de su impacto en la reducción de emisiones son relevantes para priorizar las iniciativas a implementar. Definir los escenarios optimista, conservador y promedio permite explorar las rutas de reducción de emisiones. Finalmente, la valoración de la reducción de emisiones cuantifica el impacto potencial de cada uno, proporcionando una visión de las posibles reducciones a largo plazo.

» Selección de medidas de reducción

Esta actividad consistió en la revisión de medidas de reducción de emisiones de CH_4 aplicables a cada segmento

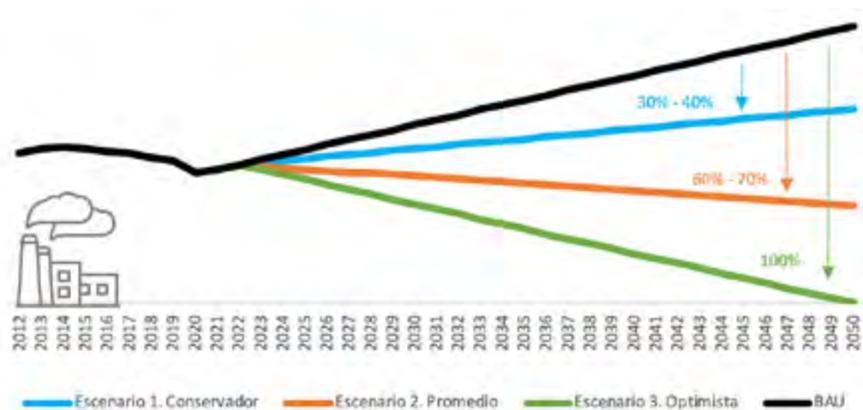
de la CVGN. La selección de las medidas se basó en las prácticas probadas a nivel internacional. En el anexo 2 se detalla la información de las medidas de reducción de CH₄ seleccionadas para la industria. Para el caso del CO₂, no se realizó una revisión y selección de medidas debido a que el enfoque original del estudio está dirigido al CH₄.

» Definición de escenarios de reducción

En esta actividad se definieron tres escenarios de reducción: optimista, conservador y promedio. Para el caso del CH₄, el objetivo optimista es alcanzar una reducción del 100 % de las emisiones, integrando la disminución de las emisiones fugitivas y las ventiladas. El conservador contempla únicamente la reducción de las emisiones fugitivas, que representan en promedio entre el 30 % y el 40 % de las emisiones totales de la industria.

Por otro lado, el escenario promedio solo se enfoca en la reducción de las emisiones ventiladas, que representan entre el 60 % y el 70 % del total. Para el caso del CO₂, se consideran los mismos escenarios y los siguientes porcentajes de reducción: 30 % para el conservador, 60 % para el promedio y 100 % para el optimista. La figura siguiente ilustra las curvas de reducción.

Figura 25. Escenarios de reducción de emisiones GNBE



Fuente: elaboración propia.

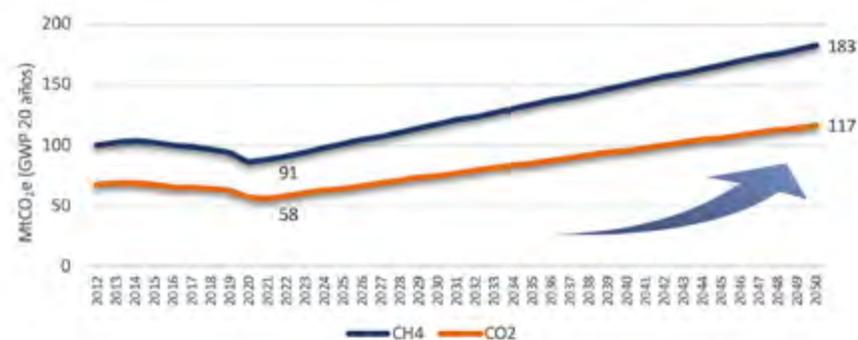
» Valoración de la reducción de emisiones

En esta actividad, se estimó la reducción de emisiones de CH₄ y CO₂ para cada proceso de la cadena de valor de la industria, basándose en los escenarios definidos y proyectados hasta el año 2050. Esto permitió cuantificar el impacto de cada escenario de reducción, proporcionando una visión integral a largo plazo.

3.3 Resultados: impacto gas natural bajo en emisiones

3.3.1 Emisiones proyectadas

Se estima que la producción de GN en ALC se duplicará al año 2050 en comparación con el 2022, con una tasa de crecimiento anual del 3,6 % (GECF, 2024; González *et al.*, 2023). La figura a continuación muestra la proyección de las emisiones totales de la industria del gas natural

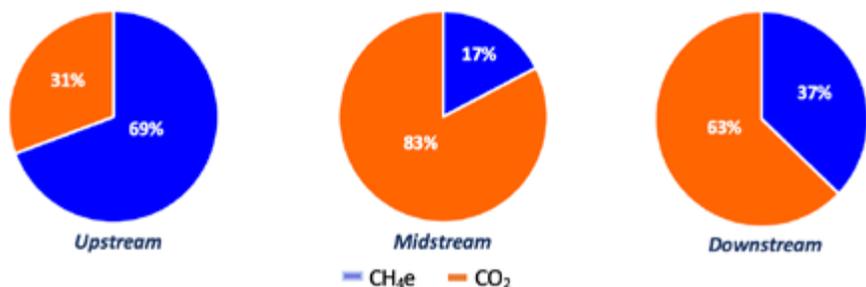


Fuente: elaboración propia.

Al considerar las emisiones totales de GEI de la industria, el 61 % corresponde a emisiones de CH₄ y el 39 % a emisiones de CO₂. En este sentido, se prevé que las emisiones de CH₄ de la industria regional alcancen 183 millones de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e) en 2050. Del total de emisiones regionales de CH₄, el segmento *upstream* representa el 95 %, el segmento *midstream* el 4 % y el segmento *downstream* el 1 % restante. Asimismo, se estima que las emisiones de CO₂ de la industria alcanzarán 117 Mt en 2050.

Al desglosar estas emisiones a lo largo de la CVGN, se tiene su distinta distribución por segmento, como la ilustra la figura a continuación.

Figura 27. Participación emisiones de GEI segmentos de la CVGN, ALC (2050)



Fuente: elaboración propia.

En el segmento *upstream*, las emisiones de CH₄ representan el 69 % del total. En el segmento *midstream*, las emisiones de CH₄ tienen una participación del 17 %, mientras que en el segmento *downstream* alcanzan el 37 %.

3.3.2 Reducción de emisiones

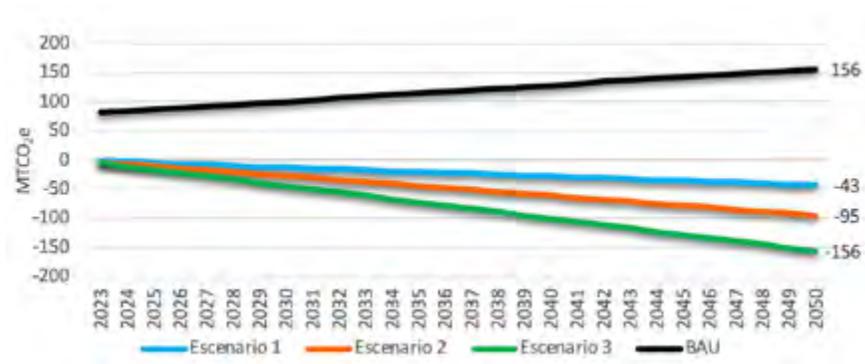
» Reducción de CH₄

› Segmento *upstream*

En este segmento, el escenario 1 resultaría en una reducción de 48 MtCO₂e para 2050, lo que representa el 28 % del total de emisiones. Bajo el escenario 2, se lograría una disminución de 106 MtCO₂e, equivalente al 61 % del total. El escenario 3 permitiría reducir completamente las emisiones de CH₄, alcanzando 173 MtCO₂e. De esta cantidad, el 90 % proviene de la actividad de extracción y el 10 % del procesamiento del gas natural.

La figura siguiente muestra la evolución de la reducción de emisiones GEI en la actividad de extracción de GN.

Figura 28. Reducción de CH₄, actividad de extracción de GN, ALC (2050)

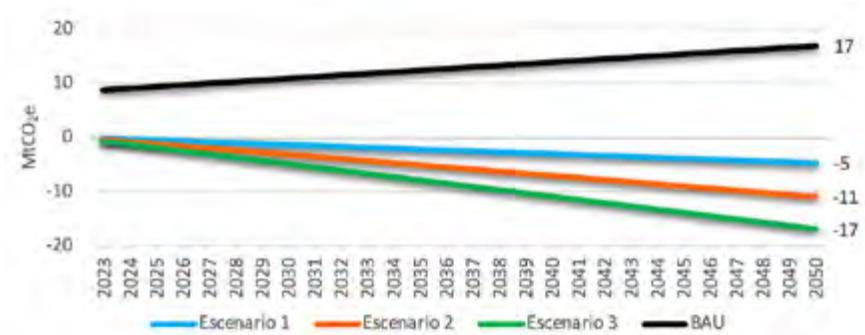


Fuente: elaboración propia.

El escenario 1 reduciría 43 MtCO₂e al 2050, el 2 cerca 95 MtCO₂e y el 3, unas 156 MtCO₂e. Las medidas con mayor impacto en la reducción de emisiones incluyen el uso de sellos húmedos en compresores de desgasificación, la captura de gas en la cabeza de pozo, la recuperación de gas en procesos de limpieza de tuberías, sistemas de purga y paradas de emergencia, y el uso de bombas y compresores eléctricos.

En cuanto procesamiento de GN, la figura a continuación ilustra la reducción de emisiones GEI en los distintos escenarios evaluados.

Figura 29. Reducción de CH₄, actividad de procesamiento de GN, ALC (2050)



Fuente: elaboración propia.

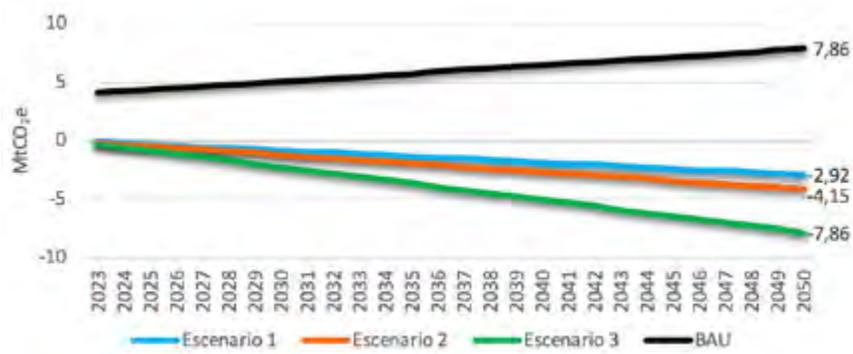
El escenario 1 reduciría cerca de 5 MtCO₂e al 2050, mientras que el 2 alcanzaría 11 MtCO₂e y el 3 agruparía el total de 17 MtCO₂e. Medidas como la inspección y el mantenimiento de plantas, la optimización de la circulación de glicol en deshidratadores y el uso de deshidratadores de cero emisiones son esenciales para la reducción de emisiones. Estas acciones no solo mejoran la eficiencia operativa, sino que también contribuyen al desplazamiento de tecnologías de altas emisiones de carbono.

› Segmento *midstream*

En el segmento *midstream*, al 2050, el escenario 1 resultaría en una reducción de 2,95 MtCO₂e, que representa el 37 % en las emisiones totales. En el 2 se alcanzarían a reducir 4,21 MtCO₂e, equivalente a 53 % del total de emisiones, mientras que el 3 permitiría abatir la totalidad de las emisiones de CH₄ (7,96 MtCO₂e). Del total, el 98,8 % de las emisiones provienen de la actividad de transporte de GN vía gasoductos y el restante 1,2 % de la actividad de licuefacción.

A continuación se muestra la reducción de emisiones de GEI en la actividad de transporte.

Figura 30. Reducción de CH₄, transporte por gasoductos, ALC (2050)

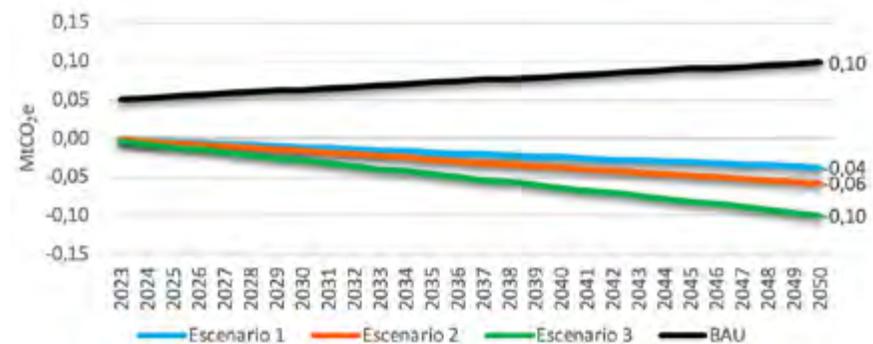


Fuente: elaboración propia.

El escenario 1 contribuiría a reducir 2,92 MtCO₂e al 2050, el 2 4,15 MtCO₂e y el 3 un total de 7,86 MtCO₂e. Las medidas más efectivas para reducir emisiones en esta actividad incluyen la inspección y mantenimiento de compresores, recuperación de gas durante la limpieza de tuberías, uso de controles de aire comprimido y compresores eléctricos. A continuación se muestra la reducción

de emisiones en la licuefacción de gas natural.

Figura 31. Reducción de CH₄, actividad de licuefacción de GN, ALC (2050)



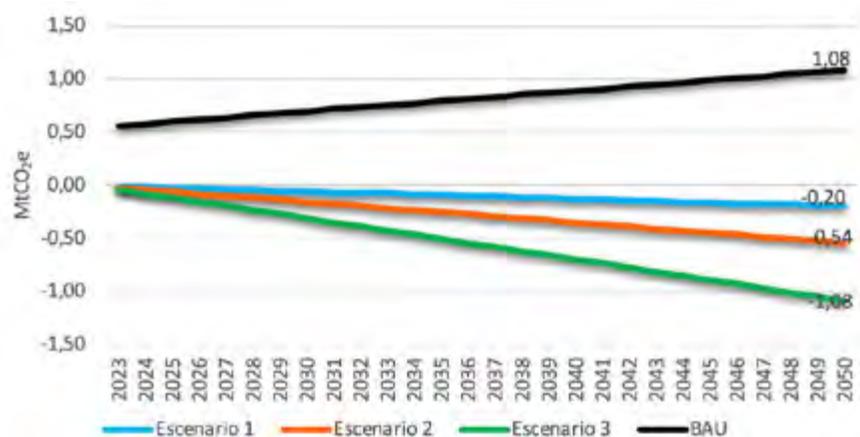
Fuente: elaboración propia.

Al 2050, se lograría una reducción de 0,04 MtCO₂e con el escenario 1, aproximadamente 0,06 MtCO₂e con el 2, y 0,1 MtCO₂e con el 3. Las estrategias más efectivas en esta actividad incluyen el uso de sellos húmedos en compresores, controles de aire comprimido, instalación de bengalas y compresores eléctricos.

› Segmento *downstream*

Se estima que bajo el escenario 1 se alcanzaría una reducción 0,33 MtCO₂e al 2050, que representa una disminución del 23 % del total de emisiones. En el escenario 2, la reducción sería de 0,72 MtCO₂e, equivalente al 50 % del total, y el escenario 3 mitigaría completamente las emisiones de CH₄, que suman 1,45 MtCO₂e. Del total, el transporte marítimo tiene una participación del 75 % y la regasificación del 25 %. A continuación se muestra la reducción de emisiones en la actividad de transporte marítimo.

Figura 32. Reducción de CH4, actividad de transporte marítimo de GN, ALC (2050)

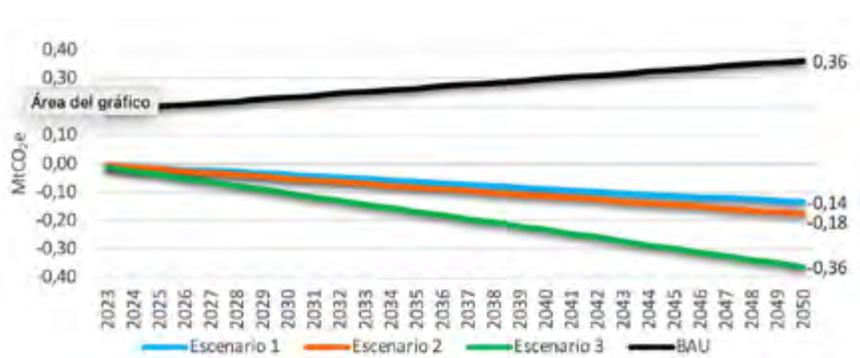


Fuente: elaboración propia.

El escenario 1 permita reducir 0,20 MtCO₂e para 2050, el 2 lograría una reducción de 0,54 MtCO₂e, mientras que el 3 abatiría 1,08 MtCO₂e. Las medidas más efectivas en esta actividad incluyen la implementación de sellos húmedos, sistemas de desgasificación, motores eficientes para la propulsión, motores eléctricos de propulsión y compresores eléctricos.

La figura siguiente muestra mitigación de emisiones para la actividad de regasificación.

Figura 33. Reducción de CH4, actividad de regasificación del GN, ALC (2050)



Fuente: elaboración propia.

El escenario 1 logrará reducir 0,14 MtCO₂e para 2050. En el 2, la reducción alcanzaría los 0,18 MtCO₂e, mientras que el 3 permitiría abatir 0,36 MtCO₂e. Las medidas más efectivas en esta fase incluyen la implementación de sellos húmedos en compresores, controles de aire comprimido, instalación de bengalas, mejora de sistemas de purga y paradas de emergencia, y el uso de compresores y bombas eléctricas.

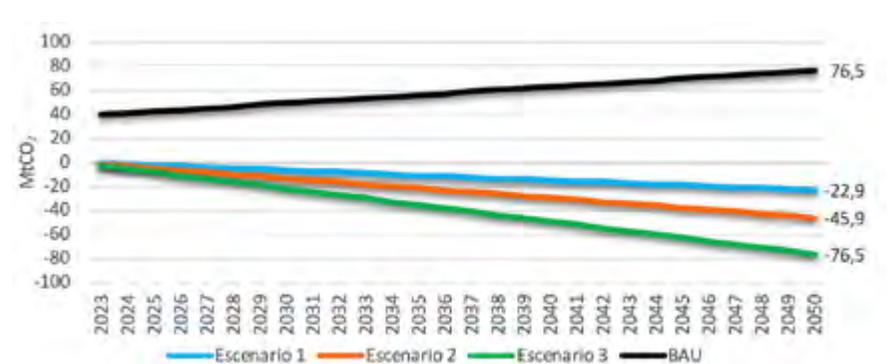
» Reducción de CO₂

Como se explica en la sección metodológica, no se llevó a cabo una evaluación exhaustiva de medidas para la reducción de CO₂. Sin embargo, se optó por una estimación preliminar con el fin de entender el orden de magnitud de las emisiones de CO₂. Esta aproximación inicial ayuda a contextualizar la contribución del CO₂ dentro del panorama general de los GEI. A continuación, se describen los impactos de los escenarios de mitigación del CO₂ en la cadena de valor.

› Segmento upstream

El escenario 1 reduciría 22,9 MtCO₂ para el año 2050. En el siguiente nivel de ambición, el 2 podría reducir 45,9 MtCO₂, mientras que el escenario 3 reduciría la totalidad de las emisiones (76,5 MtCO₂), como se muestra en la figura a continuación.

Figura 34. Reducción de CO2, segmento upstream, ALC (2050)



Fuente: elaboración propia.

La figura a continuación desglosa la mitigación de emisiones de CO₂ para cada actividad del segmento *upstream*.

Figura 35. Reducción de CO₂, actividades de extracción y procesamiento, ALC



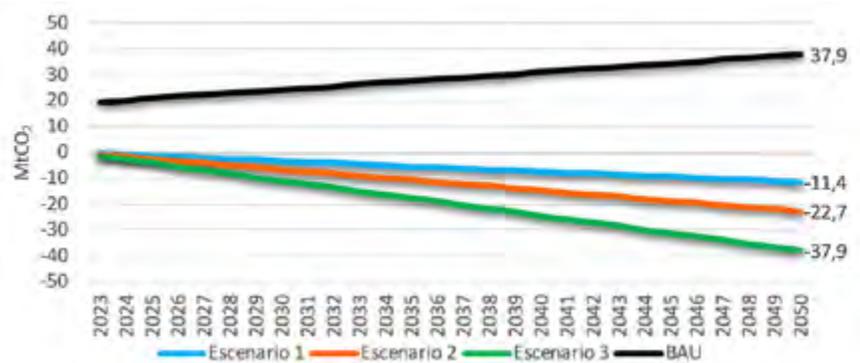
Fuente: elaboración propia.

En este segmento, la actividad de extracción representa el 64 % del total de emisiones, mientras que la actividad de procesamiento constituye el 36 % restante.

› Segmento *midstream*

Dentro de este segmento, se proyecta que el escenario 1 disminuiría las emisiones en 11,4 MtCO₂ para el año 2050. El 2 podría reducir las emisiones en 22,7 MtCO₂, mientras que el 3 lograría abatir las emisiones, que suman 37,9 MtCO₂. Estos datos se muestran en la figura siguiente.

Figura 36. Reducción de CO₂, segmento *midstream*, ALC 2050)



Fuente: elaboración propia.

La figura siguiente detalla la mitigación de emisiones de CO₂ para cada actividad del segmento *midstream*.

Figura 37. Reducción de CO₂ en el transporte por gasoductos y licuefacción, ALC (2050)



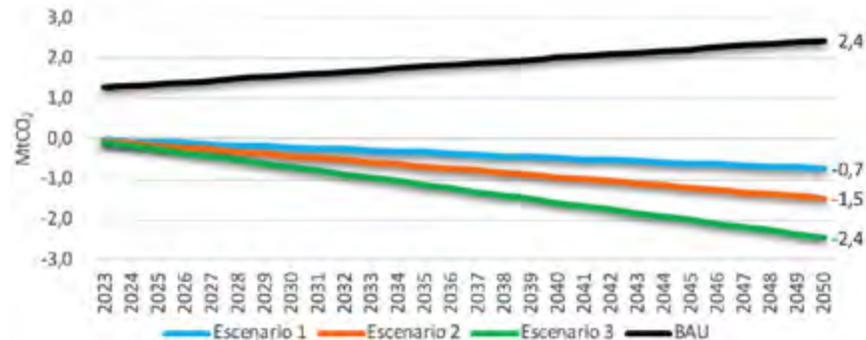
Fuente: elaboración propia.

El transporte a través de gasoductos representa el 68 % del total de emisiones, mientras que la actividad de licuefacción contribuye con el 32 % restante.

› Segmento *downstream*

En este segmento, el escenario 1 reduciría las emisiones en 0,7 MtCO₂ para el año 2050. El 2 traería una reducción de 1,5 MtCO₂, mientras que el 3 abatiría por completo las emisiones, que totalizan 2,4 MtCO₂, tal como se muestra en la figura siguiente.

Figura 38. Reducción de CO₂, segmento *downstream*, ALC (2050)



Fuente: elaboración propia.

La figura siguiente detalla la mitigación de emisiones de CO₂ para cada actividad dentro del segmento *downstream*.

Figura 39. Reducción de CO₂ en el transporte marítimo y regasificación, ALC (2050)



Fuente: elaboración propia.

Dentro de este segmento, el transporte marítimo representa el 66 % del total de emisiones, mientras que el proceso de regasificación contribuye con el 34 % restante.



4 Ambición y requerimientos de inversión

El análisis de las necesidades de inversión para los diferentes escenarios de penetración del GNBE se realizó en tres etapas. En la primera, se estima el costo base actual de cada proceso vinculado a la cadena de valor de la industria. En la segunda, se cuantifica el costo agregado de inversión para los distintos escenarios de reducción de emisiones GEI. Finalmente, en la tercera etapa se establecen diferentes niveles de ambición desagregados en distintos periodos de certificación.

4.1 Etapas de las necesidades de inversión del GNBE

4.1.1 Etapa 1. Estimación del costo base

Para obtener los costos base actuales de producción, transmisión, licuefacción, transporte y regasificación de gas natural, se realizó una revisión documental de informes de gestión y financieros de las empresas principales vinculadas a la cadena de valor del GN, arrojando costos operativos y de producción que permitieron estimar valores representativos para la región.

El análisis se complementó con la literatura internacional disponible. Los estudios y reportes técnicos de la industria dieron una perspectiva comparativa y contribuyeron a contextualizar los costos regionales dentro de un marco global.

4.1.2 Etapa 2. Estimación del costo agregado de inversión

El costo agregado de inversión se define como el costo adicional por unidad de gas producida, transportada o distribuida, que la industria debe realizar para lograr los objetivos de reducción de emisiones bajo distintos escenarios considerados (ver capítulo anterior).

La necesidad de inversión se compone de la suma del costo de capital (CAPEX) y el costo de operación (OPEX) de las nuevas tecnologías, este último estimado como el 3 % del CAPEX y calculado a valor presente con una tasa de descuento del 12 % y un horizonte de 25 años. Para el CH₄, se tomó el CAPEX promedio de las tecnologías de reducción de emisiones aplicables a los diferentes procesos

de la cadena de valor del gas natural. Los CAPEX de estas tecnologías se detallan en el anexo 3.

Basado en el potencial de reducción de metano de cada tecnología, los CAPEX promedio se desagregaron en costos por unidad de volumen de CH₄ mitigado (USD/m³CH₄). Estos costos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 12. Costos nivelados de mitigación de CH₄ según tecnología

Tecnología	Costo inversión (USD/m ³ CH ₄ mitigado)	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
Cambio del manto tanque de agua, de GN a gas CO ₂	0,0526		✓					
Recuperación de gas limpieza de tuberías y paradas de emergencia	0,0248	✓	✓	✓				
Inspecciones y mantenimiento de gasoductos	0,0409			✓				
Inspección y mantenimiento dirigido en instalaciones de superficie	0,5000			✓				
Inspección y mantenimiento estaciones compresoras	0,0176			✓				
Inspección y mantenimiento en plantas	0,0069		✓	✓				
Sellos húmedos sistemas de desgasificación	0,0412	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Cambio de empaquetadura compresores	0,1000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reparación de válvulas de presión	0,0071	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sustitución de descargadores de cilindros compresores	0,1500	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tecnología	Costo inversión (USD/m ³ CH ₄) mitigado	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
Mejora sistemas de purga y paradas de emergencia	0,6000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Instalación de bengalas	0,2632	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Redirección del gas del skimmer	0,0140	✓	✓	✓				
Conexión deshidratador de glicol a unidad de recuperación de vapor	0,1364	✓	✓	✓				
Deshidratadoras con inyección de metanol	0,1304	✓	✓	✓				
Deshidratadores desecantes portátiles	0,0278	✓	✓	✓				
Deshidratadores cero emisiones	0,0225	✓	✓	✓				
Optimización de la circulación de glicol en deshidratadores	0,0294	✓	✓	✓				
Bombas eléctricas	0,0133	✓	✓	✓				
Controles mecánicos	0,0462	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Deshidratadores desecantes	0,9375	✓	✓	✓				
Controles de aire comprimido	0,0530	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Conexión del cabezal del pozo a una unidad de recuperación de vapor	0,0194	✓		✓				
Elevación de gas por émbolo	0,0123	✓		✓				
Captura de gas en la cabeza de pozo	0,0161	✓		✓				
Eliminación del fluido acumulado y mejora del flujo en pozos de gas	0,0414	✓		✓				
Motores eficientes propulsión de buques metaneros	2,500			✓			✓	
Compresores eléctricos	0,5405	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: elaboración propia con base en datos presentados en el anexo 3.

El costo unitario se multiplicó por el potencial de reducción de CH₄ proyectado para cada escenario y segmento de la cadena de valor al 2050, permitiendo determinar las inversiones necesarias.

Para el caso del CO₂, dado que el estudio se enfoca específicamente en el CH₄, no se realizó una revisión de las medidas de reducción de emisiones ni de sus costos de inversión. En su lugar, se asumieron costos promedio según escenario, basado en las tecnologías de reducción de metano. Esto se fundamenta en que muchas tecnologías de reducción de emisiones de metano son complementarias para el CO₂. En la tabla a continuación, se muestran los costos promedio de reducción de CO₂ según escenario.

Tabla 13. Costos nivelados reducción de CO₂ según escenario (USD/tCO₂)

Segmento	Proceso	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Upstream	Extracción	0,096	0,133	0,268
	Procesamiento	0,082	0,139	0,268
Midstream	Transmisión (gasoductos)	0,086	0,205	0,366
	Licuefacción y almacenamiento	0,096	0,114	0,370
Downstream	Transporte marítimo	0,080	0,957	1,385
	Regasificación y almacenamiento	0,082	0,163	0,291

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, tanto para el CH₄ como para el CO₂, se determinó el costo nivelado de reducción de emisiones por unidad de volumen de gas (USD/m³gas) para cada escenario y según el segmento de la cadena de valor.

4.1.3 Etapa 3. Definición de los niveles de ambición para la certificación del GNBE

El nivel de ambición refiere a una meta específica de reducción de emisiones de GEI que una industria o actividad debe alcanzar en un determinado periodo. En el contexto de la certificación del GNBE, estos niveles de ambición han sido desagregados en tres periodos de certificación: 2025-2030, 2030-2040 y 2040-2050. Cada uno de estos periodos marca un escalón en la trayectoria de reducción de las emisiones, permitiendo que los actores de la industria se planifiquen y ajusten sus inversiones de manera gradual. Este enfoque contribuye a amortiguar los costos a

lo largo del tiempo mientras se logran metas de reducción de emisiones.

Los niveles de ambición se establecieron de manera específica para cada segmento de la cadena de valor del gas natural: *upstream*, *midstream* y *downstream*. Esta segmentación considera las particularidades operativas de cada actividad y segmento, donde varían significativamente la participación de las emisiones fugitivas y ventiladas, así como las tecnologías necesarias para su reducción y los costos asociados.

Se determinó la inversión que la región de América Latina y el Caribe deberá movilizar para lograr los niveles de ambición establecidos en cada periodo de certificación del GNBE.

4.2. Necesidades de inversión según escenarios de reducción de emisiones

4.2.1 Costos base

La siguiente tabla muestra el costo base estimado para algunos países de ALC y estudios documentados a nivel mundial, específicamente en Asia, Europa y Norteamérica.

Tabla 14. Costos base de la cadena de valor del gas natural (USD/m³)

	Upstream	Midstream		Downstream	
Fuente	Producción y procesamiento	Transmisión (Gasoducto)	Licuefacción y almacenamiento	Transporte marítimo	Regasificación y almacenamiento
Argentina (YPF S.A.)	0,13				
México (PEMEX)	0,22		0,02		0,07
Panamá (Costa Norte LNG)					0,08
Chile (ENGIE, Mejillones)					0,03
Norteamérica, Europa (Zou et al., 2022)	0,10	0,10	0,14		
Asia (Molnar et al., 2022)		0,07	0,09	0,11	0,04
Asia (IEA, 2020)	0,18				
Promedio	0,16	0,09	0,08	0,11	0,05

Fuente: elaboración propia con base en de informes de gestión de empresas y estudios a nivel internacional.

Los costos base muestran diferencias entre distintos países y regiones y entre procesos de la cadena de producción del GN. Estas variaciones pueden responder a factores como costos de operación, que incluyen diferencias en salarios, normativas laborales, impuestos, tarifas de energía y precios de combustibles. Además, las operaciones en tierra suelen ser más económicas que las *offshore* debido menor complejidad y riesgos. Los costos de transporte también dependen

de la distancia al mercado, los costos de peaje y la infraestructura disponible. La accesibilidad y calidad de las reservas de gas natural influyen en los costos, así como las economías de escala que permiten reducir costos unitarios en regiones con alta producción (Molnar, 2022; Kozulj, 2012).

En promedio, el segmento *upstream* representa el 32 % del costo a lo largo de la cadena de valor, el segmento *midstream* tiene una participación del 34 % y el segmento *downstream* de un 33 %. La producción y procesamiento suman un costo base de 0,16 USD por metro cúbico de gas. Le siguen el transporte marítimo con 0,11 USD/m³, el proceso de transmisión de gas (gasoductos) con 0,09 USD/m³, la licuefacción y almacenamiento con 0,08 USD/m³ y la regasificación y almacenamiento con 0,05 USD/m³.

4.2.2 Costos de inversión reducción de emisiones GEI

» Reducción de emisiones de CH₄

› Segmento *upstream*

La figura a continuación muestra las inversiones necesarias para reducir las emisiones de CH₄ en el segmento *upstream* para los distintos escenarios de penetración de GNBE.

Figura 40. Necesidades de inversión reducción emisiones CH₄ segmento *upstream*



Fuente: elaboración propia.

Para este segmento, el escenario 1 requiere una inversión de USD 5.216 millones hasta 2050, el 2 demanda USD 7.278 millones, y el 3, USD 19.296 millones. Del total de cada escenario, en promedio, el 91 % de la inversión deberá destinarse a la actividad de extracción, mientras que el 9 % restante al procesamiento del gas natural.

En cada proceso del segmento *upstream*, las tecnologías seleccionadas traen distintas necesidades de inversión. Las tablas muestran la distribución de estas inversiones para los procesos de extracción y procesamiento de gas natural, respectivamente.

Tabla 15. Porcentajes de inversión por tecnología en extracción

Escenarios	Tecnología	Participación	Total
Escenario 1	Sustitución de descargadores (compresores)	38,4 %	100 %
	Sellos húmedos sistema de desgasificación (compresores)	28,6 %	
	Controles de aire comprimido	26,0 %	
	Cambio de empaquetaduras (compresores)	6,7 %	
	Controles mecánicos	0,2 %	
Escenario 2	Mejora sistemas de purga y paradas de emergencia	31 %	100 %
	Eliminación de fluido acumulado y mejora en el flujo de pozos	23 %	
	Instalación de bengalas	21 %	
	Captura de gas en la cabeza de pozo	18 %	
	Elevación de gas por émbolo	4 %	
	Conexión cabezal pozo a unidad de recuperación de vapor	3 %	
Escenario 3	Compresores eléctricos	75 %	100 %
	Recuperación de gas (tuberías y purga de tuberías, paradas de emergencia)	10 %	
	Captura de gas en la cabeza de pozo	9 %	
	Bombas eléctricas	4 %	
	Deshidratadores desecantes portátiles	2 %	
	Medida compensatoria	1 %	

Fuente: elaboración propia.

En el proceso de extracción de gas natural, el escenario 1 concentra la mayor inversión en la sustitución de descargadores y sellos húmedos en compresores (38,4 % y 28,6 %, respectivamente), seguido por mejoras en controles y empaquetaduras. En el escenario 2, destacan la mejora de sistemas de purga y paradas de emergencia (31 %) y la optimización del flujo de pozos (23 %). En el escenario 3, la introducción de compresores eléctricos lidera con un 75 % de la inversión, seguida por la recuperación de gas en tuberías (10 %) y en cabezas de pozo (9 %)

Tabla 16. Porcentajes de inversión por tecnología en procesamiento

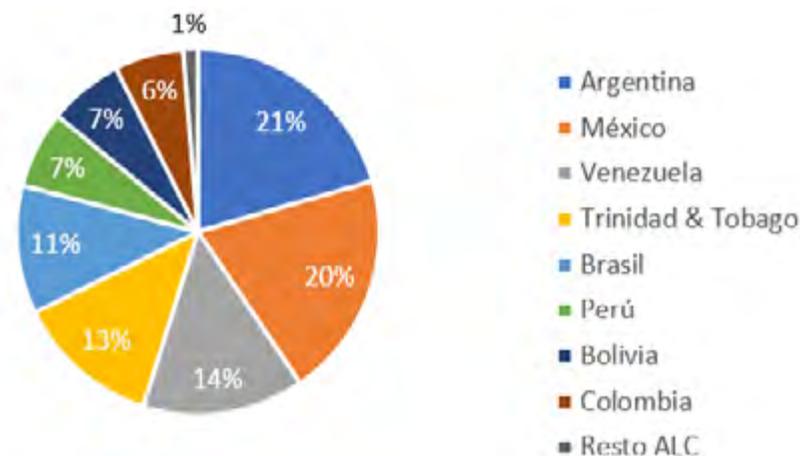
Escenarios	Tecnología	Participación	Total
Escenario 1	Sustitución de descargadores (compresores)	32,4 %	100 %
	Sellos húmedos sistema de desgasificación (compresores)	25,5 %	
	Controles de aire comprimido	21,3 %	
	Inspección-mantenimiento (plantas)	11,3 %	
	Cambio empaquetaduras (compresores)	9,3 %	
	Controles mecánicos	0,2 %	
Escenario 2	Optimización de la circulación de glicol (deshidratadores)	42 %	100 %
	Deshidratadores desecantes	25 %	
	Cambio manto tanque GN a CO2	11 %	
	Redirección del gas del skimmer	8 %	
	Deshidratadoras con inyección de metanol	8 %	
	Conexión deshidratador a unidad de recuperación de vapor	5 %	
Escenario 3	Compresores eléctricos	64 %	100 %
	Deshidratadores cero emisiones	17 %	
	Recuperación de gas (tuberías, paradas de emergencia)	12 %	
	Bombas eléctricas	3 %	
	Cambio manto tanque GN a CO2	3 %	
	Medida compensatoria	1 %	

Fuente: elaboración propia.

Para el procesamiento de gas natural, la mayor inversión en el escenario 1 se destina a la sustitución de descargadores en compresores, con 32,4 % del total, seguida por el uso de los sellos húmedos en el sistema de desgasificación con 25,5 %. En el escenario 2, la optimización de la circulación de glicol en deshidratadores representa el 42 % de la inversión, mientras que el uso de deshidratadores desecantes concentra el 25 %. En el escenario 3, el 64 % de la inversión se destina al uso de compresores eléctricos, seguido por los deshidratadores cero emisiones con 17 % del total.

Se destaca que la inversión requerida para reducir las emisiones de CH₄ en el segmento *upstream* varía entre países. El principal elemento que cambia es la capacidad de producción y la antigüedad de la infraestructura. La figura a continuación desagrega las necesidades de inversión estimada por país.

Figura 41. Inversiones por país para la reducción emisiones CH₄ segmento upstream

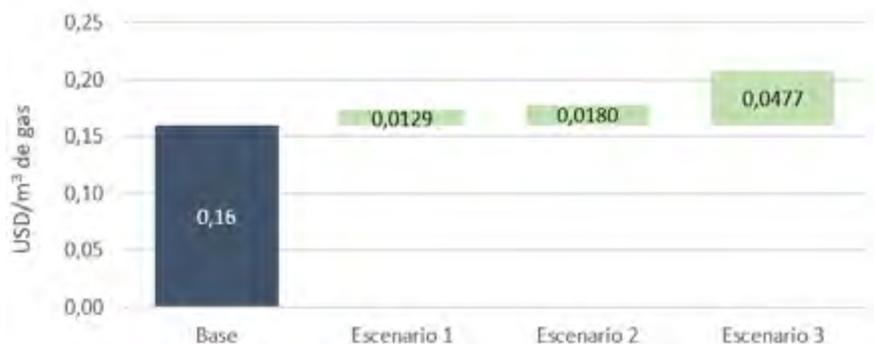


Fuente: elaboración propia.

Argentina, México y Venezuela requieren conjuntamente el 55 % del total de inversión para reducir las emisiones de CH₄ en cualquier escenario. Les siguen Trinidad y Tobago, Brasil, Perú, Bolivia y Colombia.

Como es de esperar, el costo por unidad de gas producida aumenta en la medida que crezca la ambición por descarbonizar la industria. La figura a continuación muestra el costo incremental del gas para los escenarios del segmento *upstream* respecto al costo base de producción.

Figura 42. Costo incremental del GNBE (CH₄) - Segmento upstream

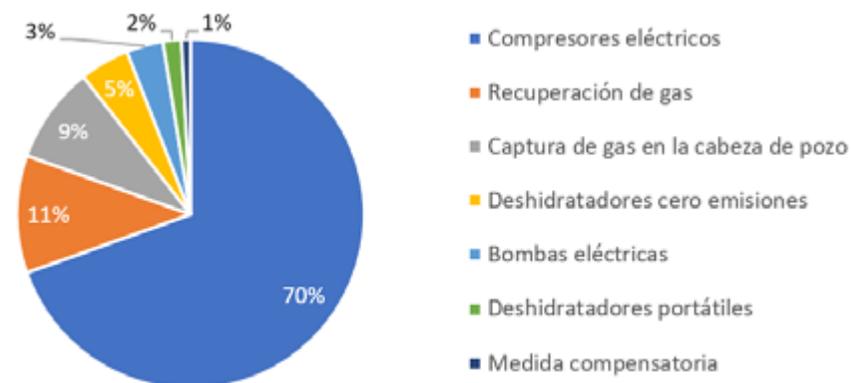


Fuente: elaboración propia.

En comparación con el costo base, la reducción de emisiones bajo el escenario 1 implicaría un costo incremental de 0,0129 USD/m³ de gas producido al 2050, resultando en un costo total de producción de 0,173 USD/m³, lo que representa un aumento del 7,5 %. En el escenario 2, el costo se incrementaría en 0,018 USD/m³, alcanzando un total de 0,178 USD/m³, con un incremento del 10,1 %. Para el escenario 3, el costo de producción aumentaría en 0,047 USD/m³, elevándose a 0,208 USD/m³, lo que equivale a un incremento del 23 %.

La mayor contribución al costo agregado del escenario 3 vendría dado por la adquisición y uso de compresores eléctricos, que representan el 70 % del total. Le sigue la recuperación de gas, con un 11 %, y la captura de gas en la cabeza de pozo, con un 9 %. La figura siguiente muestra la contribución de cada tecnología al costo agregado del escenario 3 para el segmento *upstream*.

Figura 43. Composición de costos por tecnología en escenario 3 (upstream)



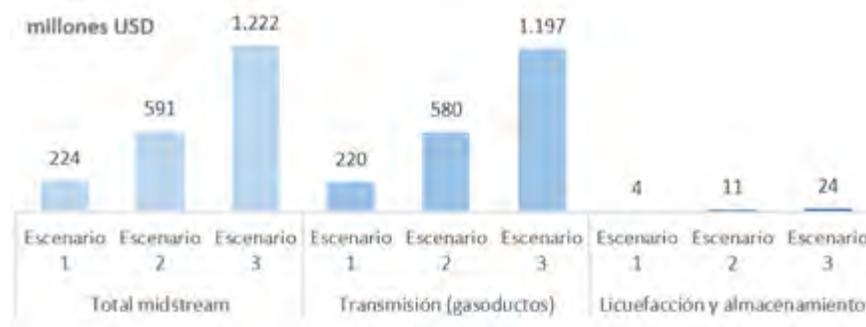
Fuente: elaboración propia.

Fuente: elaboración propia.

› Segmento *midstream*

La figura siguiente, presenta las inversiones necesarias para reducir las emisiones de CH₄ en el segmento *midstream*, según los diferentes escenarios de penetración de GNBE.

Figura 44. Necesidades de inversión para reducción emisiones CH₄ - Segmento *midstream*



Fuente: elaboración propia.

Para alcanzar los objetivos del escenario 1, se necesita una inversión de USD 224 millones hasta 2050. El 2 requiere una inversión de USD 591 millones, mientras que el 3 demanda USD 1222 millones. En promedio, el 98 % de estas inversiones deberá destinarse a la actividad de transmisión y el 2 % a la licuefacción y almacenamiento de GNL. La tabla a continuación muestra la distribución de estas inversiones para los procesos de transmisión de gas vía gasoductos, así como del proceso de licuefacción y almacenamiento de GNL, respectivamente.

Tabla 17. Porcentajes de inversión por tecnología en transporte (transmisión)

Escenarios	Media	Participación	Total
Escenario 1	Sustitución de descargadores (compresores)	38,8 %	100%
	Sellos húmedos sistema de desgasificación (compresores)	25,7 %	
	Inspección-mantenimiento (compresores)	22,5 %	
	Cambio de empaquetaduras (compresores)	12,0 %	
	Inspección-mantenimiento (gasoductos)	1,0 %	
Escenario 2	Instalación de bengalas	39,8 %	100%
	Mejora sistemas de purga y paradas de emergencia (compresores)	34,6 %	
	Recuperación de gas (limpieza de tuberías)	25,6 %	
Escenario 3	Compresores eléctricos	55,4 %	100%
	Controles aire de comprimido	20,5 %	
	Inspección-mantenimiento (gasoductos)	11,4 %	
	Recuperación de gas (tuberías, purga y paradas de emergencia)	9,8 %	
	Bombas eléctricas	2,4 %	
	Medida compensatoria	0,3 %	
	Reparación válvulas de presión	0,2 %	

Fuente: elaboración propia.

La tabla anterior muestra que en el escenario 1, la mayor parte de la inversión se destina a la sustitución de descargadores de compresores, representando un 38,8 %. Le siguen los sellos húmedos en el sistema de desgasificación con un 25,7 %, la inspección y mantenimiento de compresores con un 22,5 %, el cambio de empaquetaduras de compresores con 12 %, y la inspección y man-

tenimiento de gasoductos con 1 % del total. En el escenario 2, la instalación de bengalas domina con 39,8 % de las inversiones. En el 3, el uso de compresores eléctricos concentra el 55,4 % de la inversión en reducción de emisiones.

Tabla 18. Porcentajes de inversión por tecnología en licuefacción y almacenamiento de GNL

Escenarios	Media	Participación	Total
Escenario 1	Sellos húmedos sistema de desgasificación (compresores)	38,3 %	100%
	Sustitución de descargadores (compresores)	27,7 %	
	Controles de aire comprimido	26,6 %	
	Cambio de empaquetaduras (compresores)	7,0 %	
	Controles mecánicos	0,3 %	
Escenario 2	Instalación de bengalas	78 %	100%
	Controles aire comprimido	14 %	
	Controles mecánicos	7 %	
	Reparación válvulas de presión	1 %	
Escenario 3	Compresores eléctricos	53 %	100%
	Mejora sistemas de purga y paradas de emergencia (compresores)	28 %	
	Controles aire de comprimido	15 %	
	Bombas eléctricas	3 %	

Fuente: elaboración propia.

En el caso del proceso de licuefacción y almacenamiento, la mayor parte de la inversión en el escenario 1 se destina a los sellos húmedos en el sistema de desgasificación, con 38,3 % del total. Seguidamente, la sustitución de descargadores de compresores representa el 27,7 %, y el uso los controles de aire comprimido el 26,6 %. En el escenario 2, la instalación de bengalas representa el 78 % de la inversión; mientras que los controles de aire comprimido agrupan el 14 %, los controles mecánicos 7 %, y la mejora de válvulas de presión el 1 % del total. Finalmente, en el escenario 3, la mayor parte de la inversión se destina a los compresores eléctricos, con un 53 %. La figura a continuación desglosa las necesidades de inversión estimadas por país.

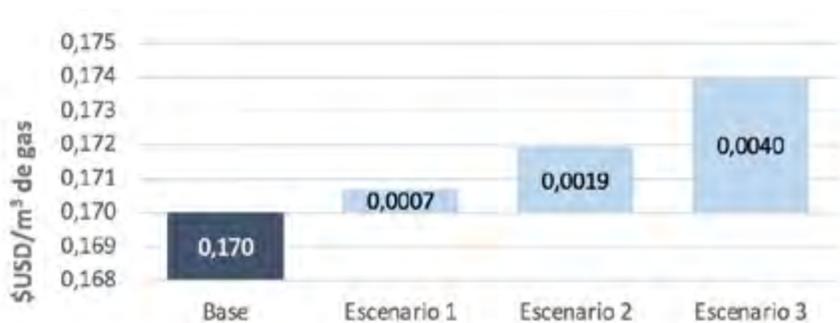
Figura 45. Inversiones para reducción emisiones CH₄ (Midstream)



Fuente: elaboración propia.

Argentina, Colombia y México concentran aproximadamente el 80 % de la inversión necesaria para reducir las emisiones de CH₄ en la transmisión de gas por gasoductos. Para disminuir las emisiones en el proceso de licuefacción y almacenamiento, alrededor del 70 % de la inversión requerida deberá dirigirse a Trinidad y Tobago. La figura siguiente muestra el costo incremental por unidad de gas gestionado bajo los distintos escenarios de reducción de emisiones para el segmento *midstream* comparado con el costo base.

Figura 46. Costo incremental del GNBE (CH₄) - Segmento midstream



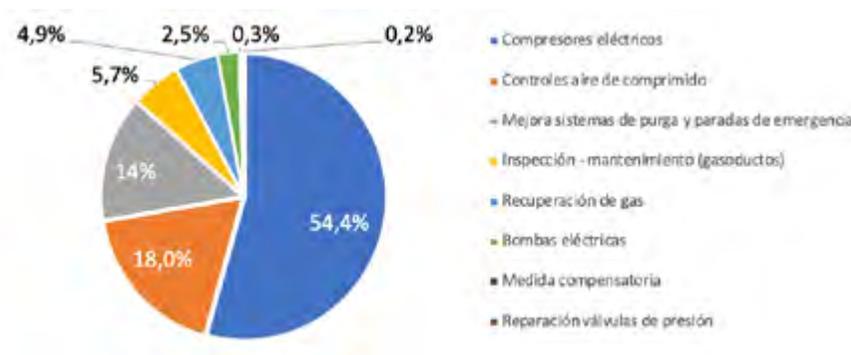
Fuente: elaboración propia.

En relación con el costo base, para el escenario 1 la reducción de emisiones añadiría un costo de 0,0007 USD/m³ de gas transmitido, licuado y almacenado

al 2050, llevando el costo total a 0,1707 USD/m³ para un incremento del 0,4 %. En el escenario 2, un aumento del 1,1 % implicaría un incremento de 0,0019 USD/m³, elevando el costo total a 0,1719 USD/m³. Para el escenario 3, con un incremento del 2,3 %, el costo de producción subiría 0,0040 USD/m³, llegando a un costo total de 0,1740 USD/m³.

En el escenario 3, la adquisición y uso de compresores eléctricos sería la principal contribución al costo agregado, representando el 54 % del total. Le sigue la implementación de controles de aire comprimido, con un 18 %, y la mejora de los sistemas de purga y paradas de emergencia, con un 14 %. La figura siguiente detalla la contribución de cada tecnología al costo agregado de este escenario en el segmento *midstream*.

Figura 47. Composición de costos por tecnología en escenario 3 (midstream)



Fuente: elaboración propia.

› Segmento *downstream*

La figura muestra las inversiones necesarias para disminuir las emisiones de CH₄ en el segmento *downstream*, de acuerdo con los distintos escenarios de penetración de GNBE.

Figura 48. Necesidades de inversión para reducción emisiones CH₄ - Segmento downstream



Fuente: elaboración propia.

Para alcanzar los objetivos de reducción del escenario 1, el segmento *downstream* necesita una inversión de USD 30 millones hasta el 2050. El 2 requiere de USD 1516 millones, y el 3, USD 4307 millones. En promedio, el 83 % de estas inversiones estarían dirigidas al transporte marítimo, y el 17 % a la regasificación y almacenamiento de GNI.

En este segmento, las tecnologías analizadas traen distintas necesidades de inversión. Las tablas muestran la distribución de estas inversiones para el transporte marítimo, así como para la regasificación y almacenamiento del gas natural, respectivamente.

Tabla 19. Porcentajes de inversión por tecnología en transporte marítimo

Escenarios	Media	Participación	Total
Escenario 1	Controles de aire comprimido	41,3 %	100%
	Sellos húmedos sistema de desgasificación (compresores)	37,4 %	
	Sustitución de descargadores (compresores)	18,6 %	
	Cambio sistema empaquetadura (compresores)	2,1 %	
	Controles mecánicos	0,4 %	
	Reparación válvulas de presión	0,3 %	

Escenario 2	Motores eficientes propulsión de buques metaneros	91 %	100%
	Instalación de bengalas	6 %	
	Mejora sistemas de purga y paradas de emergencia (compresores)	3 %	
Escenario 3	Motores eléctricos propulsión de buques	99,21 %	
	Compresores eléctricos	0,72 %	
	Bombas eléctricas	0,04 %	
	Controles mecánicos	0,03 %	

Fuente: elaboración propia.

En el escenario 1, la inversión se concentra en controles de aire comprimido (41,3 %), sellos húmedos (37,4 %) y descargadores de compresores (18,6 %), con el resto distribuido en empaquetaduras, controles mecánicos y reparación de válvulas. En el escenario 2, el 91 % de la inversión se destina a motores eficientes para buques metaneros, mientras que las bengalas y mejoras en compresores representan el 6 % y 3 %, respectivamente. En el escenario 3, casi toda la inversión (99 %) se enfoca en motores eléctricos para la propulsión de buques.

Tabla 20. Porcentajes de inversión por tecnología en regasificación y almacenamiento de gas

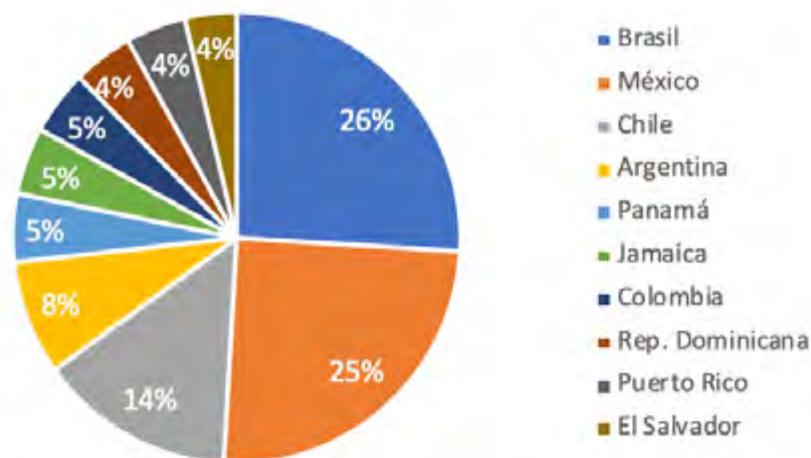
Escenarios	Media	Participación	Total
Escenario 1	Sellos húmedos sistema de desgasificación (compresores)	36,0 %	100%
	Sustitución de descargadores (compresores)	30,2 %	
	Controles de aire comprimido	27,2 %	
	Cambio sistema empaquetadura (compresores)	5,5 %	
	Reparación válvulas de presión	0,8 %	
Escenario 2	Controles mecánicos	0,3 %	100%
	Mejora sistemas de purga y paradas de emergencia (compresores)	48 %	
	Instalación de bengalas	42 %	
	Controles aire comprimido	6 %	
	Controles mecánicos	3 %	

Escenario 3	Compresores eléctricos	69,5 %
	Controles aire de comprimido	26,2 %
	Bombas eléctricas	2,8 %
	Controles mecánicos	1,1 %
	Mantenimiento válvulas de presión	0,5 %

Fuente: elaboración propia.

Para el caso de la regasificación y almacenamiento de gas, la mayor parte de la inversión en el escenario 1 se dirige a los sellos húmedos en el sistema de desgasificación, con un 36 %. La sustitución de descargadores de compresores concentra el 30,2 % de las inversiones, mientras que el uso de controles de aire comprimido el 27,2 %. En el escenario 2, la mejora sistemas de purga y paradas de emergencia representa el 48 % de la inversión, seguida de la instalación de bengalas con el 32 %. En el escenario 3, los compresores eléctricos son la inversión principal con un 69,5 %. La distribución de las inversiones se muestra en la figura a continuación.

Figura 49. Inversiones para reducción emisiones CH₄ (downstream)



Fuente: elaboración propia.

Brasil, México, Chile y Argentina concentran el 73 % de la inversión requerida para reducir las emisiones de CH₄ en el segmento *downstream*, específicamente en el proceso de regasificación y almacenamiento. El 27 % restante de la inversión se distribuye entre Panamá, Jamaica, Colombia, República Dominicana, Puerto Rico y El Salvador. Por último, la figura siguiente indica el costo incremental por unidad de gas gestionada según los distintos escenarios de reducción de emisiones para el segmento *downstream* en comparación con su costo base.

Figura 50. Costo incremental del GNBE (CH₄) - Segmento downstream

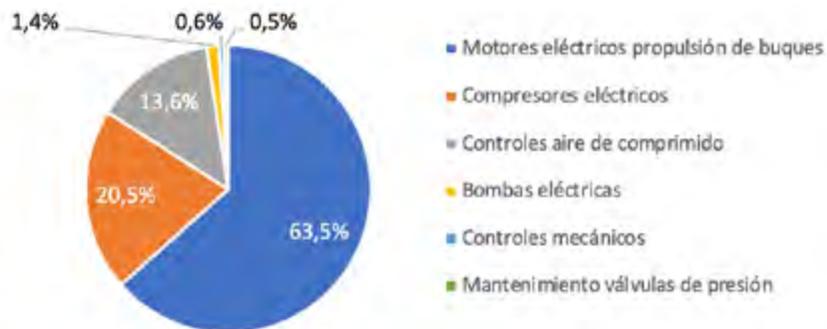


Fuente: elaboración propia.

En relación con el costo base, para el escenario 1, la reducción de emisiones incrementaría el costo en 0,0010 USD/m³ de gas transportado, regasificado y almacenado para el 2050, elevando el costo total de producción a 0,161 USD/m³, lo que equivale a un aumento del 0,6 %. Para el escenario 2, el incremento del 23,9 % se traduce en un aumento de 0,0503 USD/m³, resultando en un costo total de 0,210 USD/m³. En el caso del escenario 3, con un aumento del 47,1 %, el costo de producción se incrementaría en 0,1425 USD/m³, alcanzando un total de 0,303 USD/m³.

En el 3, la mayor parte del costo agregado provendrá de la introducción de motores eléctricos para la propulsión de buques, que represente el 64 % del total. A esto le sigue la incorporación de compresores eléctricos, que suman un 21 %, y la aplicación de controles de aire comprimido, con un 14 %. La figura siguiente muestra la contribución de cada tecnología al costo agregado del escenario 3 para el segmento *downstream*.

Figura 51. Composición de costos por tecnología en escenario 3 (downstream)



Fuente: elaboración propia.

» Reducción de emisiones de CO₂

La reducción se justifica considerando que numerosas tecnologías utilizadas para mitigar las emisiones de metano también pueden ser efectivas para el CO₂.

› Segmento upstream

La figura a continuación muestra las inversiones necesarias para reducir las emisiones de CO₂ en el segmento *upstream* para los escenarios de reducción de emisiones del GN.

Figura 52. Necesidades de inversión para reducción emisiones CO₂ - Segmento upstream



Fuente: elaboración propia.

Para este segmento, el escenario 1 requiere una inversión de USD 3 millones hasta 2050 para reducir las emisiones de CO₂, el 2 demanda USD 8 millones, y el 3, USD 25 millones. Del total, en promedio, el 64 % de la inversión deberá destinarse a la actividad de extracción, mientras que el 36 % restante al procesamiento del gas natural.

Por su parte, el costo agregado de los escenarios de reducción de emisiones para el segmento *upstream* respecto al costo base de producción, se muestra en la figura a continuación.

Figura 53. Costo incremental del GNBE (CO₂) - Segmento upstream



Fuente: elaboración propia.

Respecto al costo base, la reducción de emisiones tendría un costo incremental muy bajo para los tres escenarios hacia el 2050, todos por debajo del 1 %. Para el escenario 1 el costo total de producción se incrementaría de 0,16 USD/m³ a 0,16001 USD/m³. En el 2, el costo total alcanza 0,16002 USD/m³, mientras que para el 3, el total sería de 0,16006 USD/m³.

› Segmento midstream

La figura siguiente, presenta las inversiones necesarias para reducir las emisiones de CO₂ en el segmento *midstream*, según los diferentes escenarios de penetración de GNBE.

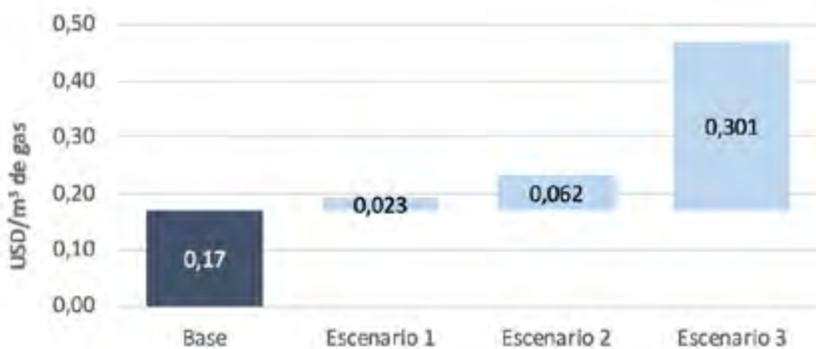
Figura 54. Necesidades de inversión reducción emisiones CO₂ segmento midstream



Fuente: elaboración propia.

En este segmento, el escenario 1 necesita una inversión de USD 1,768 millones hasta 2050. El 2 requiere una inversión de USD 6,943 millones, mientras que el 3 demanda USD 24,150 millones. En promedio, el 69 % de estas inversiones deberá destinarse a la transmisión de gas por gasoductos y el 31 % restante a la actividad de licuefacción y almacenamiento de GNL. Por otra parte, la figura siguiente presenta el costo incremental por unidad de gas gestionada cumpliendo con los distintos escenarios de reducción de emisiones en comparación con el costo base.

Figura 55. Costo incremental del GNBE (CO₂) - Segmento midstream



Fuente: elaboración propia.

En relación con el costo base, reducir las emisiones de CO₂ en este segmento significa importantes incrementos en los costos de nuevas tecnologías al 2050. Para el escenario 1, la reducción de emisiones añadiría un costo de 0,023 USD/m³ de gas transmitido, licuado y almacenado, llevando el costo total a 0,183 USD/m³, representado un aumento del 7 %. En el escenario 2, el incremento sería de 0,062 USD/m³, resultando en un costo total de 0,222 USD/m³ y un aumento del 23 %. Para el escenario 3, el costo de producción aumentaría en 0,301 USD/m³, alcanzando un total de 0,461 USD/m³ y un incremento del 63 %.

» Segmento downstream

La siguiente figura muestra las inversiones necesarias para disminuir las emisiones de CO₂ en el segmento *downstream*, de acuerdo con los distintos escenarios de penetración de GNBE.

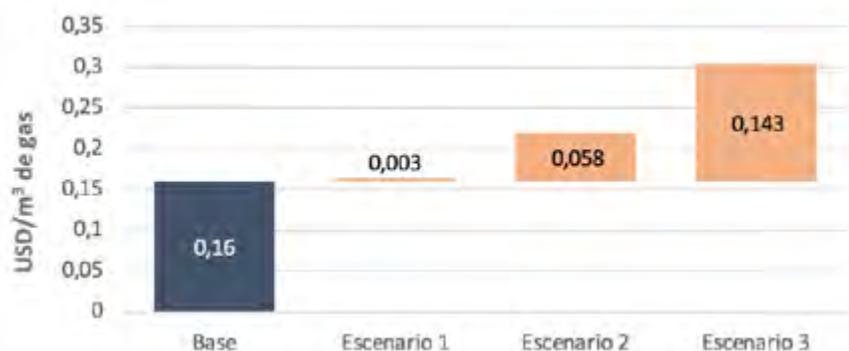
Figura 56. Necesidades de inversión reducción emisiones CO₂ segmento downstream



Fuente: elaboración propia.

Para el escenario 1, el segmento *downstream* necesita una inversión de USD 103 millones hasta el 2050, mientras que el escenario 2 requiere una inversión de USD 1751 millones. Por último, el escenario 3, agrupa USD 4303 millones. En promedio, el 83 % de estas inversiones estarían dirigidas al transporte marítimo, y el 17 % a la regasificación y almacenamiento de gas natural. La figura a continuación muestra el costo incremental del gas para lograr los escenarios de reducción de emisiones para el segmento *downstream* en comparación con el costo base.

Figura 57. Costo incremental del GNBE (CO₂) - Segmento downstream



Fuente: elaboración propia.

En este segmento, escenario 1 la reducción de emisiones añadiría un costo de 0,003 USD/m³ de gas al 2050, llevando el costo total de producción a 0,163 USD/m³, representando un aumento del 0,6 %. En el escenario 2, su costo subiría a 0,218 USD/m³ con un incremento del 23,9 %. Para el escenario 3, el costo de producción aumentaría en 0,143 USD/m³, alcanzando un total de 0,303 USD/m³, equivalente a un 47,1 % de incremento.

» Resumen de inversiones

Alcanzar cero emisiones de CH₄ y CO₂ en un horizonte de 25 años requerirá una inversión de USD 19.321 millones en el segmento *upstream*, equivalentes a un desembolso anual de aproximadamente USD 772 millones. En el segmento *midstream*, la inversión se eleva a USD 25,371 millones, o USD 1015 millones por año. El segmento *downstream*, se estima una inversión de USD 8,610 millones, con un desembolso anual de cerca de USD 344 millones.

Para el segmento *upstream*, el 99,9 % de las inversiones se enfoca en la reducción de emisiones de CH₄. Contrario ocurre en el segmento *midstream* donde la inversión se inclina hacia la reducción de CO₂, que representa el 95 % del total. En el segmento *downstream* las inversiones se distribuyen de manera equitativa entre CH₄ y CO₂. La tabla a continuación, resume las necesidades de inversión bajo los diferentes escenarios analizados al 2050.

Tabla 21. Inversiones para descarbonizar la industria del GN al 2050

Segmento	Escenarios	Inversión total (USD millones)	% Inversión CH ₄	% Inversión CO ₂
<i>Upstream</i>	1	5219	99,95 %	0,05 %
	2	7286	99,89 %	0,11 %
	3	19,321	99,87 %	0,13 %
<i>Midstream</i>	1	1992	11,23 %	88,77 %
	2	7535	7,85 %	92,15 %
	3	25,371	4,81 %	95,19 %
<i>Downstream</i>	1	132	22,34 %	77,66 %
	2	3268	46,40 %	53,60 %
	3	8610	50,03 %	49,97 %

Fuente: elaboración propia.

4.3 Niveles de ambición para una certificación del GNBE

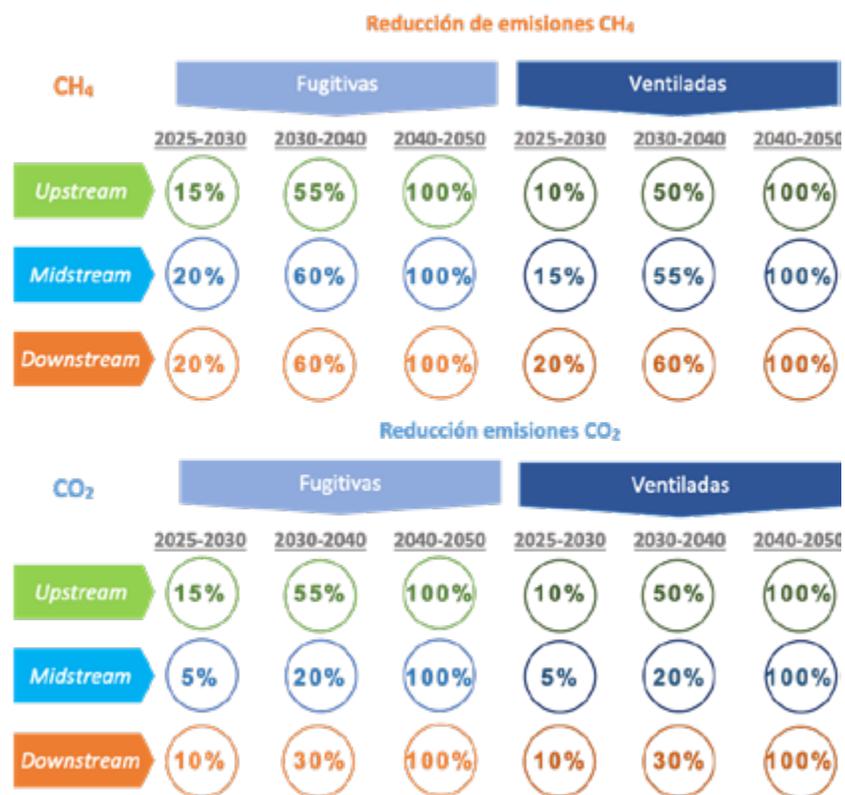
4.3.1 Metas para una certificación del GNBE

Se plantean para dos principales fuentes de emisiones de CH₄ y CO₂ de la industria: fugitivas y ventiladas. Para obtener la certificación, la industria deberá abordar simultáneamente la reducción de ambas fuentes de emisiones para asegurar un enfoque integral en la reducción de GEI. En este sentido, se facilitaría la implementación simultánea de medidas de mitigación, aprovechando la complementariedad de las tecnologías, economías de escala y máximo impacto de las inversiones. Por otra parte, el cumplimiento de una certificación de reducción de emisiones contaminantes prepararía a la industria para futuras exigencias regulatorias.

Como se detalló en el apartado anterior, la reducción de emisiones conlleva un aumento en los costos de producción, licuefacción, transporte y distribución, que varía según el segmento de la cadena de valor donde se implemente. Este incremento se debe a la necesidad de incorporar nuevas tecnologías, actua-

lizar infraestructuras y adoptar prácticas más sostenibles, lo que puede ser un desafío financiero y de mercado para ciertos segmentos de la industria. Previendo el tiempo que toma la coordinación, evaluación y priorización de las inversiones relacionado con proceso de certificación del GNBE, se plantea que las metas se cumplan en tres periodos con ambiciones diferenciadas en el tiempo. Esto permitirá a la industria gestionar gradualmente el costo de las innovaciones tecnológicas mientras se compromete de manera creciente con la reducción de emisiones. La figura a continuación muestra las metas definidas para cada segmento de la cadena de valor del gas natural, diferenciadas por tipo de emisión y periodos de certificación.

Figura 58. Niveles de ambición para certificar el GNBE



Fuente: elaboración propia.

» Periodo 2025-2030

En este periodo, la reducción de emisiones se enfoca en metas moderadas relacionadas a tecnologías probadas y de bajo costo en cada segmento de la cadena de valor. Durante esta etapa inicial, las inversiones se centran en proyectos que requieren un desembolso financiero manejable, permitiendo que las empresas comiencen a adoptar medidas de reducción de emisiones sin comprometer su estabilidad económica. Este enfoque conservador permite realizar mejoras tangibles en la reducción de emisiones, priorizando aquellas áreas donde las inversiones iniciales pueden tener un impacto positivo en la eficiencia operativa. Así, las empresas podrán realizar ajustes, mientras acumulan experiencia para abordar desafíos más complejos.

El segmento *upstream* comienza con metas de reducción conservadoras debido a los altos costos iniciales de inversión, especialmente en la reducción de emisiones ventiladas, que predominan en este segmento. En el segmento *midstream*, se establecen metas algo más ambiciosas, aprovechando el nivel de madurez y costo de las tecnologías para mejorar la eficiencia en la transmisión y licuefacción, donde los costos iniciales son moderados. Las metas en el segmento *downstream* son comparables a las del *midstream*, con un enfoque equilibrado en la gestión de emisiones tanto fugitivas como ventiladas.

» Periodo 2030-2040

En este periodo, hay un aumento en las metas de certificación de la reducción de emisiones. Representa una fase de consolidación y expansión, donde las empresas deben estar preparadas para asumir mayores compromisos financieros para lograr metas más ambiciosas de reducción de emisiones. Las inversiones realizadas en este periodo serán clave para asegurar que las empresas se encuentren en una trayectoria clara hacia la eliminación total, al mismo tiempo que se mitiga el impacto económico a través de una planificación financiera estratégica.

El segmento *upstream* tiene la tarea de hacer reducciones significativas en las emisiones fugitivas y ventiladas, respecto a las metas asumidas en el periodo anterior. El segmento *midstream* y *downstream* siguen manteniendo niveles de ambición más altos respecto al *upstream*.

» **Periodo 2040-2050**

En este periodo, se espera culminar el proceso de reducción de emisiones proyectado para el año 2050, logrando la eliminación total de las emisiones fugitivas y ventiladas en cada segmento de la industria. Este objetivo se alcanzará mediante la implementación de tecnologías cero emisiones y medidas para compensar las emisiones remanentes.

4.3.2 Inversiones por periodo de certificación

En esta sección se detallan las inversiones necesarias para alcanzar los distintos niveles de ambición establecidos para la certificación del GNBE en los diferentes segmentos de la cadena de valor de la industria, según periodos de certificación establecidos: 2025-2030, 2030-2040, y 2040-2050.

» **Reducción de emisiones de CH₄**

› **Periodo 2025-2030**

Para cumplir las metas durante este periodo, el segmento *upstream* tiene que movilizar un total de USD 1,732 millones, es decir, USD 346 millones al año. De esta cantidad, el 51 % se destinará a la reducción de emisiones fugitivas y el 49 % a las emisiones ventiladas. El segmento *midstream* requerirá una inversión de USD 157 millones, o USD 31 millones anuales, distribuidos en 33 % para emisiones fugitivas y 66 % para emisiones ventiladas. Por último, el segmento *downstream* necesitará USD 278 millones en total, lo que equivale a USD 56 millones al año, con el 98 % destinado a reducir las emisiones ventiladas. La figura siguiente muestra la distribución de estas inversiones para el periodo 2025-2030.

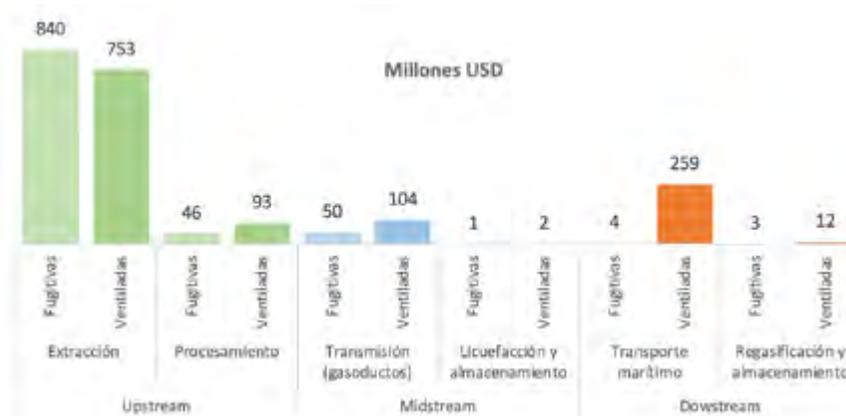
Figura 59. Inversiones para la reducción de CH₄, periodo 2025-2030



Fuente: elaboración propia

En promedio, el 92 % de las inversiones en el segmento *upstream* se enfocan en reducir emisiones en la actividad de extracción, mientras que el 8 % restante debe dirigirse al procesamiento de gas. En el segmento *midstream*, el 98 % se destina a las mejoras en la transmisión de gas por gasoductos, mientras que en el segmento *downstream*, el 94,7 % de las inversiones se concentran en tecnologías para descarbonizar el transporte marítimo, con mayor énfasis en la reducción de emisiones ventiladas. La figura a continuación muestra la distribución de las inversiones para el periodo 2025-2030.

Figura 60. Inversiones para la reducción de CH₄, periodo 2025-2030

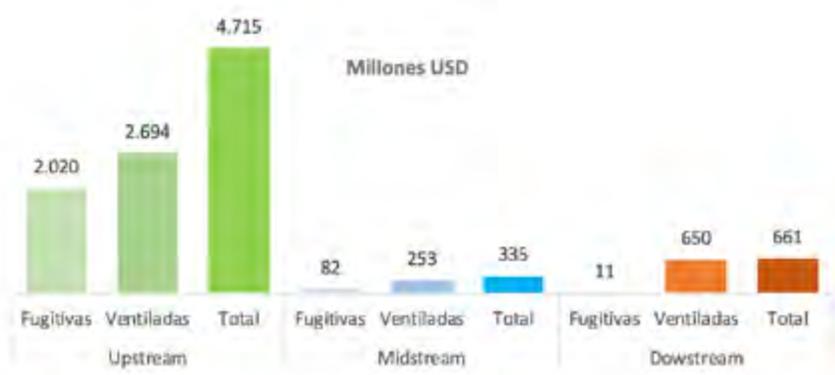


Fuente: elaboración propia.

› Período 2030-2040

En este período, el segmento *upstream* requerirá USD 4715 millones, o USD 471 millones anuales, destinándose más de la mitad para la reducción de las emisiones ventiladas. El segmento *midstream* necesitará USD 335 millones, o USD 34 millones anuales, con más del 70 % enfocado en reducir emisiones ventiladas. En el segmento *downstream*, se tiene que movilizar un total de USD 661 millones, equivalentes a USD 66 millones anuales. La figura siguiente muestra la distribución de estas inversiones para el período 2030-2040.

Figura 61. Inversiones para la reducción de CH₄, período 2030-2040



Fuente: elaboración propia.

En el segmento *upstream*, el 91,5 % de las inversiones se requerirán para la reducción de emisiones generadas por la extracción de gas. Para el segmento *midstream*, el 98 % se concentrará en la transmisión de gas, mientras que en el segmento *downstream*, el 95 % de las inversiones se destinarán al transporte marítimo. La figura a continuación ilustra cómo se distribuyen estas inversiones para el período 2030-2040.

Figura 62. Inversiones para la reducción de CH₄, período 2030-2040



Fuente: elaboración propia.

› Período 2040-2050

En este período, las inversiones aumentan significativamente para cumplir la ambición de reducir al 100 % las emisiones. El segmento *upstream* tendrá que invertir USD 12,849 millones, o USD 1,285 millones anuales, para alcanzar cero emisiones. El *midstream* necesitará USD 730 millones, unos USD 73 millones al año, mientras que el segmento *downstream* requerirá USD 3,369 millones, o USD 337 millones anuales. La figura a continuación muestra la distribución de estas inversiones para el período 2040-2050.

Figura 63. Inversiones para la reducción de CH₄, período 2040-2050



Fuente: elaboración propia.

Para el segmento *upstream*, el 90,7 % de las inversiones se requerirán para la reducción de emisiones generadas por la actividad de extracción. En el segmento *midstream*, el 97,9 % de la inversión total se concentrará en la transmisión de gas. En el *downstream*, el 99,4 % se destinarán al transporte marítimo. La figura a continuación muestra la distribución de estas inversiones para el periodo 2040-2050.

Figura 64. Inversiones para la reducción de CH₄, periodo 2040-2050



Fuente: elaboración propia.

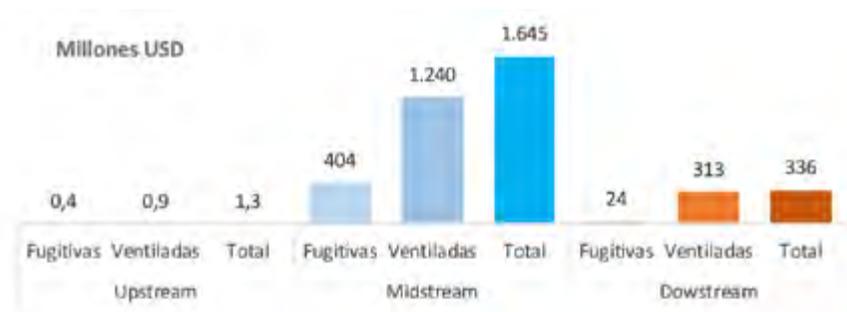
» Reducción de emisiones de CO₂

Para la reducción de las emisiones de CO₂, la mayor parte de las inversiones se destina al segmento *midstream*, que concentra aproximadamente el 80 % de dichas emisiones.

› Periodo 2025-2030

Durante el periodo 2025-2030, el segmento *upstream* requerirá USD 1,3 millones, equivalente a una inversión anual de USD 0,3 millones. En el segmento *midstream*, la inversión es significativamente mayor, alcanzando USD 1645 millones (USD 329 millones por año), con un 75 % dirigido a la reducción de emisiones ventiladas. Por último, en el segmento *downstream*, deberá invertir un total de USD 336 millones, que corresponde a USD 67 millones por año durante el periodo. La figura a continuación muestra la distribución de estas inversiones para el periodo 2025-2030.

Figura 65. Inversiones para la reducción de CO₂, periodo 2025-2030



Fuente: elaboración propia.

La extracción de gas natural representa la mayor inversión en el segmento *upstream*, con una participación del 64,3 % del total. En el sector de *midstream*, la transmisión por gasoductos demandará el 75,9 % del total de las inversiones; mientras que *downstream* concentra el 90,1 % en medidas para descarbonizar al transporte marítimo, según se muestra en la figura a continuación.

Figura 66. Inversiones para la reducción de CO₂, periodo 2025-2030

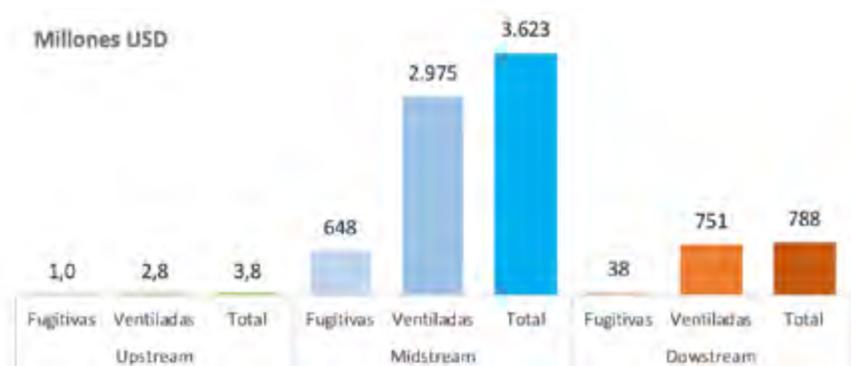


Fuente: elaboración propia.

› **Periodo 2030-2040**

Durante el periodo 2030-2040, el segmento *upstream* requerirá una inversión total de 3,8 millones de dólares, lo que se traduce en 0,4 millones de dólares al año. En cambio, el segmento *midstream* necesitará una inversión significativamente mayor, sumando un total de 3,623 millones de dólares, distribuidos en 362 millones de dólares anuales. Por su parte, el segmento *downstream* demandará una inversión total de 788 millones de dólares, equivalente a 79 millones de dólares por año. La gráfica siguiente ilustra cómo se distribuirán estas inversiones a lo largo del mencionado periodo.

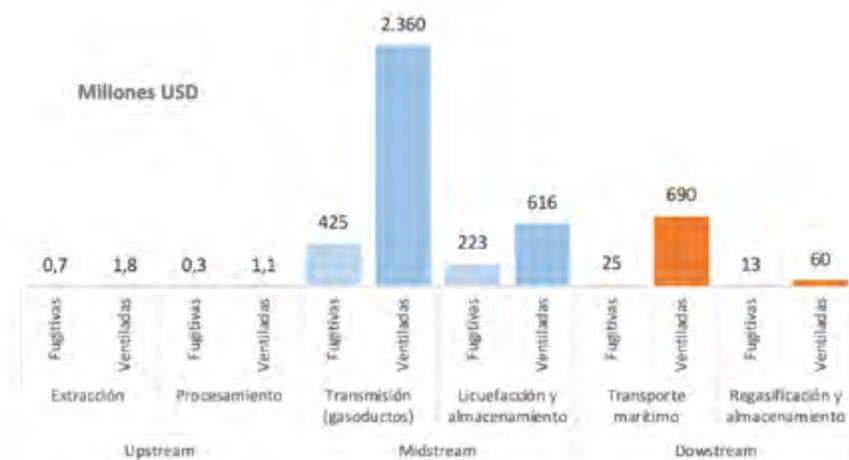
Figura 67. Inversiones para la reducción de CO₂, periodo 2030-2040



Fuente: elaboración propia.

En el segmento *upstream*, la extracción de gas natural demandará el 63,7 % de la inversión total; mientras que para *midstream*, la transmisión por gasoductos representará el 76,9 % de las inversiones. Por su parte, en *downstream*, el 90,7 % se concentra en el transporte marítimo, como se muestra en la figura a continuación.

Figura 68. Inversiones para la reducción de CO₂, periodo 2030-2040

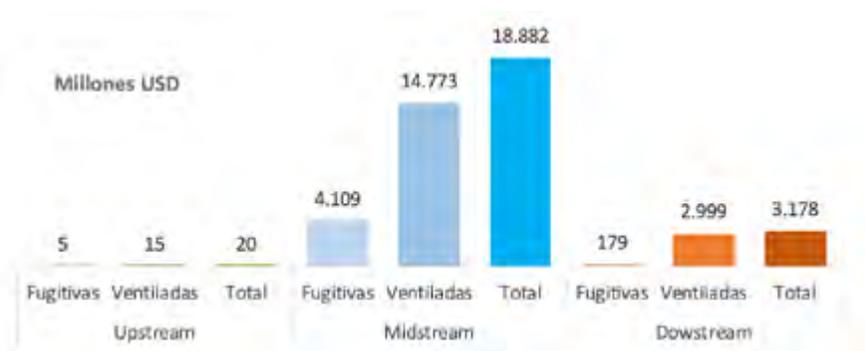


Fuente: elaboración propia.

› **Periodo 2040-2050**

Durante el periodo 2040-2050, el segmento *upstream* precisará una inversión de USD 20 millones, equivalentes a USD 2 millones anuales. En contraste, el segmento *midstream* demandará una inversión considerablemente más alta, sumando un total de USD 18,882 millones, o USD 1888 millones cada año. Por otro lado, el segmento *downstream* requerirá un total de USD 3,178 millones, correspondientes a USD 318 millones por año. La gráfica siguiente detalla la distribución de estas inversiones en el periodo especificado.

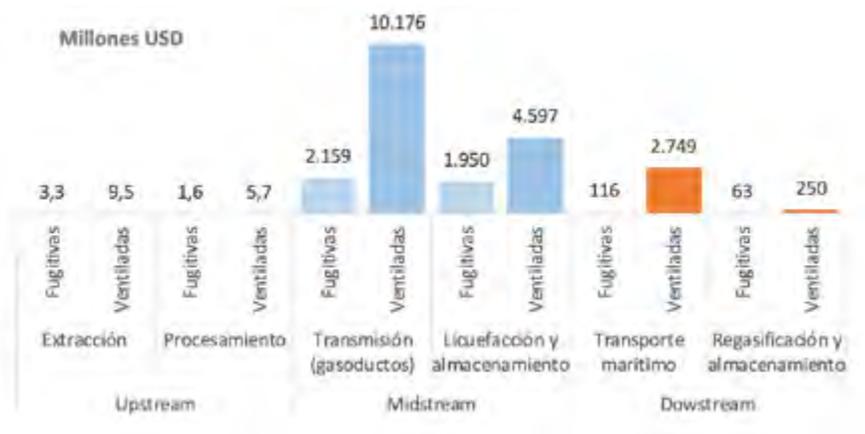
Figura 69. Inversiones para la reducción de CO₂, periodo 2040-2050



Fuente: elaboración propia.

En el segmento *upstream*, la extracción de gas natural constituirá el 63,5 % del total invertido. En cuanto al *midstream*, la transmisión por gasoductos absorberá el 65,3 % de la inversión. Finalmente, en el segmento *downstream*, el 90,1 % de la inversión se dirigirá al transporte marítimo. La distribución de estas inversiones se ilustra a continuación.

Figura 70. Inversiones para la reducción de CO₂, según actividad para el periodo 2040-2050



Fuente: elaboración propia

5 Alternativas de certificación

La certificación es un proceso de verificación efectuado por una entidad reconocida, la cual emite un certificado que confirma que un producto, servicio, proceso o sistema cumple con estándares predefinidos. Esta validación es realizada por un organismo de certificación independiente, ajeno a las operaciones e intereses de la entidad que busca la certificación (Dankers, 2003).

En el ámbito de la industria de los hidrocarburos, la certificación de GNBE, se refiere al gas natural que ha sido evaluado y certificado por un actor independiente de la industria. Esta certificación garantiza que el gas se ha producido siguiendo prácticas específicas orientadas a la reducción de emisiones de GEI (Lackner y Mohlin, 2022).

Existen dos tipos principales de certificaciones: las obligatorias, requeridas por regulaciones gubernamentales, y las voluntarias, que las empresas o actores de la industria eligen obtener para demostrar su compromiso con la calidad de sus productos. Independientemente de su naturaleza, las certificaciones implican evaluaciones periódicas que garantizan el cumplimiento continuo de los estándares establecidos, mismos delineados en especificaciones técnicas que proporcionan requisitos y pautas, asegurando que los materiales, productos, procesos y servicios sean adecuados para su propósito (ASME, 2024; Dankers, 2003). Además, los estándares proveen a las partes interesadas los procedimientos y terminología necesarios para satisfacer las expectativas de entidades de certificación.

Las certificaciones abarcan una amplia variedad de ámbitos en las cadenas de valor, incluyendo aquellas de calidad y seguridad centradas en procesos, productos y servicios; certificaciones de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) y TIC; así como certificaciones de gobierno corpo-

rativo, cumplimiento y transparencia; y responsabilidad social corporativa y ambiental.

En el contexto de este análisis, la certificación del GNBE tiene un propósito ambiental para mitigar las contribuciones de la industria al cambio climático. Su función es acreditar la reducción de la huella de carbono en la producción de gas natural, proporcionando una evaluación independiente que asegure que las prácticas de producción y las medidas de reducción de emisiones de GEI se han implementado efectivamente, cumpliendo así con los compromisos asumidos por la industria.

La certificación de producción baja en emisiones de carbono ofrece beneficios para la industria del gas natural, que incluyen:

- » Reducción de riesgos legales y financieros. Al certificar el GNBE, las empresas pueden mitigar los riesgos asociados con posibles regulaciones más estrictas sobre las emisiones de GEI. Esto implica la disminuir del riesgo de enfrentar multas y restricciones legales para participar en mercados internacionales debido al incumplimiento de normativas ambientales. Al demostrar un compromiso con la reducción de emisiones, las empresas pueden asegurar un acceso continuo al financiamiento y evitar posibles restricciones de inversión por parte de instituciones financieras.
- » Participación en mercados de carbono. La certificación GNBE puede permitir a las empresas participar en mercados de carbono, donde se comercialicen créditos de carbono emitidos por los resultados de mitigación representados en reducción de emisiones. Esto no solo genera ingresos adicionales para las empresas, sino también fomenta la adopción de prácticas más sostenibles. Estas

prácticas están directamente relacionadas con el principio de “adicionalidad”, el cual requiere demostrar que los resultados de mitigación no habrían sido posibles sin la participación en el mercado. Esto implica que la iniciativa de mitigación debe ser pionera, no estar vinculada al cumplimiento normativo y representar un compromiso adicional.

- » Atracción de inversiones. La certificación del GNBE potenciaría el atractivo de las empresas ante inversores que priorizan la promoción del beneficio social y reducción del impacto ambiental. Esto podrá reflejarse en un acceso ampliado a capital y condiciones de financiamiento más favorables, dado que los inversores muestran un creciente interés en respaldar proyectos orientados a promover una economía baja en carbono.
- » Obtención de respaldo social. Al certificar el GNBE, las empresas pueden contribuir a la reducción de los impactos sociales asociados con la extracción y producción de combustibles fósiles. Esto facilitaría su acceso a obtener y mantener su licencia social para operar en las cercanías de zonas pobladas. Al demostrar un compromiso concreto con la sostenibilidad y la mitigación de impactos ambientales, las empresas certificadas fortalecen sus relaciones con las comunidades locales y los reguladores, creando un entorno operativo más estable y reduciendo el riesgo de conflictos sociales.
- » Mejora de la imagen de la industria. La certificación del GNBE mejorará la imagen corporativa de las empresas al demostrar un compromiso con la sostenibilidad ambiental y social. Con ello, se aumentará la confianza de los inversionistas, las comunidades locales, los reguladores y otros grupos de interés. Además, posiciona a las em-

presas como agentes clave en la transición energética global, alineándolas con los objetivos climáticos internacionales y marcando un precedente para otras industrias emisoras de GEI.

5.1. Justificación de certificación de reducción de emisiones

La certificación GNBE mejora el perfil ambiental, social y económico de la industria del gas natural, alineándola con la transición energética global y promoviendo un desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe. Facilita el cumplimiento de compromisos climáticos, asegura la mitigación de emisiones de metano y carbono, y mejora la transparencia y credibilidad en los mercados internacionales, lo que atrae inversiones sostenibles y permite acceder a mercados de carbono y financiamiento verde.

Con ella se asegura que las actividades en la industria cumplan con las NDC de los países, especialmente en el sector de los hidrocarburos, garantizando reducciones de emisiones verificables y el uso de tecnologías limpias. También mejora la competitividad internacional, brindando ventajas a las empresas que producen gas natural con bajas emisiones, abriendo mercados premium, y contribuyendo a la transición energética regional sin comprometer la seguridad energética ni el desarrollo económico. Por último, apoya la descarbonización de la industria petroquímica y otras de difícil descarbonización, fortaleciendo la aceptación social y fomentando relaciones más estables con las comunidades locales.

5.2. Certificaciones de emisiones en el gas natural: perspectiva global

Las iniciativas de certificación del gas natural son mayormente voluntarias, lo que deja a las empresas de gas la decisión de participar y seleccionar los métodos que consideren más adecuados para medir y reportar la reducción de

emisiones contaminantes. Esta flexibilidad, aunque permite adaptaciones específicas, genera una falta de consistencia en los enfoques adoptados, dificultando la verificación efectiva de la reducción de emisiones a nivel global. La ausencia de un estándar universal regulador amplifica la necesidad de convertir algunas certificaciones existentes en requisitos vinculantes para garantizar mayor transparencia, credibilidad y comparabilidad en la industria.

A nivel internacional, se identifican ocho estándares reconocidos que certifican la reducción de emisiones y que podrían ser aplicables en el contexto de la industria del gas natural en los diferentes niveles de la cadena de valor. A continuación, se describe brevemente de cada uno:

5.2.1 Estándares ISO 14060

La serie ISO 14060 establece directrices para la cuantificación, seguimiento, reporte y verificación de emisiones y la mitigación de GEI. Está diseñada para alinearse con iniciativas internacionales como el Acuerdo de París y las NDC, lo que permite a las empresas de gas natural demostrar cómo sus operaciones y proyectos contribuyen a los compromisos climáticos de los países donde operan. Estos estándares buscan apoyar el desarrollo de una economía baja en carbono y beneficiar a organizaciones, proponentes de proyectos y partes interesadas a nivel global. La serie incluye las normas ISO 14064, ISO 14065, ISO 14066 e ISO 14067 (ISO, 2018) descritas a continuación.

» ISO 14064

Proporciona un marco para la contabilidad, validación y verificación de GEI, compuesto por tres partes principales que cumplen con objetivos específicos, siendo estos:

› ISO 14064-1.

Define los principios y requisitos para el diseño, desarrollo, gestión e informe de inventarios de GEI a nivel organizacional. Incluye los requisitos para determinar los límites

de la emisión y remoción, cuantificar las emisiones de la organización, e identificar las actividades específicas con el objeto de mejorar la gestión de los GEI. También incluye los requisitos para la gestión de la calidad del inventario, el informe, la auditoría interna y las responsabilidades de la organización en las actividades de verificación.

» ISO 14064-2.

Detalla los principios para determinar las líneas de base, cuantificar, monitorear y reportar las emisiones a nivel de proyectos. Cubre la planificación de proyectos, la selección de medidas de mitigación, la formulación de escenarios de referencia y la gestión de la calidad de los datos.

» ISO 14064-3.

Establece requisitos para validar y verificar las declaraciones de emisiones relacionadas con los inventarios de GEI, los proyectos de mitigación y las huellas de carbono de los productos. Describe el proceso de verificación, incluyendo planificación, evaluación y valoración de declaraciones de GEI de organizaciones, proyectos y productos.

» ISO 14065

Determina los requisitos para los organismos que validan y verifican declaraciones de GEI. Sus requisitos abarcan la imparcialidad, la comunicación, los procesos de validación y verificación, así como procedimientos para la gestión de apelaciones, quejas y sistemas de gestión de los organismos de validación y verificación. Este estándar puede servir como base para la acreditación y otros tipos de reconocimiento relacionados con la imparcialidad, competencia y coherencia de los organismos dedicados a la validación y verificación.

» ISO 14066

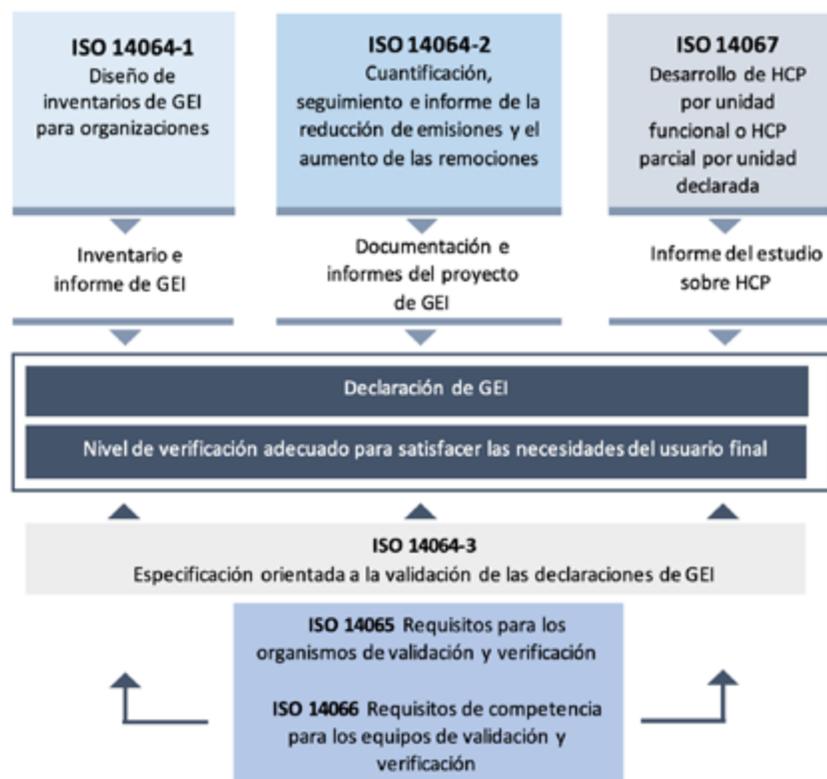
Especifica los requisitos de competencia o atribuciones de los equipos de validación y de verificación. Incluye los prin-

cipios que deben considerarse al momento de otorgar atribuciones basadas en las tareas que los equipos de validación o los equipos de verificación tienen que ser capaces de realizar.

» **ISO 14067**

Detalla los principios, los requisitos y las directrices para la cuantificación de la huella de carbono de los productos (HCP). Su propósito es cuantificar emisiones de GEI asociadas con las etapas del ciclo de vida de un producto, comenzando con la extracción de recursos y la adquisición de materias primas, extendiéndose hasta la producción y el uso final del producto. A continuación se establece la relación entre los estándares de la serie ISO 14060.

Figura 71. Relación entre los estándares ISO 14060



Fuente: ISO (2019).

Los estándares ISO ofrecen un marco integral para la gestión de GEI y la contabilidad de emisiones, aplicable a la cadena de valor de la industria del gas natural. Aunque no están diseñados específicamente para esta industria, su enfoque holístico permite abordar de manera efectiva la reducción de emisiones de metano y CO₂. Al adoptar las normas ISO 14060, las empresas del sector del gas natural pueden establecer procesos transparentes para evaluar su desempeño ambiental, identificar oportunidades de reducción de emisiones, optimizar sus operaciones y cumplir con los requisitos regulatorios, así como con las expectativas de los actores clave en materia de sostenibilidad.

5.2.2 Protocolo de GEI-(GHG Protocol)

El Protocolo de GEI establece siete estándares destinados a medir y gestionar las emisiones de gases contaminantes. Este marco permite a empresas, gobiernos y otras entidades alinear sus emisiones con objetivos ambientales claros, contribuyendo a la transparencia y la sostenibilidad global. Los estándares del Protocolo se dividen en tres alcances principales que cubren diferentes fuentes de emisiones⁹. El Alcance 1 incluye las emisiones directas provenientes de fuentes que son propiedad de la organización o están bajo su control. Estas emisiones suelen generarse en actividades como el uso de calderas, vehículos y procesos industriales internos. El Alcance 2 abarca las emisiones indirectas que derivan de la generación de electricidad, vapor, calor o refrigeración adquirida y consumida por la empresa. Finalmente, el Alcance 3 aborda otras emisiones indirectas relacionadas con las actividades de la empresa, pero que tienen lugar en fuentes no controladas por esta. Estas emisiones incluyen las asociadas a la cadena de suministro, transporte de materiales y productos, así como el uso final de los productos vendidos (WRI, 2004). Este enfoque integral facilita una evaluación exhaustiva de las emisiones de una organización, permitiendo identificar oportunidades para su reducción en todas las etapas de la operación y la cadena de valor.

i. Estándar corporativo

El estándar de contabilidad corporativa proporciona los lineamientos para la preparación de inventarios de emisiones de GEI a nivel de empresas o entida-

⁹ El concepto de "alcance" en la contabilidad y reporte de emisiones de GEI se utiliza para distinguir entre fuentes de emisiones directas e indirectas, promoviendo la transparencia y evitando la doble contabilidad.

des interesadas. La norma abarca la contabilidad y presentación de informes de los siete gases de efecto invernadero establecidos en el Protocolo de Kioto. Se actualizó en 2015 con la Guía de Alcance 2, que permite a las empresas medir las emisiones de contaminantes asociadas a sus actividades vinculadas al sector electricidad, vapor, calor y refrigeración (WRI, 2004).

ii. Estándar de cadena de valor corporativa (Alcance 3)

Con este estándar se permite evaluar el impacto de las emisiones a lo largo de toda la cadena de valor de las empresas e identificar las áreas clave para enfocar las actividades de reducción. En la actualidad, es el método más adoptado internacionalmente para que las empresas contabilicen este tipo de emisiones de su cadena de valor. El estándar incluye 15 categorías de actividades asociadas a emisiones de Alcance 3. Además, el marco de emisiones de Alcance 3 respalda estrategias para fomentar la cooperación entre proveedores y clientes a fin de reducir emisiones en toda la cadena de valor (WRI, 2011a).

iii. Estándar del producto

El estándar de producto se utiliza para contabilizar las emisiones a lo largo del ciclo de vida de un producto, permitiendo a las empresas focalizar sus esfuerzos en las áreas de mayor potencial para la reducción de emisiones de GEI. Al aplicar este estándar, las empresas pueden cuantificar las emisiones generadas por la extracción de materias primas hasta la fabricación, transporte, almacenamiento, uso y disposición final del producto. Además, facilita a las empresas satisfacer la creciente demanda de información ambiental por parte de los consumidores y mejorar la comunicación sobre los aspectos ambientales de sus productos (WRI, 2011b).

iv. Protocolo de proyectos de mitigación

El protocolo de proyectos de mitigación establece principios, conceptos y metodologías específicas para cuantifi-

car y reportar la reducción, remoción y almacenamiento de GEI. Estos protocolos buscan asegurar la transparencia y precisión en la medición y reporte de los beneficios ambientales de dichas iniciativas (WRI, 2005). Tienen un alto potencial de aceptación en la industria del gas natural ya que proporcionan un marco detallado para la contabilidad de emisiones, tanto directas como indirectas. Además, brinda herramientas específicas, como el Estándar de Alcance 3, que permite a las empresas evaluar las emisiones a lo largo de su cadena de valor y estimar el impacto de sus iniciativas de reducción de emisiones, como, por ejemplo, la implementación de tecnologías más eficientes o la optimización de procesos operativos.

5.2.3 Estándar PAS 2060: Neutralidad de carbono

El estándar PAS 2060 es una especificación británica que establece directrices para la evaluación y la demostración de la neutralidad de carbono de una organización. Define los requisitos para calcular las emisiones de GEI asociadas a una entidad específica, así como para reducir estas emisiones y compensar aquellas que no pueden ser eliminadas (BSI, 2024). Sin embargo, a partir del 1 de enero de 2025, BSI dejará de ofrecer el esquema PAS 2060 y solo proporcionará verificación de neutralidad de carbono bajo la norma ISO 14068-1, adoptada como el nuevo estándar para la neutralidad de carbono.

El PAS 2060 aborda tanto las emisiones directas como las indirectas y proporciona orientación sobre cómo medirlas de manera transparente y consistente. Además, determina los criterios para la selección de compensaciones de carbono verificadas. Su aplicabilidad en la industria del gas natural puede aportar en términos de transparencia en la compensación de emisiones de GEI. No obstante, su adopción ofrece un marco útil para calcular las emisiones totales de la industria e identificar la combinación de medidas para reducirlas.

5.2.4 Certificación de las Naciones Unidas para la reducción de GEI

La certificación de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para la reducción de emisiones de GEI implica la adopción de medidas climáticas respaldadas por un proceso supervisado por esta entidad. Dicho proceso incluye la adquisición de Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE), generadas por proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). El MDL, creado bajo el Protocolo de Kioto, ha estado en proceso de cierre y transición hacia los nuevos mecanismos definidos por el Acuerdo de París, con corte de aplicación el 31 de diciembre de 2020. En la COP26, se establecieron las reglas del nuevo mecanismo de mercado bajo el Artículo 6.4 del Acuerdo de París, que reemplazará progresivamente al MDL. Estos mecanismos, llevados a cabo en países de bajo y medio ingreso, están diseñados para reducir las emisiones de GEI y apoyar en su desarrollo sostenible. Cada RCE representa una tonelada de CO₂e reducida, evitada o capturada, ofreciendo una forma verificable de contribuir a la mitigación del cambio climático (Naciones Unidas, 2024).

El proceso del MDL involucra a diversos actores, como representantes de los proyectos, las autoridades nacionales del país anfitrión que supervisan la implementación nacional, auditores independientes autorizados como entidades designadas, la Junta Ejecutiva del MDL y el Secretariado de Cambio Climático de las Naciones Unidas. A nivel superior, la coordinación y dirección del MDL está a cargo de la Conferencia de las Partes del Protocolo de Kioto (CMP por sus siglas en inglés). El esquema a continuación resume las diferentes etapas del proceso de certificación.

Figura 72. Proceso de certificación del MDL



1. Diseño de proyecto: los interesados entregan una propuesta de proyecto. Para que esta sea aprobada, se debe demostrar que la tecnología reduce emisiones en comparación con su mejor sustituto tradicional y que el proyecto disponga de una metodología aprobada por el MDL.



2. Aprobación nacional: la Autoridad Nacional Designada para el MDL aprueba el proyecto en el país respectivo y confirma su contribución al desarrollo sostenible del país en el que se desarrollará el proyecto.



3. Validación: un auditor independiente autorizado por el MDL y la Entidad Operacional Designada (DOE por sus siglas en inglés) certifican la validez del diseño del proyecto.



4. Registro: la junta ejecutiva del MDL evalúa el proyecto validado para registrarlo como proyecto MDL.



5. Monitoreo: los desarrolladores del proyecto monitorean las emisiones reales, siguiendo la metodología aprobada.



6. Verificación: la DOE verifica que las emisiones están siendo reducidas en la cantidad estimada y según el plan de monitoreo aprobado.



7. Emisiones de RCEs: la Junta Ejecutiva del MDL evalúa la reducción de emisiones alcanzada para emitir las RCEs correspondientes.



8. Compensación: organizaciones o individuos pagan por la cancelación de las RCEs para compensar sus emisiones. El proyecto recibe ingresos que le permiten seguir operando.

Fuente: Naciones Unidas (2024).

Los certificados generados bajo este mecanismo pueden ser aprovechados por la industria del gas natural para financiar proyectos destinados a reducir las emisiones de GEI o por los países para el cumplimiento de sus NDC. Una de las principales oportunidades radica en la gestión de las emisiones fugitivas de metano, un subproducto común en las operaciones de extracción, procesamiento y distribución de gas natural. Los proyectos bajo el mecanismo del Artículo 6.4 podrían financiar iniciativas destinadas a reducir estas emisiones, mediante la implementación de tecnologías para la detección y reparación de fugas, la modernización de la infraestructura de transporte y almacenamiento, o la captura y utilización del metano emitido.

Asimismo, los certificados generados bajo este mecanismo pueden respaldar la transición hacia fuentes de energía más limpias y eficientes en la industria. Esto incluye la modernización de instalaciones para mejorar la eficiencia energética, la sustitución de equipos y procesos por tecnologías de menor intensidad carbónica.

5.2.5 Estándar de carbono verificado (VCS)

El VCS es un programa voluntario de certificación para proyectos de reducción de emisiones de GEI, cuyo propósito es garantizar la integridad, transparencia y efectividad de los proyectos que generan créditos de carbono, también conocidos como Reducciones Verificadas de Emisiones (RVE) (Verra, 2024).

Este programa establece estándares detallados para la evaluación, monitoreo, reporte y verificación de la reducción de emisiones de GEI en sectores como el energético, forestal, agrícola, de residuos y manufacturero, entre otros. Estos proyectos deben cumplir con criterios específicos que son evaluados por auditores independientes, con el fin de asegurar que ajusten a los requisitos establecidos por el estándar. Una vez certificado que un proyecto cumple con el VCS, la reducción de emisiones generadas pueden convertirse en créditos de carbono, los cuales pueden ser comercializados por individuos, empresas o

gobiernos para compensar sus propias emisiones o para cumplir con objetivos de reducción de emisiones de carbono. El VCS puede tener distintas aplicaciones para la industria del gas natural, entre las que se incluyen las descritas a continuación:

» *Proyectos de captura y utilización de metano*

El VCS puede certificar proyectos que capturan y utilizan el metano liberado durante la extracción, procesamiento y distribución del gas natural.

» *Reducción de emisiones fugitivas*

El VCS puede respaldar proyectos destinados a reducir las emisiones fugitivas de metano durante la producción, transporte y almacenamiento de gas natural. Esto podría implicar la implementación de tecnologías de detección y reparación de fugas, la modernización de la infraestructura de transporte y almacenamiento, o la mejora de los procesos de gestión.

» *Proyectos de eficiencia energética*

Los proyectos de eficiencia energética pueden contribuir a reducir la demanda de electricidad y consumo de combustibles primarios a lo largo de la cadena de valor y uso final del gas natural.

» *Compensación de emisiones residuales*

Para compensar las emisiones residuales, una empresa de gas natural puede adquirir créditos de carbono certificados por el VCS. Estos créditos financian proyectos como la reforestación, energías renovables y captura y almacenamiento de carbono. También incluyen financiar proyectos de conversión de residuos orgánicos en biogás, reduciendo las emisiones de GEI.

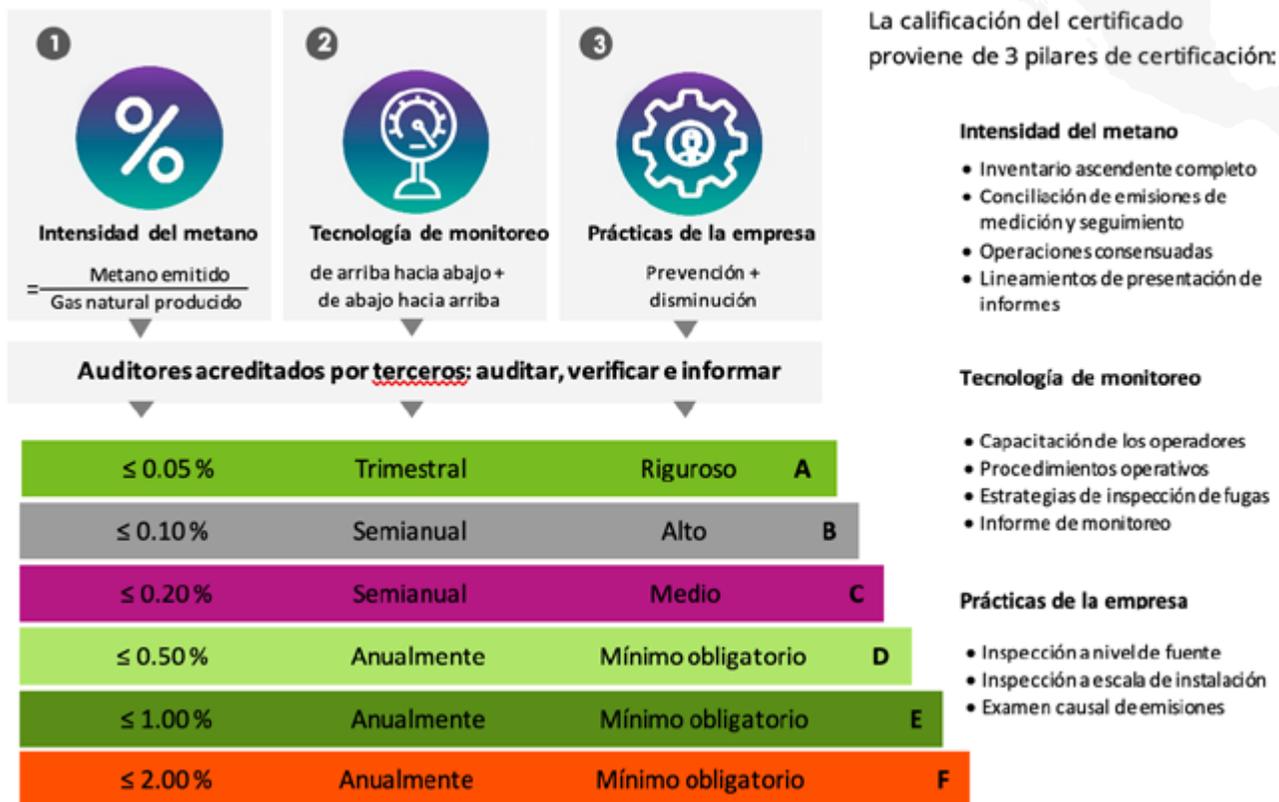
5.2.6 Estándar MiQ

El estándar MiQ proporciona un marco de referencia para evaluar las emisiones de metano asociadas con la producción de gas natural. La certificación del cumplimiento bajo este estándar valida el desempeño en términos de emisiones de GEI a lo largo de todas las etapas, es decir, desde la producción hasta el transporte, almacenamiento, licuefacción y/o regasificación (MiQ, 2023).

Los criterios de evaluación de este estándar incluyen la intensidad de las emisiones, las políticas y procedimientos para la prevención, detección y reducción de las emisiones del metano, así como la implementación de tecnologías avanzadas de monitoreo. Este estándar está diseñado para fomentar la mejora continua en el monitoreo y la reducción de las emisiones de metano, estableciendo lineamientos para la medición y el reporte de la intensidad de las emisiones de GEI. La certificación MiQ se basa en seis niveles, catalogados desde la A hasta la F, con cada categoría indicando la intensidad de metano asociada con las operaciones de esa instalación. Estos niveles de certificación MiQ se resumen en la figura a continuación.



Figura 73. Estructura simplificada del sistema de certificación MiQ



Fuente: MiQ (2022).

Actualmente, MiQ es una de las principales certificaciones de emisiones de GEI con un enfoque en la industria del gas natural. Proporciona acreditaciones independientes para los diferentes segmentos de la industria, incluyendo MiQ Standard de Producción en Tierra, MiQ Standard de Producción en Alta Mar, MiQ Standard de Extracción y Procesamiento, MiQ Standard de Transmisión y Almacenamiento, MiQ Standard de GNL y MiQ Standard de Intensidad de Carbono.

5.2.7 Estándar Equitable Origin EO100™

Este estándar establece los requisitos para el cumplimiento de indicadores ambientales, sociales y de gobernanza en el desarrollo energético responsable. Su alcance abarca proyectos de energía renovable como no renovable, abarcando también los de exploración y producción de petróleo y gas natural (EO, 2023).

El EO100™ incentiva a las empresas a mejorar su desempeño en todas las áreas que monitorea. En la industria del gas natural, asegura que las emisiones de metano y otros GEI se informen dentro de un marco estandarizado, desglosado por segmentos de la cadena de valor. Además, fomenta el monitoreo de las fugas de metano mediante la implementación de tecnologías de detección que supera los requisitos regulatorios mínimos actuales. Para obtener la certificación, las empresas deben desarrollar un plan de acción de mejora continua, el cual se evalúa anualmente siguiendo directrices técnicas incluidas en el estándar. El programa EO100™ también colabora con MiQ para realizar certificaciones conjuntas en el sector del gas natural, abarcando tanto las emisiones de metano como las métricas ESG más amplias, que incluyen indicadores de protección de la biodiversidad, el respeto por los derechos humanos, el bienestar de las comunidades locales, las prácticas laborales responsables, la transparencia en la gobernanza corporativa y el cumplimiento ético (EO, 2017). Esta colaboración permite a los operadores abordar integralmente las necesidades de las partes interesadas.

5.3 Acuerdos para la descarbonización del gas natural

El Acuerdo de París establece un marco global para mitigar el cambio climático, con el objetivo de limitar el calentamiento global a menos de 2 °C, preferiblemente a 1,5 °C, en comparación con los niveles preindustriales. La implementación de este acuerdo depende de los esfuerzos nacionales para reducir las emisiones de gases de efecto

invernadero (GEI), como se refleja en los tres escenarios del informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023). En ellos, las emisiones de metano provenientes de la industria del gas y el petróleo disminuyen de manera significativa, con una reducción proyectada del 75 % para 2030 bajo el escenario de Emisiones Netas Cero (NZE).

Las iniciativas globales para mitigar el cambio climático, derivadas del Acuerdo de París, han impulsado la formación de alianzas para la descarbonización del sector energético. En este contexto, tanto gobiernos como empresas están adoptando estrategias para mitigar emisiones de GEI y avanzar en sus compromisos climáticos.

A nivel de inversiones, el creciente enfoque en la conciencia ambiental y social ha promovido la priorización de la responsabilidad corporativa entre los accionistas, considerándola como una estrategia para reducir riesgos y obtener la licencia social de las comunidades aledañas a las operaciones de la industria.

La cooperación internacional y el desarrollo de políticas integradas en plataformas como la Iniciativa Global de Metano descritas a continuación, son parte de los esfuerzos coordinados para promover nuevos compromisos y aumentar la ambición en la reducción de las emisiones de GEI. Estas iniciativas proporcionan un marco para el intercambio de tecnologías, el fortalecimiento de capacidades y la movilización de financiamiento.

5.3.1 Iniciativas para promover la descarbonización

» Coalición del Clima y Aire Limpio

Esta iniciativa se fundamenta en la evaluación de los impactos potenciales de reducción, considerando tanto los beneficios climáticos como los beneficios para la salud pública y el medio ambiente. Se otorgan prioridades a las acciones que permiten una reducción rápida y significativa de los contaminantes climáticos de vida corta (CCVC), tales como el metano y el carbono negro, que tienen un impac-

to directo en el cambio climático y la calidad del aire. Las acciones más efectivas y de implementación inmediata son priorizadas, permitiendo que los recursos sean utilizados de manera eficiente para obtener resultados tangibles en el menor tiempo posible.

La coalición conformada por más de 160 gobiernos y organizaciones, es una iniciativa del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, que brinda asistencia técnica a las empresas para determinar la prioridad de las acciones de mitigación de gases contaminantes. En el caso de las administraciones públicas, la iniciativa proporciona asistencia en materia de formulación de políticas y regulatoria para reducir los CCVC en diversos sectores. Entre sus objetivos, se busca obtener reducciones de metano de un 45 % para 2025 y de entre un 60 % y un 75 % para 2030 (CCAC, 2019).

En referencia a la industria del petróleo y gas, la coalición cuenta con una iniciativa de reducción de las emisiones procedentes de las operaciones de extracción y procesamiento de petróleo y gas. Por medio de la iniciativa denominada Metano Mineral (“2Mi”), la coalición pretende obtener una rápida reducción de las emisiones procedentes de esta industria a través de la participación del propio sector y el Gobierno (CCAC, 2019).

» Alianza Mundial para la Reducción de la Quema y de las Emisiones de Metano (GFMR)

Esta iniciativa se enfoca en la identificación de áreas con el mayor potencial de reducción de emisiones, así como de las soluciones tecnológicas más viables. Se priorizan los esfuerzos dirigidos a eliminar la quema de gas en sitios de producción de petróleo, especialmente en aquellas regiones donde esta práctica es más común y tiene un impacto significativo en las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, se da preferencia a los proyectos que cuentan con un apoyo gubernamental y empresarial sólido, que faciliten la implementación rápida de soluciones tecnológicas y la creación de marcos regulatorios efectivos.

La asociación GFMR impulsada por el Banco Mundial, es un fondo fiduciario compuesto por gobiernos, compañías petroleras y organizaciones multilaterales comprometidas a eliminar la quema de gas rutinario (o *gas flaring*) en los sitios de producción de petróleo. Es importante destacar que la GFMR se centra en proporcionar asistencia técnica sobre reformas normativas y políticas, así como en el fortalecimiento institucional y la movilización de financiación para apoyar la acción de gobiernos y operadores para el despliegue de soluciones a fin de lograr la reducción de metano (Banco Mundial, 2024).

Con la iniciativa Quema Rutinaria Cero para 2030 (ZRF), la GFMR propone eliminar la quema y venteo rutinarios de gas para ese año. Los gobiernos y las empresas que respaldan la ZRF se comprometen a evitar quemas rutinarias en nuevos yacimientos petrolíferos y a poner fin a estas prácticas en los sitios de producción existentes a más tardar en 2030.

» Iniciativa Global de Metano (GMI)

La Iniciativa Global de Metano (GMI), lanzada en 2004, es un esfuerzo internacional que busca reducir, recuperar y utilizar el metano en cinco sectores clave: agricultura, minas de carbón, aguas residuales municipales, y los sistemas de petróleo y gas. Su objetivo principal es reducir o eliminar las emisiones en estos sectores mediante la promoción de proyectos demostrativos, el desarrollo de soluciones tecnológicas y metodológicas viables, y el fortalecimiento de la cooperación entre países, organizaciones técnicas y financieras. En América Latina, países como Argentina, Brasil, Chile, Colombia, República Dominicana, Ecuador, México y Nicaragua son miembros de esta iniciativa y se han comprometido a crear un marco de colaboración no vinculante que facilite el desarrollo de proyectos enfocados en la reducción de emisiones de metano.

La GMI prioriza el apoyo a países que demuestran un compromiso claro con la cooperación internacional y con la implementación de acciones concretas para reducir las emisiones, especialmente en sectores estratégicos. Además,

valora las iniciativas que abordan barreras regulatorias y financieras, promoviendo así un enfoque colaborativo y sostenible. Esta iniciativa se articula con otras organizaciones internacionales, como la Coalición Clima y Aire Limpio (CCAC), la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (CEPE) y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) (GMI, 2024), para potenciar sus esfuerzos y contribuir al cumplimiento de los objetivos climáticos globales.

» Compromiso Global sobre el Metano (GMP)

Lanzado en la COP26 por la Unión Europea y EE. UU., busca reducir las emisiones globales de metano en al menos un 30 % al 2030 respecto a los niveles de 2020. Basado en la ambición colectiva de los países participantes, promueve acciones voluntarias enfocadas en sectores clave como petróleo, gas y agricultura, y el fortalecimiento de capacidades técnicas para mejorar la medición, reporte e inventarios de emisiones. Todos los países de ALC, salvo seis excepciones, forman parte del compromiso, el cual exige avanzar en metodologías conforme al IPCC y garantizar transparencia y precisión en los informes nacionales de gases de efecto invernadero.

» Iniciativa Climática de Petróleo y Gas (OGCI)

Se centra en la colaboración de las principales empresas energéticas para liderar la transición hacia un futuro de emisiones netas cero. Con un enfoque claro en la reducción de emisiones en las operaciones de producción de petróleo y gas, la OGCI prioriza la implementación de soluciones innovadoras que aceleren el progreso hacia estos objetivos climáticos. La iniciativa destaca la importancia de compartir mejores prácticas, adoptar tecnologías de vanguardia y fortalecer las estrategias de mitigación en la industria, todo ello en alineación con los compromisos globales del Acuerdo de París.

Actualmente, la OGCI es una colaboración entre las 12 empresas de energía que agrupan la producción de un tercio

del petróleo y gas mundial (Aramco, BP, Chevron, CNPC, Eni, Equinor, ExxonMobil, OXY Occidental, Petrobras, Repsol, Shell y Total Energies). Por ello, la OGCI se enfoca en liderar la respuesta de la industria al cambio climático y acelerar la acción hacia un futuro de emisiones netas cero, que sea consistente con el Acuerdo de París (OGCI, 2023).

Las ambiciones incluyen reducir la intensidad de las emisiones de metano *upstream* por debajo del 0,2 % para 2025, reducir la intensidad de carbono de las operaciones *upstream* a 17,0 kg de CO₂e por barril de petróleo equivalente para 2025 y llevar la quema rutinaria a cero para 2030. Para alcanzar estos objetivos, las empresas deben acelerar la identificación e implementación de soluciones innovadoras, que incluyen medidas de eficiencia, intercambio de mejores prácticas, electrificación, hidrógeno y captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), detección y eliminación de fugas de metano, bioenergía e inversiones en soluciones basadas en la naturaleza (OGCI, 2021).

» Alianza para el Metano de Petróleo y Gas 2.0

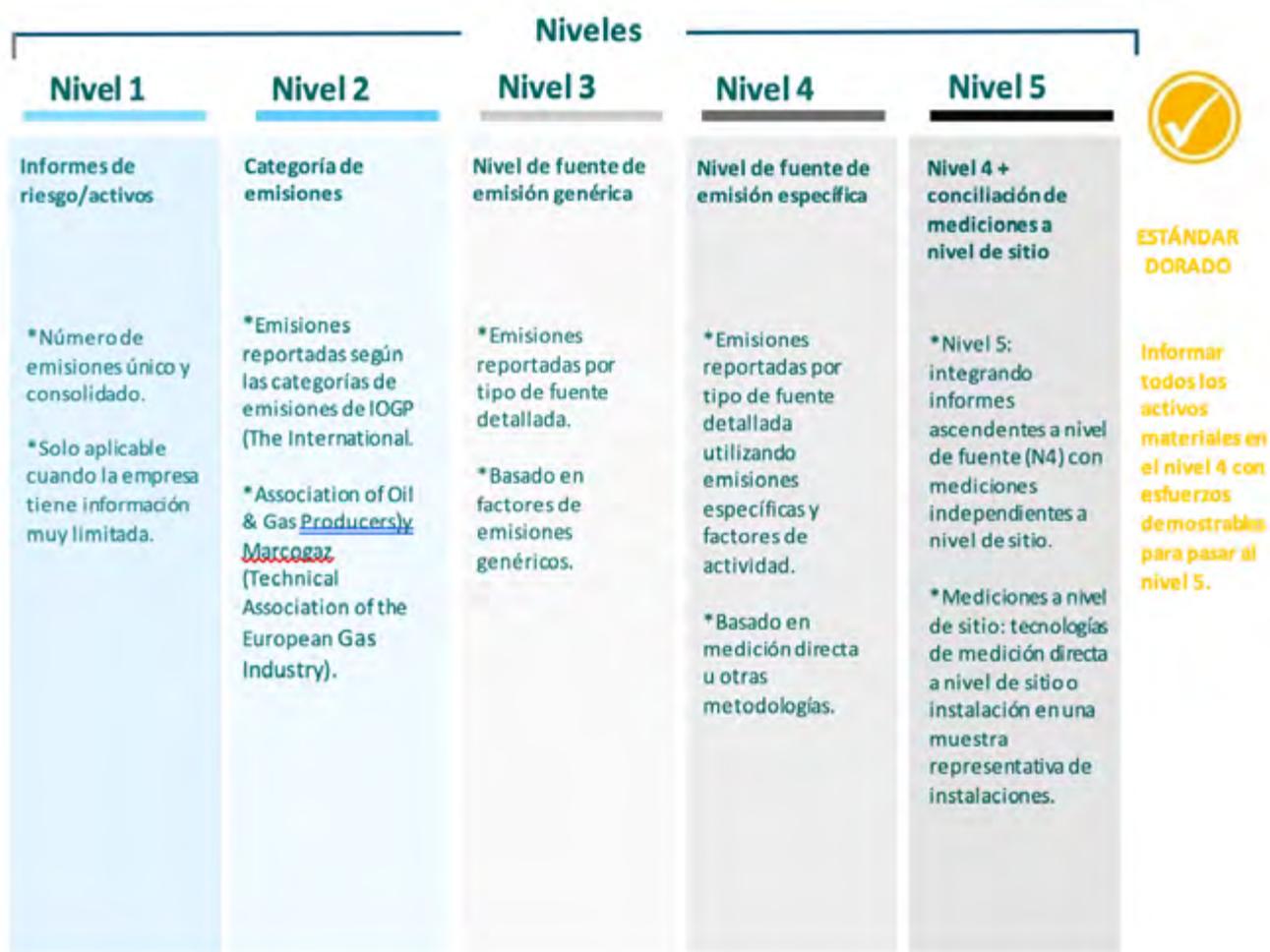
Se enfoca en mejorar la transparencia y la responsabilidad en la medición y reducción de las emisiones de metano en la industria del petróleo y gas. Al evolucionar de la iniciativa OGMP original, la OGMP 2.0 establece un marco más ambicioso y detallado para que las empresas no solo reporten sus emisiones, sino también implementen prácticas efectivas para su reducción. La participación en esta alianza representa un compromiso significativo por parte de las empresas para fortalecer sus procesos de medición, mitigar impactos ambientales y adoptar tecnologías que contribuyan a una mayor eficiencia en sus operaciones.

En la práctica, la OGMP 2.0 no es una certificación, sino una evolución de la OGMP (The Oil and Gas Methane Partnership) aprobada por la Secretaría General de las Naciones Unidas en la Cumbre del Clima de septiembre de 2014.

A través de esta alianza, se busca generar compromisos entre las empresas productoras de petróleo y gas para

que midan y reporten sus emisiones ante el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2024a). Al pertenecer al OGMP, las empresas también se comprometen a implementar medidas para reducir estas emisiones, incluyendo la detección y reparación de fugas, la mejora de equipos y procesos, y la adopción de tecnologías más eficientes. La OGMP 2.0 establece cinco niveles de informes. El nivel más alto (Nivel 5) requiere que las empresas concilien sus inventarios de emisiones a nivel de fuente (Nivel 4) con mediciones a nivel de sitio, según se desglosa en la figura siguiente:

Figura 74. Niveles de informe OGMP 2.0



Fuente: PNUMA (2024a).

Para alcanzar el Gold Standard, las empresas deben cumplir con las obligaciones de reporte durante un periodo de cinco años. En el primer año, deben firmar un memorando de entendimiento y presentar un informe junto con un plan de implementación con metas y acciones creíbles. En los años siguientes, deben continuar reportando y actualizando sus planes de implementación, asegurando que todos los activos operados alcancen los niveles 4 y 5 de reporte en tres años, y los activos no operados en cinco años. La siguiente tabla resume las obligaciones para alcanzar el Gold Standard en un plazo de cinco años.

Tabla 22. Requisitos para obtener el Gold Standard en la OGMP 2.0

Año de informe		1	2	3	4	5
Obligaciones para alcanzar el Estándar Oro:	Firmar un memorando de entendimiento (opción de enviar un plan e informar para recibir comentarios)	Informe + plan de implementación creíble	Informe + plan de implementación revisado opcional	Informe (con todos los activos operados en el Nivel 4/5) + plan de implementación revisado opcional para activos no operados	Informe (con todos los activos operados en el Nivel 4/5) + plan de implementación revisado opcional para activos no operados	Informe con todos los activos operados/no operados en Nivel 4/5

Fuente: PNUMA (2024b).

» Observatorio Internacional de Emisiones de Metano (IMEO)

El IMEO, promovido por el PNUMA, tiene como objetivo proporcionar datos precisos y transparentes sobre las emisiones de metano. IMEO desempeña un papel clave en la lucha contra el cambio climático al proporcionar datos de emisión en tiempo real para apoyar a gobiernos y empresas en la adopción de soluciones de reducción de metano. A través de su enfoque en la ciencia, la transparencia y la implementación, IMEO contribuye a alcanzar la meta global de reducir las emisiones de metano en un 30 % para 2030.

La transparencia del IMEO se sustenta en el trabajo de impulsa la OGMP 2.0 y el MARS, una plataforma global de monitoreo que utiliza satélites para detectar y reportar emisiones de metano de gran escala, proporcionando datos accesibles para que gobiernos y empresas tomen medidas rápidas. El programa se extiende a todos los sectores emisores de metano e incluye estudios en los cinco continentes.

» Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe (OEMLAC)

El OEMLAC es una iniciativa de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) creada en la 52va Junta de Ministros en diciembre de 2022, que tiene como objetivo apoyar a los países de la región en el cumplimiento de sus compromisos de reducción de emisiones de metano.

Las metas que busca alcanzar la OEMLAC incluyen: i) estandarizar la consistencia metodológica en los inventarios nacionales de metano, ii) establecer una base de datos agregada de emisiones, y iii) desarrollar capacidades regionales para gestionar estas emisiones de manera sostenible. Su fin último es apoyar la identificación de necesidades técnicas para la recopilación, seguimiento y supervisión de la información sobre emisiones de metano que sirvan de insumo para el diseño e implementación de proyectos para la reducción de emisiones (OLADE, 2024).

» Asociación Global del Sector del Petróleo y el Gas (IPIECA)

IPIECA es la asociación mundial de petróleo y gas dedicada a promover el desarrollo de la industria cumpliendo con altos estándares de desempeño ambiental y social a lo largo de la transición energética. Reúne a miembros y partes interesadas para liderar la integración de la sostenibilidad impulsando acciones concretas en torno a la acción climática, la responsabilidad ambiental y el desempeño social en las actividades de petróleo, gas y energías renovables.

En el área de acción climática, IPIECA actúa como catalizador de acciones de sus miembros en la adopción de prácticas y soluciones tecnológicas para reducir los GEI en las actividades de producción, refinación y transporte de petróleo y gas (IPIECA, 2023). IPIECA también actúa como portavoz de la industria con organizaciones intergubernamentales, garantizando la representación adecuada de sus miembros a nivel internacional.

» Carta de Descarbonización del Petróleo y el Gas

Este acuerdo internacional, respaldado por 52 empresas signatarias, busca dar continuidad y aumentar la ambición en la reducción de emisiones GEI, incluyendo inversiones en energías renovables, combustibles bajos en carbono y tecnologías de emisiones negativas. Además, se han comprometido en aumentar la transparencia, reducir la pobreza energética y proporcionar energía segura y asequible para todas las economías.

El acuerdo fue alcanzado en la COP28, con la meta de alinear a las empresas del sector en torno a alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, y poner fin a la quema rutinaria de gas para 2030 (COP28, 2023).

» Iniciativas para la promoción de inversiones en ESG

El interés en las inversiones ESG en la industria del petróleo y gas ha crecido sustancialmente, reflejado en un incremento significativo en su participación actual y proyectada en el mercado global. En 2014, las inversiones ESG ascendían a aproximadamente 30.7 billones de dólares y se proyecta que para el 2025 superen los 50 billones de dólares, según McKinsey & Company. Este aumento subraya el creciente interés de los inversores, particularmente en Europa, donde se concentra gran parte de estas inversiones. Las inversiones ESG, que inicialmente eran consideradas de nicho, se han convertido en una estrategia clave en los principales mercados financieros en la última década. Para guiar y promover el desarrollo de inversiones sostenibles en ESG, varios organismos internacionales como las Naciones Unidas están impulsando las siguientes iniciativas:

- » Principios para la Inversión Responsable (PRI), dirigido a inversores internacionales que buscan adoptar factores ambientales, sociales y de gobernanza sean valorados en los mercados de capital por sus operaciones más limpias y eficientes.
- » Iniciativa de Reporte Global (GRI), que establece un marco para que las empresas divulguen sus impactos de sostenibilidad, mejorando la transparencia y permitiendo a las partes interesadas evaluar el compromiso con prácticas sostenibles.
- » Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), que promueve la transparencia en los riesgos financieros relacionados con el clima, incentivando la adopción de tecnologías de baja emisión y la mejora de la eficiencia energética.

Estas iniciativas, en actual adopción por algunas empresas de la industria petrolera y de gas, favorecen el alineamiento del sector con los objetivos globales de sostenibilidad y fortalecen la sostenibilidad de estas empresas en un mercado en transición.

5.3.2 Resumen de metas asociadas al gas por iniciativa

Las metas de las iniciativas globales para reducir las emisiones de GEI de la industria del gas varían según su enfoque temporal. Algunas plantean sus metas para el corto y mediano plazo (2025 y 2030), y extienden sus objetivos a largo plazo con visión hacia 2050. Por otra parte, también existen iniciativas que no presentan metas específicas, tal como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 23. Metas de reducción de emisiones por iniciativa

Iniciativa	Meta reducción de metano
Coalición Clima y Aire Limpio	2025: 45 % emisiones globales 2030: entre 60 % y 75 %
Asociación Global de Quema y Reducción de Metano	2030: 100 % de la quema y venteos
Iniciativa Global de Metano	Sin meta
Compromiso Global sobre el Metano	2030: 30 % emisiones globales
Iniciativa Climática de Petróleo y Gas	2030: 100 % de la quema rutinaria
Asociación de Petróleo y Gas Metano	Sin meta
Observatorio de Emisiones de Metano de ALC	Sin meta
Asociación Global de Petróleo y Gas	Sin meta
Carta de Descarbonización del Petróleo y el Gas	2030: 100 % quema y metano <i>upstream</i> 2050: 100 % de las emisiones globales
Iniciativas para la promoción de inversiones en ESG	Sin meta

Fuente: elaboración propia.

Entre las iniciativas mostradas, la Coalición Clima y Aire Limpio se destaca por su ambición de corto y mediano plazo, planteando una reducción del 45 % de las emisiones para 2025 y una disminución de entre el 60 % y el 75 %, para 2030. Este enfoque progresivo es uno de los más ambiciosos en términos de reducción global de metano. De manera similar, el CGM propone una deducción del 30 % para 2030 con un enfoque global que le otorga un potencial significativo. La Asociación Global de Quema y Reducción de Metano y la OGCI apuntan a eliminar el 100 % de la quema y venteo rutinarios para 2030.

Por otro lado, la Carta de Descarbonización del Petróleo y Gas no solo se pro-

pone eliminar el 100 % de la quema rutinaria para 2030, sino que también establece una meta más ambiciosa de eliminar el 100 % de las emisiones de metano en el segmento *upstream* para el mismo año, extendiéndose incluso a la eliminación total de emisiones para 2050. Esta iniciativa, toma en consideración el marco temporal señalado en el Acuerdo de París, lo que refleja una intención más profunda de descarbonización completa alineada con los esfuerzos para mantener el calentamiento global por debajo de 1,5 °C.

5.4 Componentes de una certificación

La implementación de una certificación de GNBE en ALC debe abarcar toda la cadena de valor del gas natural. Su diseño no solo debe alinearse con las políticas y compromisos climáticos de los países de la región, sino también establecer las normativas y estándares que las empresas deben cumplir para obtenerla. Asimismo, es importante que la certificación promueva el aumento de la ambición en la reducción de emisiones de GEI y garantice la efectividad de la implementación de las medidas de reducción de emisiones de metano y CO₂. A continuación, se detallan cada uno de los elementos a considerar en la etapa de su diseño.

5.4.1 Definición de un estándar

El objetivo principal al definir un estándar de certificación de GNBE es asegurar la reducción efectiva de emisiones de metano a lo largo de toda la cadena de valor del gas natural, desde la extracción hasta su distribución final. Este estándar verificará que las empresas implementen medidas adecuadas para mitigar emisiones ventiladas y fugitivas, involucrando a productores, transportistas, distribuidores, y compañías de licuefacción y regasificación. Asimismo, se requerirá la participación activa de entidades reguladoras y gubernamentales para establecer normas técnicas que respalden su aplicación.

El diseño del estándar debe ser flexible y adaptarse a las particularidades de cada país, considerando su infraestructura, capacidad técnica y marco regulatorio. La certificación podrá iniciarse de manera voluntaria, permitiendo a las empresas adaptarse progresivamente, y luego avanzar hacia una etapa obligatoria con plazos definidos. Esta transición mixta facilitará la adopción de tecnologías, el ajuste de prácticas operativas y el desarrollo de información técnica, promoviendo al mismo tiempo la colaboración entre empresas, autoridades y otros actores clave para cumplir metas comunes de reducción de emisiones.

5.4.2 Alineación con las políticas públicas

La región está comprometida con la transición energética hacia una economía baja en carbono, donde la industria del petróleo y el gas tiene actualmente una importante participación. Por medio de la certificación del GNBE se asegura que los procesos a lo largo de su cadena de valor tengan una huella de carbono reducida, lo que respalda los compromisos climáticos de los países.

Reducir la huella de carbono de la industria del gas es especialmente relevante para las NDC. En varios países de la región, se menciona a la industria del gas entre los compromisos de mejora de la eficiencia y la reducción de emisiones de GEI. Argentina, por ejemplo, compromete no exceder la emisión neta de 349 MtCO₂e para 2030, promoviendo la eficiencia energética y la transformación de la industria del gas hacia una matriz más limpia y resiliente, con un incremento del uso del gas natural en el sector energético (República Argentina, 2021). Colombia se compromete a mitigar al 2030 en 11,2 MtCO₂e las emisiones fugitivas asociadas a la cadena productiva de los hidrocarburos y aprovechar el gas natural capturado para otros fines y sectores clave (Gobierno de Colombia, 2020).

Por su parte, México tiene como meta reducir en un 14 % las emisiones del sector petróleo y gas al 2030, con un enfoque en la reducción de emisiones fugitivas y la sustitución de combustibles de alto contenido de carbono por

gas natural en la generación eléctrica (Gobierno de México, 2022). El Salvador tiene como objetivo reducir el 61 % de las emisiones GEI del sector energía para el 2030, incluyendo el uso de gas natural en la generación eléctrica y la sustitución de combustibles derivados del petróleo en la industria (Gobierno de El Salvador, 2021).

Asimismo, Panamá se compromete a reducir las emisiones del sector energía en al menos un 11,5 % para 2030 y un 24 % para 2050, promoviendo la generación eléctrica con fuentes no convencionales, incluido el gas natural (República de Panamá, 2020). Finalmente, Venezuela tiene como meta reducir en un 75 % la quema y venteo de gas natural en la industria petrolera y gasífera para 2030, fomentando su uso en el sector transporte y aumentando su participación en la generación termoeléctrica (República Bolivariana de Venezuela, 2021).

5.4.3 Experiencias de la industria en la reducción de emisiones

En la región de ALC, se encuentran importantes avances hacia el desarrollo de una industria del gas natural con bajas emisiones. A continuación, se destacan algunas iniciativas de países como Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, México y Trinidad y Tobago.

» Argentina

TotalEnergies trabaja desde 2010 en reducir las emisiones de GEI y mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones. La compañía desarrolla planes de acción para disminuir sus emisiones a corto y medio plazo y alcanzar la neutralidad de carbono en 2050. Su meta es reducir las emisiones directas e indirectas de sus instalaciones operativas en más de un 40 % para 2030, comparado con los niveles de 2015. Esto incluye reducción del consumo de combustibles, la quema de gas en antorchas, venteos, emisiones fugitivas y el uso de energías renovables (TotalEnergies, 2024). Por otro lado, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) asumió en 2022 compromisos voluntarios para

reducir sus emisiones de GEI en un 6 % para 2030, mientras que Tecpetrol se comprometió a una reducción del 10 % para el mismo año (YPF, 2023).

En 2019, Argentina aprobó la Ley 27.520 de presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático global, que garantiza acciones, instrumentos y estrategias para enfrentar el cambio climático (República Argentina, 2019). En línea con esta ley, el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático al 2030 sintetiza las políticas del país para limitar las emisiones de GEI y generar respuestas coordinadas para adaptar territorios, ecosistemas, sectores y comunidades vulnerables a los impactos del cambio climático (MADS, 2022).

» Bolivia

Petrobras Bolivia ha implementado en los últimos años diversas acciones para reducir emisiones y mejorar la eficiencia operacional. Entre estas acciones se incluyen la optimización del sistema de compresión de gas natural, la instalación de catalizadores para reducir emisiones contaminantes, y la integración de contratos de servicio de soporte a la operación y mantenimiento. Estas medidas forman parte del acuerdo firmado en 2022 con OGMP 2.0 y han resultado en una importante disminución de costos y emisiones de CO₂, logrando así una mayor eficiencia operacional (Petrobras, 2023a).

» Brasil

El Plan Estratégico 2023-2027 de Petrobras presenta sus compromisos para la reducción de emisiones y la mitigación del impacto ambiental hasta los años 2025 y 2030. Estas responsabilidades incluyen metas, como la reducción del 30 % en las emisiones operativas totales para 2030, la eliminación completa de la quema rutinaria para el mismo año y la reducción del 55 % en la intensidad de las emisiones de metano en el segmento *upstream* para 2025. Estos objetivos están alineados con las iniciativas OGCI y Quema Rutinaria Cero.

Petrobras Brasil también es signatario del acuerdo OGMP y cuenta con la certificación Gold Standard (Petrobras, 2023b). Este logro se debe a la amplia experiencia acumulada por la empresa en la cuantificación de emisiones luego de contar con un sistema de gestión de emisiones propio, denominado SIGEA® (Sistema de Gestión de Emisiones Atmosféricas de Petrobras), que abarca aproximadamente 10 mil fuentes registradas en el sistema. Su inventario lo publica voluntariamente desde 2002 y es verificado por un tercero de forma anual (Petrobras, 2024).

» Chile

Engie GNL Mejillones tiene como objetivo reducir progresivamente su huella de carbono, en línea con su compromiso con la lucha contra el cambio climático. En este marco, Engie obtuvo en 2021 el certificado del Programa Huella Chile del Ministerio de Medio Ambiente, por cuantificar sus emisiones de GEI directas e indirectas, conforme a los requisitos del programa y la NCh-ISO 14064/1:2019. Además, Engie GNL está evaluando modelos para cuantificar estas emisiones y planea ingresar en 2024 al programa Oil & Gas Methane Partnership de Naciones Unidas con el objetivo de alcanzar la certificación Gold Standard en tres años para las instalaciones operadas y en cinco años para las instalaciones no operadas (Engie, 2023).

» México

La empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) es miembro de la OGMP. En el marco de sus compromisos, en 2017, la compañía logró una disminución del 31 % en sus emisiones directas totales de GEI con respecto al año anterior. Esta reducción se atribuye a la implementación del Plan Estratégico de Aprovechamiento de Gas en exploración y producción 2016-2019. Posteriormente, en su Plan de Negocio 2017-2021, Pemex se fijó el ambicioso objetivo de reducir las emisiones de CO₂e en un 25 % (CCAC, 2018).

En el marco de la legislación nacional vigente y en línea con los compromisos de acción climática asumidos por

el Gobierno de México, el Plan de Sostenibilidad de PEMEX establece reducir en 30 % sus emisiones de metano al 2030 y cero emisiones al 2050 (PEMEX, 2024). Dentro de las líneas de acción, PEMEX propone la reducción de quema rutinaria de metano, la detección, cuantificación y eliminación de emisiones fugitivas de metano, entre otras medidas complementarias.

» Trinidad y Tobago

Desde 2020, BP Trinidad y Tobago se ha comprometido a alcanzar cero emisiones netas para 2050. Este objetivo incluye la reducción de emisiones en sus operaciones y el apoyo a iniciativas relacionadas. Una de sus estrategias más destacadas es la optimización de la purga de gas. Esta se centra en mejorar la eficiencia y reducir las emisiones de los gases de purga utilizados en sus procesos operativos. Para abordar este desafío, BP implementa medidas como el monitoreo continuo de sus sistemas de purga para identificar áreas donde se pueden hacer ajustes. Además, se adoptan tecnologías de control y automatización que regulan la cantidad de gas de purga necesaria. El fortalecimiento de los planes de mantenimiento es otra medida que ha favorecido la operación eficiente e ininterrumpida de los equipos (BP, 2024).

5.4.4 Criterios para diseñar certificación

El diseño de la certificación de GNBE debe considerar la definición de los niveles de ambición, el establecimiento de un marco para la compensación de emisiones inevitables, y la clara delimitación de los límites físicos y empresariales aplicables a la certificación. A continuación, se describen estos elementos.

» Consideraciones de ambición

Para implementar acciones eficaces para la reducción de emisiones de GEI, es importante establecer niveles de ambición realistas. Como etapa inicial, se podría considerar la métrica de la OGCI. La OGCI define metas de intensidad

de metano del 0,2 % producto de dividir el volumen total de emisiones de metano por el volumen total de gas comercializado. Esta métrica es utilizada actualmente por empresas que agrupan el 30 % de la producción global de gas natural.

En un contexto regional, se pueden establecer distintos niveles de ambición por segmento de la cadena de valor (*upstream*, *midstream* y *downstream*), el tipo de fuente (fugitiva o ventilada) y el tipo de gas. Estudios previos relacionados con el presente análisis sugieren que los costos marginales de reducción de emisiones aumentan a medida que se avanza aguas abajo en la cadena de valor, lo que hace más eficiente priorizar las inversiones en el segmento *upstream*, especialmente para mitigar emisiones de CH₄. En el caso del CO₂, las inversiones se priorizan para el segmento *midstream*. Los niveles de ambición por segmento se presentan en el apartado 4.3 (ver 4.3.1).

» Marco de compensación de emisiones

El proceso de certificación debe establecer un marco que permita a las empresas compensar las emisiones que no pueden ser eliminadas a través de mejoras operativas y tecnológicas. A pesar de los mejores esfuerzos, es probable que persistan pequeñas fugas en los equipos y tuberías que son difíciles de detectar, y en algunos casos, imposibles de evitar. Por ejemplo, en algunas operaciones de emergencia o mantenimiento, es necesario ventilar o quemar gas para garantizar la seguridad y la operatividad del sistema. Por lo tanto, la captura de todas las emisiones ventiladas a menudo no es técnicamente viable. Ante esta realidad, la certificación debe implementar un mecanismo de monitoreo y medición para cuantificar todas las emisiones de GEI residuales que no pueden ser mitigadas.

Los proyectos de compensación de emisiones pueden ser iniciativas de reforestación implementadas a partir de mecanismos como el REDD+, el desarrollo de energías renovables, captura y almacenamiento de carbono, y mejoras de eficiencia energética. Un ejemplo de compensación en

la región se encuentra en Colombia, donde el gobierno adquirió créditos de carbono certificados por el Programa Estándar de Carbono Verificado (VCS). En 2017, el gobierno colombiano implementó un Impuesto Nacional al Carbono (Ley 1819 de 2016), que exige a las industrias pagar un impuesto por sus emisiones de GEI. La ley permite a las entidades no causar hasta en un 50 % esta obligación tributaria mediante la compra de créditos de carbono provenientes de proyectos de mitigación implementados en el país que cumplan con la Resolución 1447 de 2018, incluidos los certificados a través del programa de certificación del VCS (Verra, 2021).

» Límite físico y organizacional

La definición del límite físico por actividad de la cadena permite vincular la intensidad de metano con un activo operativo específico. Esta definición es fundamental para la trazabilidad de las emisiones de metano y dióxido de carbono producidas a lo largo de la cadena de valor. En este sentido, la certificación debe abarcar todas las fuentes de emisión contiguas del límite físico a certificar. En el límite organizacional, las instalaciones deben estar bajo la responsabilidad de un propietario u operador común. Por tanto, la certificación incluye todos los equipos con potencial de emisión, entre ellos, los arrendados.

» Alineamiento con normas técnicas y regulaciones locales

Aunque inicialmente voluntaria, la certificación no debe considerarse como un sustituto de los marcos regulatorios vigentes en los países. Los estándares de certificación tienen que respaldar estas normativas, garantizando que los participantes puedan demostrar su cumplimiento. Por ejemplo, la Resolución colombiana 40066/2022, establece los “Requisitos Técnicos para la Detección y Reparación de Fugas, la Utilización, Quema y Venteo de Gas Natural Durante las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos”, y considera medidas de mitigación del metano que requieren certificación. En países sin normas

o regulaciones específicas, la certificación del GN podría basarse en el cumplimiento de los estándares internacionales en las siguientes áreas:

- » Monitoreo regular con instrumentos para detectar fugas y emisiones.
- » Transición a dispositivos neumáticos de cero emisiones.
- » Prohibición de ventilación y quema rutinarias.
- » Requisitos de control y captura para emisiones de tanques.
- » Reducción de terminaciones de pozos con emisiones.
- » Mejores prácticas para la descarga de líquidos.
- » Control de emisiones contaminantes en compresores alternativos y centrífugos.

» Monitoreo y reporte

El estándar de certificación deberá exigir al menos dos niveles de monitoreo: a nivel de fuente y a nivel de instalaciones. Estos niveles tienen como objetivo garantizar la detección de fugas en los componentes clave de la cadena de valor. Por ejemplo, el OGMP 2.0 proporciona un marco de orientación para el monitoreo y verificación de mediciones directas de metano. En el caso de los componentes con el nivel más alto de emisiones (nivel 5), este estándar establece requisitos específicos para todas las fuentes de emisiones de metano, exigiendo mediciones directas tanto a nivel de fuente como de instalación. Además, categoriza las emisiones como ventiladas, fugitivas y de combustión incompleta. También se deben incluir las emisiones intermitentes, tanto las intencionales como aquellas causadas por condiciones anormales en cada proceso.

» Mecanismo de verificación

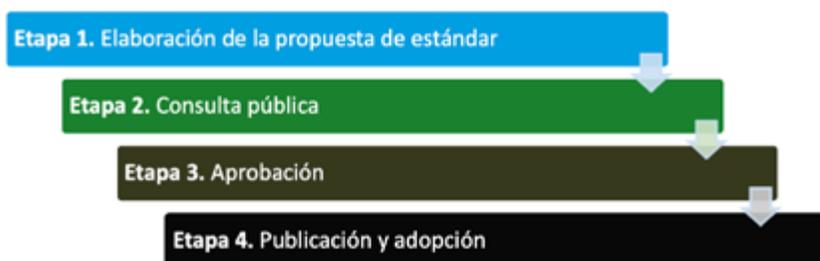
Es necesario establecer sistemas de acreditación para los verificadores externos que garanticen la credibilidad del estándar de certificación. En este sentido, es fundamental que la entidad verificadora sea independiente de la organización que emite el certificado y que posea la experiencia necesaria para verificar los datos recabados. Idealmente,

se requiere contar con un organismo con atribuciones para acreditar a los verificadores, garantizando que puedan realizar una auditoría precisa de las emisiones reportadas por el operador y la metodología establecida en el estándar.

5.5 Etapas de implementación

La implementación del estándar de certificación puede dividirse en cuatro etapas, que se detallan en la figura a continuación. Este proceso será similar para la elaboración de los estándares de los diferentes segmentos de la cadena, aunque variará en función del alcance y los procedimientos específicos, los cuales se adaptarán a las características de cada proceso.

Figura 75. Etapas elaboración de un estándar de certificación



Fuente: elaboración propia.

5.5.1 Etapa 1. Elaboración de la propuesta de estándar

La propuesta debe definir los objetivos y el alcance del estándar de acuerdo con el contexto de implementación. Cada estándar estará diseñado específicamente para los procesos correspondientes a los segmentos de la cadena de valor del gas natural: *upstream*, *midstream* y *downstream*, permitiendo abordar las particularidades de las operaciones, tecnologías y desafíos asociados a la reducción de emisiones fugitivas y ventiladas de GEI. La propuesta deberá contener como mínimo los siguientes elementos: términos y definiciones, principios básicos (por ejemplo, neutralidad, transparencia, obligatoriedad, entre otros), roles y responsabilidades de los diferentes actores involucrados y descripción del proceso de certificación, que detalle los criterios de desempeño para evaluar y verificar el cumplimiento de los estándares.

En el segmento *upstream* (extracción y procesamiento), se prioriza la detección y reparación de fugas, la captura de metano para reducir emisiones ventiladas y la optimización de procesos para minimizar la quema en antorchas. En el *midstream* (transporte y licuefacción), se requiere monitoreo continuo de fugas, eficiencia energética en plantas de licuefacción y control de emisiones durante mantenimientos. En el *downstream* (transporte marítimo y regasificación), se promueve el uso de embarcaciones limpias, el control del *boil-off gas* y la mejora de la eficiencia en equipos de regasificación.

La creación de estándares de certificación diferenciados para cada segmento de la cadena de valor del GN, se justifica por las siguientes razones:

- » Cada segmento involucra operaciones y tecnologías específicas que presentan desafíos y características únicos en términos de emisiones de GEI.
- » Los métodos y tecnologías de control de emisiones más efectivos pueden variar significativamente entre estos segmentos.
- » Diferentes segmentos pueden estar sujetos a distintas regulaciones a nivel local, nacional e internacional. Al establecer estándares independientes, se puede garantizar que cada segmento cumpla con las regulaciones pertinentes, facilitando su cumplimiento y asegurando que las empresas operen dentro del marco legal adecuado.
- » Al desagregar la certificación en estándares independientes por segmento, se aumenta la transparencia y la credibilidad del proceso de certificación. Las partes interesadas pueden tener una visión más clara de las prácticas de gestión de emisiones en la cadena de valor.

La elaboración de cada propuesta debe fundamentarse en una revisión de normas y estándares internacionales existentes, a fin de identificar las mejores prácticas que puedan adaptarse al contexto regional. Este análisis de-

berá complementarse con la identificación de las partes interesadas relevantes, como las empresas vinculadas al segmento de la cadena de valor objetivo, reguladores y organismos de certificación independientes, entre otros. Posteriormente, se deberán realizar consultas a los actores clave para recopilar opiniones y sugerencias que contribuyan a la creación del borrador de propuesta del estándar, asegurando que sea técnicamente sólido, aplicable y ampliamente aceptado.

5.5.2 Etapa 2. Consulta pública

Una vez preparada la propuesta, debe someterse a una evaluación externa mediante un proceso de consulta pública. El objetivo de esta etapa es obtener observaciones y perspectivas adicionales de una audiencia más amplia, asegurando así que el estándar cumpla con las expectativas de todas las partes interesadas. Para maximizar la efectividad de esta etapa, es importante establecer medios de consulta transparentes, criterios de valoración de la retroalimentación recibida, y mecanismos para integrar las mejores sugerencias en el estándar.

Los medios de consulta deben garantizar la participación de los distintos actores relevantes. Para ello, se pueden usar herramientas como plataformas digitales, mesas de diálogos presenciales o virtuales, talleres participativos y foros de discusión.

También será importante clasificar las sugerencias recibidas por áreas, como, por ejemplo, las que se describen a continuación:

- » *Relevancia técnica.* Evaluar si los comentarios propuestos abordan los desafíos técnicos y operativos de cada segmento de la cadena.
- » *Aplicabilidad práctica.* Determinar si las sugerencias son viables técnicamente para los procesos de extracción, procesamiento, transmisión, licuefacción, transporte marítimo y regasificación, según sea el caso.

» *Consistencia con marcos regulatorios existentes.* Verificar que las recomendaciones sean compatibles con las normativas locales, nacionales e internacionales aplicables.

El análisis de la consulta debe ser guiado por un comité técnico compuesto por expertos del sector con conocimiento en regulación y tecnologías de control de emisiones. Este comité puede hacerse cargo también de priorizar y determinar la viabilidad de las sugerencias. Por último, las contribuciones más relevantes se incorporan en el estándar. Al término del proceso de consulta pública, es importante publicar un informe que detalle las aportaciones recibidas, el análisis realizado y las modificaciones integradas en el estándar.

5.5.3 Etapa 3. Aprobación

Tras la incorporación de comentarios recogidos durante la consulta pública, el borrador del estándar pasa a una fase de aprobación formal. Esta inicia con una revisión técnica final a cargo de un comité técnico multidisciplinario, encargado de asegurar que el estándar cumpla con los objetivos propuestos, que los criterios de desempeño sean claros y medibles, y que las medidas para gestionar emisiones fugitivas y ventiladas sean técnicamente viables y aplicables en la cadena de valor correspondiente.

Luego de esta revisión, el estándar se somete a validación por parte de autoridades competentes en los países donde se implementará, como agencias ambientales, energéticas y climáticas. Estas instituciones evalúan la coherencia del estándar con normativas nacionales e internacionales, incluyendo compromisos asumidos en el Acuerdo de París y lineamientos de MRV de emisiones de gases de efecto invernadero. Esta validación busca garantizar que el estándar sea compatible con los marcos regulatorios existentes y no genere conflictos legales.

El estándar debe ser presentado a organismos de certificación independientes de reconocimiento internacional, que revisen su estructura, los procedimientos de auditoría, los

indicadores de desempeño y los métodos de verificación propuestos, para asegurar que el estándar pueda aplicarse de manera confiable en los distintos segmentos de la cadena de valor.

La aprobación del estándar también puede requerir un proceso de validación piloto, en el cual se aplica el estándar de manera experimental. Este piloto permite identificar posibles desafíos en su implementación, ajustar criterios de desempeño si es necesario, y fortalecer los mecanismos de verificación.

5.5.4 Etapa 4. Publicación y adopción

Una vez aprobado formalmente, el estándar de certificación se publica como un documento oficial e inicia su fase de adopción. Su disponibilidad debe garantizarse en múltiples plataformas, como portales web oficiales, bases de datos internacionales y foros especializados. Además del documento principal, deben difundirse materiales complementarios —como guías, resúmenes ejecutivos y recursos técnicos— para facilitar su comprensión por parte de operadores, reguladores y otros actores clave.

Para apoyar su adopción, es fundamental ofrecer capacitaciones y talleres dirigidos a los operadores de cada segmento de la cadena. Estas actividades deben enfocarse en:

- » Explicar en detalle los requisitos y criterios de desempeño del estándar.
- » Presentar ejemplos prácticos y casos de éxito relacionados con la reducción de emisiones fugitivas y ventiladas.
- » Proveer orientación técnica sobre las tecnologías y metodologías más efectivas para cumplir con las exigencias del estándar.
- » Brindar herramientas de MRV que permitan a los operadores evaluar su propio desempeño y demostrar cumplimiento.

Paralelamente, debe implementarse un sistema de monitoreo continuo que permita verificar la correcta aplicación del estándar. Este sistema debe garantizar el cumplimiento técnico y normativo por parte de los operadores, así como recopilar datos que permitan evaluar la efectividad del estándar en la reducción de emisiones. También debe incluir mecanismos para actualizar sus requisitos en función de avances tecnológicos y mejores prácticas internacionales.

El proceso de monitoreo debe ejecutarse mediante auditorías periódicas realizadas por organismos de certificación independientes, quienes evaluarán el desempeño de los operadores con base en indicadores definidos para cada segmento de la cadena. Los resultados de estas auditorías deben ser comunicados de manera transparente a todas las partes interesadas.

5.5 Arreglos institucionales

5.5.1 Identificación de roles y responsabilidades

El proceso de certificación del GNBE involucra la colaboración de varios actores clave: 1) el Organismo de Normalización, que establece el estándar técnico; 2) el Organismo de Certificación, que evalúa el cumplimiento y emite los certificados; 3) el Organismo de Acreditación, encargado de verificar la conformidad del estándar; 4) los Gobiernos y Reguladores, que promueven y exigen la adopción de la certificación mediante políticas y regulaciones; y 5) el Operador, responsable de gestionar los activos y garantizar su cumplimiento con los requisitos establecidos. La tabla siguiente detalla las responsabilidades de cada uno.

Tabla 24. Roles y responsabilidades para la certificación de GNBE

Rol	Responsabilidad
Organismo de normalización	Definir y gestionar todos los aspectos del desarrollo del estándar Publicar el estándar y los documentos de respaldo
Organismo de certificación	Acreditar a los organismos verificadores externos Supervisar y auditar los procesos de certificación Emitir certificados
Organismo de Acreditación	Realizar auditorías de acuerdo a procedimientos establecidos en el estándar Verificar los datos de emisiones reportados por el operador Emitir un informe de cumplimiento de los estándares de certificación

Gobiernos y Reguladores	Registrar los activos del operador certificado Elaborar regulaciones que habiliten la obligatoriedad de la certificación Crear incentivos para la adopción de estándar de certificación Evaluar el impacto económico, ambiental y social de la certificación
Operador	Registrar ante el ente regulador los activos que serán objeto de certificación Monitorear y reportar emisiones bajo las mejores prácticas internacionales Contratar a los verificadores externos acreditados Implementar tecnologías de reducción de emisiones Proporcionar información y acceso a las instalaciones para verificación de datos

Fuente: elaboración propia.

Los países de la región cuentan con entes reguladores y organismos de certificación que podrían asumir las responsabilidades requeridas para llevar a cabo el proceso de certificación del GNBE¹⁰. Para que estos actores asuman nuevas responsabilidades, sería necesario realizar una evaluación de las capacidades institucionales actuales, para identificar debilidades y áreas que requieran de fortalecimiento técnico. En este sentido, es necesario diseñar programas nacionales de desarrollo de capacidades que faciliten la creación de un entorno propicio para la implementación efectiva de la certificación.

5.5.2 Arreglo institucional

La organización institucional para la gestión de la certificación de GNBE en la región de ALC debe diseñarse para atender las necesidades de los diferentes segmentos de la cadena de valor del gas natural. A continuación, se presenta una propuesta para el arreglo institucional a adoptar en la región:

¹⁰ En los anexos 4 y 5 se identifican los entes reguladores y organismos de certificación de los países vinculados a diferentes segmentos de la cadena de valor del gas natural en la región de ALC.

Figura 76. Arreglo institucional para la gestión de la certificación



Fuente: elaboración propia.

El CRCGN tendría la responsabilidad de promover, coordinar y supervisar la implementación de los estándares de certificación de ALC. Estaría integrado por representantes de los gobiernos de los países de la región (entes reguladores) y de organismos internacionales como OEMLAC, OGMP, PNUMA, IPIECA, entre otros. Su función principal será garantizar la coherencia y eficacia de la certificación, además de facilitar la cooperación entre los países participantes.

Por su parte, el CTRC se encargaría de desarrollar los estándares técnicos para la certificación del GNBE. Su objetivo sería el de asegurar que dichos estándares se alineen con mejores prácticas internacionales y, al mismo tiempo, respondan a las especificidades de la región. Este comité estaría compuesto por expertos y especialistas en políticas energéticas y normalización de los países miembros, quienes trabajan en la creación de criterios técnicos adecuados a las diversas condiciones operativas de la región.

Los subcomités (*Upstream*, *Midstream* y *Downstream*) tendrían la función de desarrollar normas técnicas y estándares específicos para cada segmento de la cadena de valor. Estos subcomités garantizarían la eficacia de los estándares en las etapas operativas, promoviendo la reducción de emisiones y la adopción de mejores prácticas. Cada subcomité estará compuesto por especialistas y

representantes de la industria, incluyendo ingenieros, técnicos y expertos en gestión de emisiones GEI.

Los ONC se encargarían de la evaluación de la conformidad y la emisión de los certificados. Pueden ser entidades gubernamentales como organizaciones no gubernamentales sin fines de lucro que han sido reconocidas por el gobierno para realizar actividades de certificación.

Por último, los OVI tendrían la responsabilidad de realizar la verificación y auditoría de las emisiones, garantizando la independencia y claridad del proceso. Estas entidades, tanto nacionales como internacionales, deben contar con acreditación reconocida por los ONC. Su labor es proporcionar una evaluación imparcial de los datos de emisiones, asegurando la transparencia y confiabilidad del proceso de verificación.

6 Hoja de ruta para la certificación del GNBE

La certificación de gas natural bajo en emisiones (GNBE), es una herramienta que contribuye a alinear los procesos operativos de la industria energética con los compromisos climáticos globales. Como un proceso de verificación independiente, la certificación de la implementación de mejores prácticas y tecnologías aseguraría el cumplimiento de metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las actividades de la cadena de valor del gas natural, desde su extracción hasta su distribución. Con este mecanismo, la industria valida la reducción de GEI, y al mismo tiempo, se promueve la aceptación social de las operaciones de la industria del gas, refuerza la transparencia y credibilidad de la industria frente a mercados globales cada vez más exigentes en salvaguardas sociales y ambientales.

En América Latina y el Caribe (ALC), tanto la falta de institucionalidad como la fragmentación regulatoria dificultan la certificación de GNBE en la cadena de valor, generando inconsistencias en la medición y reporte de emisiones. La escasa inversión en I+D tecnológico y la antigüedad de infraestructura en el sector limitan la adopción de prácticas sostenibles, mientras que la incertidumbre financiera desalienta la transición hacia la modernización de procesos industriales que mejore la competitividad y reduzca la huella de carbono. La transición a una certificación obligatoria enfrenta resistencias por la heterogeneidad de capacidades técnicas y operativas y falta de apoyo regional a los operadores. Estos desafíos, sumados a la creciente competencia global con fuentes de energía limpia, reducen el cumplimiento de los compromisos climáticos del sector gasífero y la competitividad de ALC como proveedor estratégico.

En este apartado se define la hoja de ruta a seguir para la implementación de la certificación de GNBE en ALC, in-

tegrando los criterios definidos en el capítulo anterior y las mejores prácticas. Esto incluye, entre otros, el estándar MiQ, la norma ISO 14068 (que gradualmente ha reemplazado a la PAS 2060 como marco de referencia para la declaración de carbono neutralidad), la serie ISO 14060, el Protocolo de GEI (GHG Protocol), la certificación de las Naciones Unidas para la reducción de GEI, el estándar de carbono verificado (VCS) y el estándar Equitable Origin EO100™.

Adicional, se incorporan las directrices técnicas establecidas por organismos internacionales como los lineamientos del IPCC para la cuantificación y gestión de emisiones fugitivas en actividades de petróleo y gas (Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities), que proporcionan metodologías robustas para inventarios de GEI, El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del UNFCCC, como instrumento para proyectos de mitigación de emisiones, incluyendo reducción de quemado en antorcha y fugas de metano y las iniciativas de IPIECA que en colaboración con la Alianza Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR) del Banco Mundial, establece mejores prácticas operativas y estrategias para minimizar el impacto ambiental de esta actividad.

Estos sistemas ofrecen enfoques de acreditación independientes aplicables a los diferentes segmentos de la cadena de valor de la industria del gas natural en la región.

6.1 Limitantes para certificar el gas en ALC

La certificación del GNBE requiere abordar retos estructurales, tecnológicos, regulatorios y financieros que afectan la transición hacia procesos industriales más sostenibles.

A continuación, se describen los principales desafíos identificados:

» Institucionalidad y organización para la certificación

La carencia de una institucionalidad específica para la certificación del GNBE genera vacíos asociados a la conformidad en el uso de estándares, la falta de transparencia en los procesos y limitaciones para cumplir con las metas de sostenibilidad. Además, experiencias globales demuestran que la existencia de instituciones especializadas contribuye a superar estos desafíos. Por ejemplo, la Agencia Europea de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER), facilita la armonización de normas energéticas entre países, mientras que la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) proporciona marcos técnicos reconocidos mundialmente para certificaciones. Estas organizaciones operan como pilares institucionales que definen roles, establecen metodologías verificables y promueven la cooperación entre actores, garantizando credibilidad y acceso equitativo al mercado.

Cabe destacar que, aunque en Latinoamérica, países como Argentina, Chile y México han avanzado en normativas para mejorar la sostenibilidad de la industria del gas natural, persiste la falta de entidades dedicadas a la certificación. Lo anterior, impide consolidar mecanismos robustos de trazabilidad, auditoría y reconocimiento mutuo de estándares.

» Estandarización regional de medición y reporte

La falta de protocolos estandarizados y actualizados en la región para medir y reportar emisiones específicas de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) genera incon-

sistencias en los datos, dificultando su gestión efectiva. Esta carencia se manifiesta con claridad en dos tipos de emisiones clave vinculados a contextos operativos diferenciados: por un lado, las emisiones fugitivas y venteos de CH₄ en las etapas *upstream* (exploración y producción) y *midstream* (transporte primario y almacenamiento), asociadas a fugas no intencionales en infraestructuras como pozos, tuberías y válvulas, o liberaciones deliberadas durante operaciones de mantenimiento; por otro, las emisiones de CO₂ derivadas de actividades de producción, como el tratamiento, procesamiento y transporte (*downstream*) de gas, vinculadas al consumo energético de equipos y combustión en instalaciones. Esta ausencia de homogeneidad regulatoria impide la comparación entre países, limita la construcción de un sistema de datos sólido y afecta la transparencia y eficacia de las acciones climáticas a nivel regional.

En este contexto, iniciativas internacionales como el OGMP 2.0 y la GMI subrayan la necesidad de mejorar la medición y estandarizar metodologías. El OGMP 2.0 promueve la transparencia en el sector energético mediante protocolos específicos de reporte, mientras que la GMI proporciona herramientas para implementar estrategias de reducción de emisiones.

En América Latina y el Caribe, el Observatorio de Emisiones de Metano de ALC (OEMLAC), liderado por OLADE, busca cerrar esta brecha institucional mediante la estandarización de metodologías, el desarrollo de inventarios base y la mejora en la recolección y análisis de datos. Este observatorio no solo apoya a los países en el cumplimiento de sus compromisos de reducción de emisiones, sino que también promueve la cooperación regional para enfrentar el desafío del metano con un enfoque coordinado y técnico.

» Marco regulatorio regional de gas

El marco normativo obligatorio de la industria del gas en la región se encuentra fragmentado y bajo la responsabilidad de cada uno de los países que participan en la cadena

de valor. Aún entre países que tienen algún nivel de integración gasífera esta desagregación de responsabilidades limita la implementación de incentivos y el cumplimiento de compromisos entre los actores relevantes. La falta de definiciones claras y las brechas en las regulaciones que orienten políticas locales generan barreras para certificar el GNBE, especialmente en un contexto donde los Sistemas de Comercio De Emisiones (SCE) están emergiendo como herramientas clave en los marcos regulatorios climáticos. Estos programas, actualmente en fase de diseño o implementación en países como México (con un sistema vigente desde 2020) y Colombia (en desarrollo), buscan establecer techos de emisiones para sectores productivos de la industria del petróleo y del gas, promoviendo la reducción de huella de carbono mediante mecanismos de mercado.

Los vacíos regulatorios regionales obstaculizan la adopción de tecnologías de reducción de emisiones y limitan la aplicación de sanciones efectivas a lo largo de la cadena de valor. A raíz de experiencias internacionales se subraya que la estandarización regional no implica la implementación de normas especializadas, sino establecer principios comunes adaptables. Noruega y Canadá, por ejemplo, priorizan sanciones a emisiones excesivas y restricciones operativas para actividades contaminantes. En contraste, Brasil y México adoptan un enfoque híbrido por medio de incentivos fiscales (como exenciones tributarias para pozos con baja quema de gas) con metas progresivas de reducción de emisiones, demostrando que marcos flexibles pueden coexistir con rigurosidad técnica (World Bank, 2022; Salinas, 2023). En línea con esto, los sistemas de comercio de emisiones reflejan una tendencia hacia instrumentos económicos alineados con límites máximos de emisión, metodologías de medición verificables y transparencia en reportes.

Estos casos demuestran que un marco regulatorio regional exitoso requiere principios comunes, como la armonización de límites sectoriales de emisiones, la interoperabilidad de mercados de carbono y la adopción de criterios técnicos para cuantificar emisiones.

» Investigación y desarrollo tecnológico

Entre las acciones para viabilizar la certificación del gas en la región se incluye el desarrollar estudios dirigidos a evaluar y adaptar tecnologías de mitigación de emisiones a las particularidades de cada país. Las condiciones geográficas, operativas y socioeconómicas sobre las que se desarrollan las operaciones de la cadena de valor del gas pueden condicionar la efectividad de la certificación. Esto no solo fortalecería la capacidad de compensación ambiental de la industria, sino que también aseguraría que las soluciones tecnológicas sean escalables y estén alineadas con las necesidades específicas de la región. Algunos ejemplos registran avances dirigidos a cerrar la brecha de investigación y desarrollo. Tal es el caso de Brasil, donde Petrobras desarrolló el sistema GIS CCUS Brasil, una plataforma digital que integra datos georreferenciados sobre emisiones de CO₂, infraestructura existente y sitios potenciales para almacenamiento de carbono. Esta herramienta, respaldada por alianzas con instituciones académicas, optimizó la toma de decisiones técnicas, logrando convertirse en un repositorio público para proyectos colaborativos (IPR, 2022; PETROBRAS, 2024). Paralelamente, en México, PEMEX usa cámaras de visualización de gas (OGI, Optical Gas Imaging, por sus siglas en inglés), tecnología que detecta fugas de metano mediante imágenes térmicas en tiempo real, mejorando los protocolos de mantenimiento predictivo.

Estas experiencias demuestran que la investigación aplicada, combinada con tecnologías adaptadas a necesidades específicas, incrementa la eficiencia operativa y facilita la certificación. Para replicar estos avances, la región requiere priorizar la implementación de proyectos piloto contextualizados, establecer laboratorios de innovación sectorial para validar tecnologías emergentes, y fortalecer la colaboración entre centros de investigación y actores industriales.

» Adecuación de la industria

La industria del gas natural enfrenta dos desafíos principales: modernizar la infraestructura obsoleta y adecuarse para cumplir con estándares internacionales de reducción de emisiones, así como las demandas de mercados que priorizan combustibles bajos en emisiones. Los equipos obsoletos y procesos ineficientes limitan el cumplimiento de estándares globales emergentes, poniendo en riesgo acceso a mercados clave, como, por ejemplo, el europeo. Esta adecuación trasciende la actualización tecnológica; requiere de una planificación integral de infraestructura, alineada con los escenarios de transición energética y requisitos regulatorios extraterritoriales, como las cláusulas de certificación en contratos de exportación de GNL.

Algunos ejemplos de la región orientan el cómo abordar este desafío. En México, la implementación de un plan de rotación de turbocompresores en estaciones de compresión de gas redujo en un 50 % los eventos de venteo de gas natural, alineándose con límites de emisión de la EPA estadounidense (Sempra Infrastructure, 2023). Por otro lado, Brasil posiciona su proyecto de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) en la Cuenca de Santos como referente regional, respaldado por estudios técnicos del Centro de Investigaciones para la Innovación en Gases de Efecto Invernadero (RCGI) y la Fundación para la Investigación del Estado de São Paulo (FAPESP), impulsando un marco regulatorio en desarrollo. Integrado con hidrógeno azul, Petrobras promueve estándares de gas natural sostenible, que busca atraer inversión extranjera al demostrar mitigación efectiva y adaptación local. Estos casos demuestran que la adecuación exitosa depende de proyectos de infraestructura diseñados explícitamente para cumplir con condiciones externas, desde normativas hasta requisitos de socios comerciales.

» Incertidumbre financiera

La incertidumbre derivada de la volatilidad de los precios

de la energía, fluctuaciones económicas, cambios regulatorios y factores políticos puede desincentivar la inversión en proyectos de mitigación de emisiones. Esta situación, sumada a presiones sociales y ambientales, puede llevar a la postergación o cancelación de proyectos clave, afectando especialmente la modernización de infraestructura en la industria del gas, que requiere altas inversiones y certificaciones técnicas. La falta de previsibilidad complica la planificación a largo plazo en el sector.

Casos como el de Argentina, con el proyecto Vaca Muerta, ilustran cómo la inseguridad financiera, restricciones cambiarias y la lentitud en ajustes regulatorios pueden afectar el desarrollo de grandes obras. Para enfrentar estos desafíos, los países deben establecer marcos normativos estables mediante consensos políticos amplios, considerar el uso de fondos soberanos como garantías ante riesgos y fomentar alianzas público-privadas que reduzcan la percepción de riesgo y estimulen la inversión en infraestructura energética sostenible.

» Escalamiento de la obligatoriedad de la certificación

La implementación de una certificación voluntaria del GNBE en una etapa inicial se ve limitada por el desafío de evolucionar hacia un esquema obligatorio en etapas posteriores. Este enfoque voluntario presenta un límite estructural asociado a la falta de obligatoriedad, lo que puede traducirse en prácticas dispares, retrasos en la adopción de medidas de reducción de emisiones y una menor capacidad de los esquemas de certificación para generar impactos reales. En ausencia de exigencias normativas, las empresas tienden a priorizar la reducción de costos por sobre criterios de sostenibilidad, debilitando así la credibilidad y efectividad de los programas.

Experiencias internacionales destacan que la transición hacia la obligatoriedad requiere enfoques progresivos y aprendizaje práctico. En Estados Unidos, la primera venta pública de GNBE entre Southwestern Energy, New Jersey Natural Gas e Independent Energy Standards Corp (2022)

funcionó como piloto para identificar brechas críticas como inconsistencia en estándares de medición, reporte y verificación (MRV), baja participación de actores clave en diseños de certificación, y falta de criterios rigurosos para seleccionar proyectos dentro de carteras industriales (Lackner, M. y Mohlinb, K. 2022). Estos hallazgos llevaron a ajustar políticas, como la incorporación de mediciones directas de metano *in situ* y la creación de incentivos fiscales para empresas que adoptaran MRV estandarizados. Este caso demuestra que la obligatoriedad no debe imponerse abruptamente, sino construirse desde experiencias piloto que validen mecanismos técnicos y ganen apoyo sectorial.

Para escalar la certificación obligatoria, es necesario desarrollar un modelo gradual. Primero, una fase voluntaria con incentivos, como beneficios fiscales o acceso a mercados premium, condicionados al uso de MRV estandarizados, por ejemplo. Luego, una fase híbrida con requisitos parcialmente obligatorios para segmentos críticos. Finalmente, una fase obligatoria integral, que atienda regulaciones internacionales como la de metano de la UE (2021), que exige desde 2007 que los importadores garanticen que el gas cumpla con estándares de medición y reporte. Una evaluación prevista para 2029 determinará si se implementan estándares más estrictos, como límites de emisión o certificación, a partir de 2030¹¹.

Este enfoque, aseguraría que la obligatoriedad no sea percibida como impositiva, más bien se visibilizaría como un mecanismo para nivelar las condiciones de operación, favoreciendo a quienes innoven en áreas de sostenibilidad. Además, fortalecería la credibilidad del GNBE ante consumidores y mercados globales, logrando acelerar su rol como energía puente en la descarbonización.

» Competencia en el mercado energético global

La capacidad para mantener la relevancia del GNBE en un

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0805>

mercado energético global que prioriza soluciones cero emisiones, como las energías renovables y el hidrógeno verde, supone un riesgo existencial para la industria. A medida que los países aumentan sus compromisos de descarbonización, el GNBE podría quedar atrapado en un escenario donde ni su perfil ambiental (aún ligado a emisiones de metano) ni su competitividad económica logren diferenciarlo de alternativas más limpias. Este riesgo se agrava por los cambios geopolíticos y regulatorios, que pueden reducir drásticamente la demanda y generar activos varados.

Un ejemplo es la estrategia REPowerEU de la Unión Europea, lanzada en 2022 para eliminar la dependencia de combustibles fósiles rusos. Aunque inicialmente impulsó importaciones de GN, su enfoque a largo plazo prioriza el hidrógeno renovable y la electrificación basada en energías limpias. Para 2030, la UE planea producir diez millones de toneladas de hidrógeno verde, relegando al gas natural al suministro de energía para la industria pesada (Comisión Europea, 2022¹²). Este nuevo énfasis no solo redirige flujos de inversión, sino que redefine los criterios de competitividad en el mercado europeo.

Para mitigar este riesgo, el GNBE debe reposicionarse. Una vía es integrarse como complemento (no competidor) de las renovables, por ejemplo, como respaldo para redes eléctricas con alta penetración solar o eólica. Otra vía es modernizar su infraestructura para mejorar su competitividad respecto a las energías renovables y otros combustibles sustitutos.

La viabilidad de certificar el GNBE en ALC dependerá de la capacidad de los países para articular su rol en la transición energética, aprovechando su posición como región con reservas significativas y una matriz energética aún dependiente de hidrocarburos. Sin esto, corre el riesgo de convertirse en un eslabón prescindible, atrapado entre las renovables (cada vez más baratas) y el hidrógeno verde (cada vez más escalable). En este contexto, la certificación del GNBE no solo busca reducir emisiones, sino también garantizar una transición justa que proteja empleos, comunidades locales y economías nacionales vinculadas al sector gasífero, evitando desajustes abruptos. Solo al demostrar valor añadido en términos de flexibilidad, seguridad energética, equidad socioeconómica y reducción de emisiones, podrá atraer las inversiones necesarias para competir en un mercado en rápida evolución.

6.2 Marco estratégico para la certificación

» Metas

Las metas de certificación del GNBE se plantean para dos fuentes principales de emisiones de CH₄ y CO₂ de la industria: fugitivas y ventiladas. La obtención de una certificación de bajas emisiones de estos gases GEI, estaría condicionada a abordar simultáneamente la reducción de ambas fuentes de emisiones para asegurar un enfoque integral.

Previendo el tiempo que toma la coordinación, evaluación y priorización de las inversiones relacionado con proceso de certificación del GNBE, se plantea que las metas se cumplan en tres periodos con ambiciones diferenciadas el según segmento de la cadena de valor. Esto permitirá a la industria gestionar gradualmente el costo de las innovaciones tecnológicas mientras se compromete de manera creciente con la reducción de emisiones. Las metas propuestas para cada segmento de la cadena de valor del gas natural, diferenciadas por tipo de emisión y periodos de certificación se presentan en el capítulo 4 sección 4.3.

» Lineamientos estratégicos

Para abordar los desafíos técnicos, normativos, financieros y operativos asociados a la certificación de GNBE en ALC, se han definido nueve lineamientos estratégicos, estructurados en tres ejes interdependientes. Estos lineamientos buscan superar brechas (como la fragmentación institucional, la falta de estándares armonizados, las limitaciones tecnológicas y los riesgos de inversión), asegurando que la región pueda posicionarse como un proveedor confiable y competitivo en mercados globales del GNBE.

¹²https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_3131

Figura 77. Lineamientos estratégicos para la certificación del GNBE



Eje 1: Institucionalidad y marco normativo armonizado

Dentro de este eje se busca establecer un marco institucional coordinado, respaldado por normas técnicas y esquemas de certificación unificados, que garantice la transparencia, la coherencia regulatoria y la validez de la certificación del GNBE. Su fin último es crear un clima de confianza que permita a todos los actores de la cadena de valor operar bajo reglas claras, armonizadas con estándares globales pero adaptadas a las realidades de los países de la región, eliminando duplicidades y facilitando la inserción de la industria de ALC en mercados internacionales con altas exigencias en sostenibilidad.

» Arreglo institucional para la certificación

Este lineamiento apunta a establecer una estructura institucional que permita gestionar la certificación GNBE en ALC, en todos los segmentos de su cadena de valor. Específicamente, estas instituciones estarán a cargo de definir los mecanismos de gobernanza que eviten duplicidades, establezcan responsabilidades entre los actores involucrados y aseguren la transparencia en la aplicación de estándares. El arreglo institucional también buscará generar una articulación de organismos nacionales sectoriales (como ministerios, agencias y certificadoras acreditadas) bajo un esquema de gobernanza regional. Esto implica designar roles específicos, establecer protocolos de colaboración interinstitucional y fortalecer capacidades técnicas en los actores de la región.

» Marco de certificación unificado

Tiene como objetivo establecer un sistema de certificación con validez transfronteriza, asegurando que la certificación regional sea reconocida en mercados internacionales. Para ello, se plantea adoptar primeramente un estándar internacional reconocido, por ejemplo, el MiQ, aprovechando metodologías consolidadas, lo que brindaría credibilidad y alineación con mejores prácticas globales. Posteriormente, se avanzaría hacia un marco regional adaptado, considerando variables locales asociadas a la diversidad de infraestructuras, capacidades tecnológicas y contextos operativos específicos de cada país. Este enfoque evitaría la exclusión de actores, garantizando un cambio gradual de la industria, que equilibre los requisitos globales con el contexto de ALC.

Al resolver la fragmentación técnica (como la coexistencia de sistemas de certificación incompatibles), este marco unificado establecería nivel básico compartido para impulsar la certificación en toda la cadena de valor. La combinación de la validación internacional y los ajustes a la realidad local simplificaría procesos para empresas multinacionales y adicionalmente, facilitaría la participación de actores locales, promoviendo su escalabilidad.

» Normas técnicas

El propósito de este lineamiento es definir normas técnicas homologables para la medición, reporte y gestión de emisiones en toda la cadena de valor del gas natural. Estas normas servirán de base para crear regulaciones que hagan obligatoria la adopción de estas normas técnicas que los procesos de la industria y sistemas de gestión de datos. En principio, supone adoptar metodologías internacionalmente reconocidas, asegurando que los criterios técnicos (como umbrales de emisión, protocolos de detección de fugas y frecuencias de auditoría) estén en sintonía con las mejores prácticas globales, pero adaptados a la diversidad de infraestructuras y capacidades tecnológicas de la región.

Por medio de las normas, se garantizaría la trazabilidad de la información, permitiendo comparar resultados entre países y operadores, eliminando sesgos técnicos y reduciendo costos asociados a auditorías y carga administrativa. Otro aspecto clave es que a través de los límites máximos de emisiones se establecerían un marco objetivo para evaluar el desempeño ambiental, incentivando la adopción de tecnologías limpias y prácticas operativas eficientes.

Eje 2: Desarrollo tecnológico y modernización industrial

Este eje tiene como propósito promover la transformación tecnológica y operativa de la industria del gas natural en la región, a través de la modernización de la infraestructura, la adopción de prácticas limpias y desarrollando capacidades técnicas especializadas. Pretende contribuir a la mitigación de emisiones, mediante soluciones innovadoras, financierables y escalables.

» Investigación y desarrollo tecnológico

Este lineamiento tiene como propósito impulsar la generación de conocimiento técnico orientado a desarrollar soluciones dirigidas a reducir las emisiones en la cadena de valor del gas. Parte de sus resultados esperados incluyen fomentar la creación de nuevos productos, materiales, procesos o dispositivos que optimicen la eficiencia operativa, minimicen fugas de metano, capturen emisiones residuales y faciliten la transición hacia prácticas industriales más limpias. Para ello, será necesario invertir en investigación aplicada, mediante la creación de laboratorios de innovación, alianzas estratégicas entre universidades, centros tecnológicos y la industria, y programas para proyectos piloto de desarrollo de sensores avanzados para monitoreo continuo, sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CAC), tecnologías de detección temprana de fugas, y materiales de bajo impacto ambiental. Por medio de la colaboración con organismos internacionales se facilitaría el acceso a conocimientos globales, mientras que la articulación regional garantizaría que las soluciones respondan a contextos locales.

» Reversión de infraestructura

El objetivo de este lineamiento es impulsar la modernización de la infraestructura existente en la cadena de valor del gas natural, incorporando tecnologías y procesos que cumplan con las nuevas exigencias normativas y permitan cumplir con las metas de certificación del GNBE a media-

no y largo plazo. Su implementación tendrá como resultado esperado la transformación de redes de gasoductos, plantas de procesamiento y sistemas de distribución para reducir emisiones, aumentar su eficiencia operativa y reducir sus emisiones de GEI. Todo esto supone un análisis de viabilidad técnica, económica y ambiental que evalúe la capacidad de reconversión de cada segmento de la cadena, priorizando intervenciones en áreas clave como la detección y reparación de fugas de metano, la integración de energías renovables en procesos auxiliares y la digitalización de sistemas de monitoreo.

Asimismo, promoverá la reconversión gradual de activos, asegurando que las inversiones se alineen con ciclos de vida útiles y planes de reducción de emisiones regional. Esto implica diseñar planes de implementación adaptados a cada operador, considerando su escala, ubicación geográfica y capacidad financiera, así como facilitar mecanismos de financiamiento para apoyar las inversiones.

» Capacitación

La capacitación busca garantizar que los actores de la cadena de valor del gas natural cuenten con las competencias técnicas necesarias para implementar eficazmente los estándares de medición, reporte y gestión de emisiones, así como los protocolos de certificación. Su implementación incluirá la formación que aborde desde metodologías de Medición, Reporte y Verificación (MRV) hasta el uso de herramientas digitales para la gestión de datos, asegurando que operadores, auditores y gestores hagan cumplir los requisitos normativos de la certificación. Para ello, será necesario diseñar programas de formación en colaboración con universidades, centros tecnológicos y organismos internacionales, que integren casos prácticos, simulaciones de auditorías y capacitación en tecnologías emergentes, como sistemas de detección de fugas de metano o plataformas de monitoreo en tiempo real.

Para implementar este lineamiento, se necesitará una red regional de capacitación que respalde certificaciones pro-

fesionales acreditadas, junto con alianzas estratégicas que promuevan la transferencia de conocimientos y la adaptación ágil a cambios normativos o tecnológicos

Eje 3. Estabilidad financiera y posicionamiento estratégico

Este eje pretende asegurar la viabilidad financiera de las inversiones y el atractivo comercial del GNBE certificado, mitigando riesgos financieros, ambientales y sociales, y fortaleciendo alianzas internacionales. Específicamente, se espera que las actividades del Eje 3 resulten en el diseño de mecanismos de financiamiento que atraigan inversiones para la eliminación de emisiones fugitivas y venteadas de metano de la cadena de valor del gas en ALC que incluya fondos concesionales, mecanismos de estabilidad financiera, y cooperación estratégica, que permitan acceder a mercados globales, y materializar inversiones bancables.

» Reducción de riesgos de inversión

Este lineamiento busca abordar los riesgos que podrían limitar las inversiones para lograr certificar el GNBE, incluyendo factores financieros, normativos, país, sociales y ambientales. Sus actividades están dirigidas a identificar estrategias que mitiguen la incertidumbre asociada a cambios regulatorios, inestabilidad política, conflictos socioambientales y vulnerabilidades climáticas, creando un entorno seguro y predecible para inversionistas. Para ello, será imprescindible combinar mecanismos financieros, como fondos concesionales, acuerdos de precios a largo plazo y fondos de transición, con herramientas de gestión de riesgos no financieros, como cláusulas de estabilidad jurídica, salvaguardas ambientales y sociales y seguros especializados contra desastres naturales o conflictos comunitarios.

Su implementación incluiría también brindar asistencia técnica en la creación de marcos regulatorios flexibles, respaldados por diálogos entre gobiernos, industria y so-

ciudad, que anticipen y adapten normativas a escenarios cambiantes sin comprometer la bancabilidad de los proyectos.

» Cooperación internacional y regional

A través de la cooperación se busca fortalecer la posición de ALC en el mercado energético global abordando de manera transversal los desafíos técnicos, financieros, sociales y ambientales asociados a la certificación del GNBE. El objetivo es crear sinergias entre países, organismos multilaterales, sector privado y actores no gubernamentales para impulsar estándares armonizados, acceder a tecnologías limpias, movilizar financiamiento y fomentar prácticas innovadoras que mejoren la competitividad regional. Esta colaboración se articulará a través de plataformas de diálogo existentes, como, por ejemplo, OEMLAC, acuerdos de transferencia tecnológica y mecanismos de gobernanza compartida, asegurando que las iniciativas locales se alineen con demandas globales.

A nivel regional, es conveniente promover consorcios entre países para negociar en bloque condiciones favorables en mercados internacionales, compartir infraestructura crítica y desarrollar cadenas de suministro integradas. Además, se deberá propiciar el acceso a fondos climáticos y programas de cooperación técnica.

» Acceso a la información y transparencia

Este lineamiento tiene como objetivo garantizar que los procesos, datos y resultados asociados a la certificación del GNBE sean accesibles y verificables para los actores relevantes, incluyendo gobiernos, auditores, empresas e inversionistas. Su enfoque estará dirigido a establecer un sistema de divulgación de medición de emisiones y resultados de auditorías, asegurando que la información cumpla con estándares técnicos y que también sirva para la toma de decisiones y la rendición de cuentas.

Para ello, se propone implementar plataformas digitales unificadas que centralicen datos homologados sobre emisiones, avances en certificación y cumplimiento de metas, utilizando formatos abiertos y compatibles con sistemas internacionales. Estas plataformas incorporarán herramientas de visualización interactiva, permitiendo a usuarios contrastar información por país, operador o segmento de la cadena de valor. Adicionalmente, se establecerán protocolos obligatorios de publicación periódica, que incluyan desde resultados finales, hasta metodologías aplicadas, supuestos técnicos y cualquier ajuste realizado durante los procesos de verificación.

El fortalecimiento de la transparencia evitará asimetrías de información. En este sentido, se eliminarían distorsiones que generan desconfianza entre inversores. Por otra parte, la disponibilidad de datos abiertos también impulsaría la innovación, al permitir a universidades y centros de investigación analizar tendencias y proponer soluciones técnicas.

6.3 Plan de acción

La adopción del siguiente plan de acción para la certificación del GNBE puede marcar una ruta gradual para mejorar la competitividad de la industria del gas en la región y posicionarle como un proveedor de energía alineado con los compromisos climáticos globales. Este plan detalla como implementarla en tres fases: preparación (2026-2027), implementación piloto (2028-2030) y escalamiento y consolidación (2031 en adelante). Cada fase integra lineamientos previamente definidos para asegurar una transición ordenada en toda la cadena de valor.

Figura 78. Etapas para la certificación gradual de GNBE en ALC



Etapa 1: Preparación

Esta fase inicial tiene como objetivo establecer una estructura de gobernanza, estándares técnicos y herramientas para la certificación. Se creará un órgano rector regional multisectorial encargado de coordinar políticas, definir roles, facilitar la coordinación y el proceso de certificación. Este organismo supervisará la adopción de estándares internacionales, adaptándolos a las condiciones técnicas y operativas de la región, con enfoque en la diversidad de infraestructuras y capacidades locales. El objetivo es definir principios comunes que

permitan adaptaciones contextualizadas, asegurando al mismo tiempo comparabilidad y rigor técnico.

En primer lugar, se establecerían estándares técnicos comunes con flexibilidad operativa. Esto implica requisitos mínimos obligatorios para todos los países, como umbrales máximos de emisiones de metano por segmento de la cadena de valor o metodologías de medición alineadas con protocolos internacionales. No obstante, se permitirían ajustes en plazos de implementación, tecnologías aplicables y mecanismos de compensación. Por ejemplo, países con infraestructura obsoleta, podrían negociar períodos de transición más extensos para modernizar instalaciones, mientras que otros con mayor capacidad técnica, adoptarían techos de emisiones más estrictos desde el inicio.

En segundo lugar, el consenso se basaría en un diagnóstico participativo liderado por el órgano rector regional. Este organismo multisectorial mapearía las emisiones actuales por país y segmento (*upstream, midstream, downstream*), identificando prioridades según realidades locales. Por ejemplo, se distinguirían las fugas en gasoductos antiguos en Argentina de la quema en antorcha en México. Con esta información, se definirían metas diferenciadas por segmento y país, evitando un enfoque único. Países con menores capacidades, recibirían apoyo para enfocarse en acciones prioritarias, mientras que otros avanzarían en objetivos más ambiciosos.

En tercer lugar, los mecanismos de consenso combinarían negociación técnica y política. Comités técnicos con expertos de cada país propondrían ajustes a los estándares, basados en datos científicos y proyectos piloto. Paralelamente, mesas de diálogo político integrarían a representantes gubernamentales y actores privados para equilibrar ambición climática y viabilidad económica. Por ejemplo, se podrían acordar compensaciones fiscales para países con menores ingresos o fondos regionales para modernizar infraestructuras críticas. Todos los criterios de adaptación y sus justificaciones se publicarían en informes auditables,

garantizando transparencia y evitando arbitrariedades.

Finalmente, esta etapa también busca desarrollar una línea base de emisiones para la cadena de valor de la industria (*upstream, midstream y downstream*), utilizando metodologías homologadas, así como el diseño de sistemas piloto de gestión de datos para integrar información para la toma de decisiones informadas.

Lineamientos y actividades

» Arreglo institucional para la certificación (Eje 1):

» Creación de un órgano rector regional para coordinar la certificación del GNBE en ALC, se establecerá una entidad supranacional integrada por gobiernos, empresas y sociedad civil. Esto se logrará mediante la firma de un acuerdo regional que defina su estructura, financiamiento (con aportes de los países miembros) y mecanismos de decisión, asegurando representación equitativa y roles claros.

» Designación de entidades técnicas nacionales (ministerios de energía/ambiente) como puntos focales. Cada país identificará instituciones responsables de seguir los lineamientos a nivel local, mediante talleres de asignación de roles, capacitación de equipos y asignación de presupuestos específicos.

» Establecimiento de protocolos de colaboración interinstitucional. Se elaborará un manual de procedimientos con apoyo de organismos multilaterales como la OLADE, CAF, CEPAL, entre otros, definiendo procedimientos para alinear políticas entre países, incluyendo mecanismos de comunicación periódica y resolución de conflictos.

» Marco de certificación unificado (Eje 1)

» Adoptar un estándar internacional de certificación: tras un estudio comparativo de sistemas de certificación global, se adoptará un estándar de certificación de emisio-

nes aplicable a la cadena de valor de la industria del gas natural en ALC.

» Seleccionar y validar metodologías para auditorías: en colaboración con entidades especializadas como a nivel regional, se evaluarán protocolos estandarizados existentes para auditorías. Esto incluirá la adaptación de guías, si fuera necesario, y su validación mediante pruebas piloto y revisiones por comités técnicos. Las metodologías finales integrarán herramientas como simulaciones de campo y requisitos para certificaciones internacionalmente reconocidas, asegurando su aplicabilidad y rigor técnico.

» Adaptar criterios técnicos a realidades de los países: se ajustarán procedimientos y requisitos técnicos de certificación, considerando la capacidad de producción y tecnologías de los operadores locales mediante mapeos de infraestructura regional.

» Normas técnicas (Eje 1)

» Aplicar normas técnicas para líneas base de emisiones sectoriales: tomando como referencia las metodologías internacionales, se ajustarán protocolos existentes para cuantificar emisiones en los segmentos *upstream, midstream y downstream*. Esto incluirá la validación de parámetros mediante un piloto con datos de empresas representativas, garantizando la comparabilidad y trazabilidad.

» Armonizar estándares técnicos para sistemas de gestión de datos: en coordinación con operadores y proveedores tecnológicos, se adaptarán normas interoperables para la recopilación, integración y verificación de datos de emisiones. Esto contemplará la implementación de una plataforma digital piloto, con funcionalidades validadas (reporte automatizado, alertas de fugas de metano, entre otros) que cumplan con requisitos de transparencia y auditoría. El sistema priorizará la compatibilidad con protocolos internacionales y la escalabilidad regional.

Etapa 2: Implementación piloto

Esta etapa se orienta a la implementación de pilotos de certificación en segmentos estratégicos de la cadena de valor. Se seleccionarán operaciones representativas en *upstream*, *midstream* y *downstream* para validar los estándares de certificación, probar tecnologías de reducción de emisiones y evaluar modelos de inversión en tecnologías de mitigación. Los pilotos permitirán ajustar criterios técnicos, identificar barreras operativas y optimizar procesos.

Paralelamente, se fortalecerán las capacidades técnicas mediante programas de formación en metodologías MRV, uso de herramientas digitales y auditorías. Se promoverá la creación de laboratorios de innovación enfocados en soluciones para la mitigación de emisiones, asegurando que las tecnologías limpias sean escalables y adaptables a diversos contextos de la industria. También se definirán estrategias para riesgos financieros, priorizando la participación equitativa de diversos operadores dentro de cada segmento de la cadena de valor.

Lineamientos y actividades

» Investigación y desarrollo tecnológico (Eje 2)

» Establecer una red regional de centros de investigación y desarrollo tecnológico: mediante alianzas estratégicas entre universidades, institutos gubernamentales y empresas, se crearán centros especializados ubicados en puntos clave de la región, con financiamiento de organismos multilaterales. Estos centros promoverán la investigación colaborativa y el desarrollo de tecnologías y procesos innovadores para reducir las emisiones del sector industrial, priorizando soluciones adaptables a los contextos locales. La red operará bajo un modelo que fomentará la transferencia de conocimiento, la validación técnica bajo estándares internacionales y la escalabilidad de las soluciones.

» Implementar proyectos piloto de innovación tecnológica: a través de un fondo colaborativo con entidades multilaterales y actores del sector privado, se impulsarán proyectos piloto en empresas priorizadas de la región, enfocados en probar y validar tecnologías emergentes para la mitigación de emisiones. Estos proyectos incluirán mecanismos de monitoreo y verificación alineados con protocolos de certificación internacional. Las empresas participantes documentarán las lecciones aprendidas, facilitando la transferencia de conocimiento y la creación de guías replicables para escalar soluciones en la industria.

» Reconversión de infraestructura (Eje 2)

» Modernizar la infraestructura del sector: se diseñará un plan para actualizar progresivamente la infraestructura de extracción, procesamiento, transporte por gasoductos, licuefacción, transporte de GNL y regasificación, garantizando su alineación con estándares internacionales de desempeño ambiental. Esto incluirá la evaluación técnica de necesidades prioritarias de modernización, la implementación de mejoras tecnológicas validadas en empresas de certificación reconocidas, y el acceso a mecanismos de financiamiento. El proceso priorizará la reducción de emisiones en toda la cadena de valor, con métricas auditables y protocolos de reporte homologados regionalmente. La implementación de mejoras tecnológicas abarca soluciones específicas para cada eslabón de la cadena. Por ejemplo, en la extracción y procesamiento, se deberá priorizar la adopción de tecnologías como sistemas de detección y reparación de fugas (LDAR) mediante drones o sensores infrarrojos, válvulas de cero emisiones para evitar liberaciones de metano, y equipos eléctricos o impulsados por energías renovables que reemplacen motores a gas, reduciendo emisiones fugitivas y de combustión. En el ámbito del transporte y licuefacción, se podría incorporar compresores de alta eficiencia energética, aislamiento térmico avanzado en gasoductos para prevenir fugas, y sistemas de recuperación de calor residual en plantas de licuefacción, optimizando el uso de energía y minimizando pérdidas. Finalmente,

en regasificación y almacenamiento, se deben tomar en cuenta tecnologías de captura de vapores durante la descarga de GNL y sistemas de monitoreo continuo mediante sensores IoT, que transmiten datos en tiempo real a plataformas digitales para identificar anomalías.

» Promover la integración de energías renovables en sistemas auxiliares de la industria: mediante mecanismos de apoyo financiero y técnico, se facilitará la adopción de tecnologías para el aprovechamiento del potencial de energías renovables, priorizando soluciones que demuestren reducciones de emisiones. Los proyectos se seleccionarán bajo criterios de eficiencia energética, escalabilidad y alineación con estándares internacionales de descarbonización.

» Capacitación (Eje 2)

» Implementar un programa regional de capacitación técnica: en coordinación con centros de investigación, instituciones regionales y organismos internacionales especializados, se desarrollarán programas integrales que aborden metodologías de MRV, gestión de datos, y estándares de certificación ambiental. La formación, impartida mediante modalidades virtuales y presenciales, integrará estudios de caso, asegurando la alineación con protocolos internacionales y la aplicación práctica en diversos contextos de la industria.

» Acreditar auditores bajo estándares globales adaptados a la región: mediante alianzas con entidades certificadoras internacionales y organismos técnicos regionales, se establecerá un sistema de acreditación que evalúe las competencias de auditores, considerando las particularidades técnicas y regulatorias de la región. El proceso integrará criterios de experiencia práctica, conocimientos teóricos en marcos normativos globales, y capacidad para aplicar metodologías ajustadas a contextos locales. Los auditores acreditados formarán parte de un registro regional reconocido, asegurando la transparencia y homologación de los procesos de certificación.

» Reducción de riesgos de inversión (Eje 2)

- » Diseñar acuerdos de precios a largo plazo para GNBE con mercados estratégicos: se negociarán contratos con cláusulas vinculantes que aseguren precios competitivos a largo plazo para GNBE certificado, vinculados a estándares verificables.
- » Establecer mecanismos de financiación para la transición tecnológica: en colaboración con organismos multilaterales y entidades de garantía, se diseñarán instrumentos financieros que faciliten el acceso a recursos para la modernización de infraestructura y adopción de tecnologías bajas en emisiones.

Etapa 3: Escalamiento y consolidación (2031 en adelante)

Esta etapa busca masificar la certificación de GNBE en todas las industrias de la región y posicionar estratégicamente a ALC como un proveedor competitivo en mercados internacionales de energía baja en carbono. Con las bases técnicas, institucionales y operativas establecidas, esta fase se enfoca en escalar la certificación, garantizando que cadena de valor cumpla con los más altos estándares de sostenibilidad.

Para lograr una mayor eliminación de emisiones, se extenderá la certificación de las operaciones de la región, propiciando la participación de las empresas, intensificando la modernización de infraestructura. Asimismo, se fortalecerá la homologación de la certificación de GNBE con estándares globales, facilitando el acceso a mercados con altas exigencias ambientales, como, por ejemplo, el europeo. Se apoyarán negociaciones de acuerdos comerciales que reconozcan la certificación regional como garantía de calidad ambiental, atrayendo inversiones y asegurando precios competitivos.

Lineamientos y actividades

» Escalamiento de la certificación (transversal)

- » Establecer un esquema gradual de obligatoriedad: se fijarán cuotas mínimas de GNBE certificado en contratos de exportación y mercados regulados, y progresivamente se establecerá la certificación como requisito para operar en la industria del gas natural en ALC e implementar sanciones para incumplimientos.

» Cooperación internacional y regional (eje 3)

- » Negociar acuerdos comerciales: se participará en mesas de negociación con mercados internacionales, demostrando el cumplimiento de la certificación de GNBE de ALC con regulaciones globales.
- » Crear una red regional de promoción comercial: que atraerá inversiones y facilitará la exportación de GNBE certificado.

» Transparencia y acceso a la información (eje 3)

- » Implementar una plataforma regional de datos abiertos con monitoreo en tiempo real: se desarrollará una plataforma pública que integre datos de emisiones, certificaciones y avances de acreditaciones de todos los operadores.
- » Publicar informes anuales de desempeño ambiental auditados por terceros: firmas independientes auditarán los resultados, que se difundirán en informes periódicos, destacando logros en la reducción de emisiones en procesos clave.

Resumen plan de acción

La siguiente tabla sintetiza el plan de acción para la certificación del GNBE en ALC. Cada una de las tres etapas integra lineamientos estratégicos, actividades mínimas, actores responsables y productos. Este resumen permite visualizar el camino a seguir para lograr la certificación progresiva y alcanzar metas de mitigación de GEI pautadas al corto, mediano y largo plazo, al tiempo que se garantiza competitividad internacional y transparencia en el proceso.

Etapas	Lineamientos	Actividades	Actores clave	Productos
Etapas 1: Preparación (2026-2027)	Arreglo institucional para la certificación	1. Crear un órgano rector regional multisectorial.	Gobiernos nacionales, organismos regionales.	Consejo regional de certificación operativo.
		2. Designar entidades técnicas nacionales.		Puntos focales designados.
		3. Establecer protocolos de colaboración interinstitucional.		Acuerdos y manuales de procedimientos
	Marco de certificación unificado	1. Adoptar un estándar internacional adaptado.	Gobiernos nacionales, entidades técnicas, comités de expertos.	Estándar regional homologado.
		2. Validar metodologías para auditorías.		Protocolos de auditoría adaptados y validados.
		3. Adaptar criterios técnicos a realidades locales.		
	Normas técnicas	1. Adaptar normas para línea base de emisiones.	Entidades técnicas, comités de expertos, operadores, proveedores tecnológicos.	- Línea base de emisiones sectoriales.
		2. Armonizar estándares de gestión de datos.		- Plataforma piloto de datos integrados.
		3. Implementar plataforma digital piloto.		

Etapas	Lineamientos	Actividades	Actores clave	Productos
Etapas 2: Implementación piloto (2028-2030)	Investigación y desarrollo tecnológico	1. Establecer red regional de centros de I+D.	Universidades, Ministerios, Empresas, Organismos multilaterales.	Centros de I+D operativos.
		2. Ejecutar proyectos piloto de tecnologías emergentes.		Proyectos piloto validados.
	Reconversión de infraestructura	1. Modernizar infraestructura crítica.	Empresas del sector, organismos multilaterales.	20 % de infraestructura modernizada.
		2. Integrar energías limpias en sistemas auxiliares.		Protocolos de eficiencia energética.
	Capacitación	1. Implementar programas regionales de formación en MRV.	Entidades técnicas, centros de investigación, organismos de certificación.	Técnicos capacitados.
		2. Acreditar auditores bajo estándares globales.		Registro regional de auditores.
Reducción de riesgos de inversión	1. Negociar acuerdos de precios a largo plazo.	Bancos de desarrollo, sector privado.	Acuerdos comerciales firmados.	
	2. Diseñar mecanismos de financiamiento.		Fondo de financiación operativo.	

Etapas	Lineamientos	Actividades	Actores clave	Productos
Etapa 3: Escalamiento y consolidación (2031 en adelante)	Escalamiento de la certificación	1. Establecer cuotas mínimas de GNBE certificado.	Gobiernos, organismos regulatorios.	Empresas con compromisos de certificación.
		2. Legislar certificación obligatoria.		Marco legal para obligatoriedad.
	Cooperación internacional y regional	1. Negociar acuerdos comerciales.	Bloques económicos, organismos multilaterales.	Acuerdos internacionales.
		2. Crear red de promoción comercial.		Red comercial operativa.
	Transparencia y acceso a la información	1. Implementar plataforma de datos abiertos.	Consejo Regional de Certificación, organismos técnicos, firmas auditoras.	Plataforma regional en tiempo real.
		2. Publicar informes anuales auditados.		Informes auditados.



7 Referencias

ACIPET (2021), Caracterización Del Sector Catálogo De Cualificaciones Extracción De Petróleo Y Gas. Convenio CPIP- ACIPET Catálogo de Cualificaciones. Bogotá, Colombia. Recuperado de https://www.colombiaaprende.edu.co/sites/default/files/files_public/2022-04/caracterizacion-sector-petroleo.pdf

AES Panamá (2024). Relevant Results Fourth Quarter 2023. https://s28.q4cdn.com/964163902/files/doc_financials/2023/q4/ERA-Panama-4Q-2023.pdf

ANH (2019). Industrialización de Hidrocarburos: Información sobre plantas de industrialización de hidrocarburos del país. Planta separadora de líquidos Río Grande. Recuperado de <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=7>

API (2015). GHG Emissions from LNG Operations. American Petroleum Institute (API). Recuperado de <https://www.api.org/~media/files/ehs/climate-change/api-lng-ghg-emissions-guidelines-05-2015.pdf>

ASME. (2024). Standards & Certification FAQ. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). <https://www.asme.org/codes-standards/publications-information/faq>

Balcombe, P., Heggø, D. A., & Harrison, M. (2022). Total Methane and CO₂ Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements. *Environmental Science & Technology*, 56(13), 9632-9640. <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c01383>

BMC (2023). Informe mensual. Mercado de gas natural abril 2023. Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. Recuperado de https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2023-05/Informe%20Mensual%202023%20Abril_0.pdf

https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2023-05/Informe%20Mensual%202023%20Abril_0.pdf

BP. (2024). Getting to Net Zero. Trinidad and Tobago. https://www.bp.com/en_tt/trinidad-and-tobago/home/sustainability/net-zero-tt.html

BSI. (2024). PAS 2060—Carbon Neutrality. British Standards Institution. <https://www.bsigroup.com/es-ES/Neutralidad-en-Emissiones-de-carbono-PAS-2060/>

Castrejón, D., Pineda, O., y Silva D. (2022). La Industria del Gas en América Latina y el Caribe. Recuperado de https://poderlatam.org/wp-content/uploads/2023/04/Informe-Gas_PODER_Espanol.pdf

CCAC. (2017). Reducción de las emisiones de metano en la cadena de valor del gas natural. Principios rectores. Climate and Clean Air Coalition. <https://www.ccacoalition.org/es/resources/reducing-methane-emissions-across-natural-gas-value-chain-guiding-principles>

CCAC. (2018). Oil & Gas Methane Partnership. OGMP Annual Partner Accomplishments Report. Climate and Clean Air Coalition. <https://www.ccacoalition.org/es/resources/oil-and-gas-methane-partnership-ogmp-third-year-report>

CCAC. (2019). Reducción de las Emisiones Procedentes de las Operaciones de Extracción de Petróleo y Gas. Iniciativa. Climate and Clean Air Coalition. <https://www.ccacoalition.org/es/resources/ccac-mineral-methane-initiative-infosheet>

CENEGAS (2016). Descripción General Sistema Nacional Gasoductos. Publicaciones del Centro Nacional de Control del Gas Natural. FP. Septiembre 2016. Recuperado de <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/descripcion-general>

<https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/descripcion-general>

Chinaris, P., Psarros, G., Chatzistylianou, E., y Papatthanasiou, S. (2023). Impact of Natural Gas Price Variations and Consumption Limitation on the Decarbonization of Sector-Coupled Energy Systems. *IEEE ASCESS*. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10322870>

Clarkson. (2024). ¿Qué es un barco de GNL? Recuperado de <https://www.clarksons.com/glossary/what-is-an-lng-ship/>

CMNUCC. (2024). El Acuerdo de París. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>

CNH (2018). Terrestres Convencionales y No Convencionales. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). FP. Recuperado de. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/445864/14_Terrestres_3.3.pdf

COP28. (2023). Oil & Gas Decarbonization Charter. <https://www.cop28.com/en/news/2023/12/Oil-Gas-Decarbonization-Charter-launched-to-accelerate-climate-action>

Dankers. (2003). Environmental and social standards, certification and labelling for cash crops. Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO). <https://www.fao.org/3/y5136e/y5136e00.htm#Contents>

Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Nadal, G., y Contreras, R. (2019). Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles. Documento de Proyectos (LC/TS.2019/23).

Santiago. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2019. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/8fc24d45-245b-493a-8691-80f4d71e-75da/content>

Ecopetrol (2023), Innovación, Desarrollo e Investigación. FP Febrero-2023. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/Medio%20ambiente/cambio-climatico-et/tecnologia-e-investigacion>

Ecopetrol, (2024), Planta de gas Cupiagua. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/60f1edfa-0e34-460e-bb80-d7dfd9cc2fd2/3/cupiagua.jpg?MO-D=AJPERE>

EIA. (2012). What are natural gas liquids and how are they used? U.S. Energy Information Administration (EIA). Recuperado de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=5930>

EIA. (2022). Gas natural. Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA). <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>

Eikens, M. (2021). How Does Regasification of LNG Work? <https://www.econnectenergy.com/articles/how-does-regasification-of-lng-work>

ENEGAS. (2023). Cadena de Valor. Ente Nacional del Gas Natural (ENEGAS). Venezuela. <http://www.enagas.gob.ve/info/gasnatural/cadenavalor.php>

Energiaonline EOL (2023). Nota de prensa. YPF logró un nuevo hito en Vaca Muerta con perforación de pozo de 5.640 metros de profundidad. La Plata. Provincia de Buenos Aires. <https://energiaonline.com.ar/ypf-logro-un-nuevo-hito-en-vaca-muerta-con-perforacion-de-pozo-de-5-640-metros-de-profundidad/>

Energy Institute (2024). Statistical Review of World Energy. <https://www.energyinst.org/statistical-review>

ENGIE (2023). GNL Mejillones. Reporte de Sostenibilidad 2022 - 2023. <https://www.gnlm.cl/wp-content/uploads/2024/05/Reporte-Sostenibilidad-GNL-2022-2023-compressed.pdf>

ENGIE (2023). Reporte de Sostenibilidad 2022/2023. Engie Chile. https://www.gnlm.cl/wp-content/uploads/2024/05/Reporte-Sostenibilidad-GNL-2022-2023_compressed.pdf

EO. (2017). EO100™. https://energystandards.org/wp-content/uploads/2024/07/EO100-Standard-for-Responsible-Energy-Development_2017_Revised2024.pdf

EO. (2023). EO100™ Certification Process. Equitable Origin. <https://energystandards.org/eo100-certification-process/>

Gan, Y., El-Houjeiri, H. M., Badahdah, A., Lu, Z., Cai, H., Przesmitzki, S., y Wang, M. (2020). Carbon footprint of global natural gas supplies to China. Nature Communications, 11(1), 824. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4>

GECF. (2024). 8th edition of the GECF Global Gas Outlook 2050. Gas Exporting Countries Forum (GECF). https://www.gecf.org/_resources/files/pages/global-gas-outlook-2050/gecf-global-gas-outlook-20231.pdf

GIIGNL (2023). The LNG industry. GIIGNL Annual Report. International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL). <https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL-2023-Annual-Report-July20.pdf>

Global Energy Monitor (2024). Infraestructura global de gas. Recuperado de <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/>

GMI. (2024). Iniciativa mundial sobre el metano. <https://www.globalmethane.org/>

GMP. (2023). Global Methane Pledge. <https://www.globalmethanepledge.org/resources/global-methane-pledge>

Gobierno de Argentina. (2019). Ley 27.520 de presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático global. <https://www.argentina.gob.ar/presupuestos-minimos-de-adaptacion-al-cambio-climatico>

Gobierno de Colombia. (2020). Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC). <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC%20actualizada%20de%20Colombia.pdf>

Gobierno de El Salvador. (2021). Contribuciones Nacionalmente Determinadas de El Salvador. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/El%20Salvador%20NDC-%20Updated%20Dic.2021.pdf>

Gobierno de México. (2022). Contribución Determinada a Nivel Nacional. Actualización 2022. https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-11/Mexico_NDC_UNFCCC_update2022_FINAL.pdf

GTB (2024), Gasoducto Bolivia Brasil. página oficial de Gas TransBoliviano S.A. Recuperado de <https://www.gastransboliviano.com.bo/gasoducto-bolivia-brasil/>

Gutiérrez, J. P., Sosa, T. S., Ruiz, L. A., Zapata, A. R., y Erdmann, E. (2013). Diseño del proceso de endulzamiento de gas natural. Simulación y comparación. Asociación Argentina de Ingenieros Químicos (AAIQ). Recuperado de https://www.aaiq.org.ar/SCongresos/docs/04_025/papers/05f/05f_1423_589.pdf

Hartley, F. (2006). Dolphin Deep delivers gas offshore Trinidad and Tobago. Offshore <https://www.offshore-mag.com/home/article/16754322/dolphin-deep-delivers-gas-offshore-trinidad-and-tobago>

Howell, N., Lazarovitch, R., and Quigley, A. (2022). Decarbonizing the LNG industry. Bracewell LLP. Recuperado de <https://viewer.joomag.com/decarbonising-the-lng-industry/0156462001689239517?short&>

IEA (2024). Methane Tracker. International Energy Agency (IEA). Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>

IEA. (2020). Gas. World Energy Outlook 2019. Analysis. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/gas>

IEA. (2023). World Energy Outlook 2023. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>

IGU (2015). El Gas Natural y su importancia en los desarrollos de PDVSA. International Gas Union (IGU). Recuperado de <https://igu.org/news/el-gas-natural-y-su-importancia-en-los-desarrollos-de-pdvsa/>

IPCC. (2019). Annex I: Glossary. [Weyer, N.M. (ed.)]. In: IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, V. Masson-Delmotte, P. Zhai, M. Tignor, E. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Nicolai, A. Okem, J. Petzold, B. Rama, N.M. Weyer (eds.)]. In Press. Recuperado de <https://apps.ipcc.ch/glossary/>

IPCC. (2023). Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (1.ª ed.). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896>

IPIECA (2021). Methane science, regulations, voluntary initiatives and global expectations. <https://www.ipieca.org/resources/methane-science-regulations-voluntary-initiatives-and-global-expectations-ipieca-virtual-workshop-summary>

IPIECA. (2023). Emissions management. <https://www.ipieca.org/work/climate/emissions-management>

IPR (2022). Proyectos: Plataforma SIG CCUS BRASIL. Re-

cuperado de <https://www.pucrs.br/ipr/projetos/plataforma-gis-ccus-brasil/>

Islam, R., Wijesinghe, C., Weaver, K., Camp, E., Badissy, M., Damon, G., Haines, D., Michaels, K., Ogeer, N., Pacsi, A., Schroeder, D., Wolfson, S., y Wong, R. (2023). Guía de uso del Manual: reducción del metano en la industria del petróleo y gas. Recuperado de https://cldp.doc.gov/sites/default/files/2023-12/CLDP%20Methane%20Abatement%20for%20Oil%20and%20Gas_ES%20DTP.pdf

ISO. (2018). Gases de efecto invernadero. Parte 1: Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero. International Organization for Standardization. <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14064:-1:ed-2:v1:es>

ISO. (2019). Gases de efecto invernadero. Especificación con orientación, a nivel de proyecto, para la cuantificación, el seguimiento y el informe de la reducción de emisiones o el aumento en las remociones de gases de efecto invernadero. International Organization for Standardization. <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14064:-2:ed-2:v1:es>

Khan, M. I., e Islam, M. R. (2007). Chapter 8—Transportation, Processing, and Refining Operations. En M. I. Khan y M. R. Islam (Eds.), The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations (pp. 295-364). Gulf Publishing Company. <https://doi.org/10.1016/B978-1-933762-12-8.50015-5>

Kidnay, A., y Parrish, W. (2006). Fundamentals of natural gas processing. Eds. Kidnay, A. J. Taylor y Francis Group. <https://docplayer.net/51493467-Fundamentals-of-natural-gas-processing.html>

klinger Saisi Span, (2014), SAIDI_CASE_STUDIES_VEGA_PLE. Recuperado de http://134.255.187.55/Case_Studies/PE-TROCHEMICAL/SAIDI_CASE_STUDIES_VEGA_PLEYADE.pdf

Kozulj, R. (2012). Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/d7c-b0ea0-eb12-4814-8c8a-1ae6bb5ef2f4/content>

Lackner, M. y Mohlinb, K (2022). Certification of natural gas with low methane emissions: Criteria for credible certification programs Environmental Defense Fund. https://blogs.edf.org/energyexchange/wp-content/blogs.dir/38/files/2022/05/EDF_Certification_White-Paper.pdf

Littlefield, J., Roman-White, S., Augustine, D., Pegallapati, A., Zaimes, G. G., Rai, S., Cooney, G., y Skone, T.J. (2019). Life Cycle Analysis Of Natural Gas Extraction And Power Generation. National Energy Technology Laboratory (NETL). Recuperado de <https://www.osti.gov/biblio/1529553>

Lockhart, F. J., Chilingarian, G. V., y Kumar, S. (1987). Chapter 3 Separation of oil and Gas. En G. V. Chilingarian, J. O. Robertson, y S. Kumar (Eds.), Developments in Petroleum Science (Vol. 19, pp. 59-108). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70532-6](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70532-6)

MADS. (2022). Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República Argentina. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/pnaymcc_2022_-_vf_resol.pdf

Mariano, E. (2024). Proyectos de aguas someras, prioritarios para Pemex. Energy & Commerce, Olsi & Gas. Recuperado de <https://energyandcommerce.com.mx/proyectos-de-aguas-someras-prioritarios-para-pemex/>

Minería (2024). América Latina y el Caribe se unen en la Primera Cumbre Regional de Metano para combatir cambio climático. Ministerio de Minas y Energía. Recuperado de <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/am%C3%A9rica-latina-y-el-caribe-se-unen-en-la-primera-cumbre-regional-de-metano-para-combatir-cambio-clim%C3%A1tico/>

Ministerio de Economía (2018). Vaca Muerta en números. Gobierno de Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta>

Ministerio de Economía (2023). Nuevo récord de producción de gas en Vaca Muerta. Gobierno de Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energia-confirmo-un-nuevo-record-de-produccion-de-gas-en-vaca-muerta>

Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia. (2021). Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050. MME. https://www.mine-energia.gov.co/documents/6393/PIGCCme_2050_vf.pdf

Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia. (2022). Requisitos Técnicos para la Detección y Reparación de Fugas, la Utilización, Quema y Venteo de Gas Natural Durante las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos. MME. <https://www.andi.com.co/Uploads/40066%20de%202022.pdf>

Ministry of Energy and Energy Industries T&T (2024). The LNG Value Chain. Recuperado de <https://www.energy.gov.tt/our-business/lng-petrochemicals/liquefied-natural-gas-lng/>

MiQ. (2022). MiQ Standard for Methane Emissions Performance Introduction for Auditors v2.0. MiQ Foundation. <https://miq.org/document/miq-introduction-for-auditors/>

MiQ. (2023). MiQ Program Guide. Version 2.0. MiQ Foundation. <https://miq.org/document/miq-program-guide/>

Molnar, G. (2022). Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG. En M. Hafner y G. Luciani (Eds.), The Palgrave Handbook of International Energy Economics (pp. 23-57). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0_2

Naciones Unidas (2024). Certificación de la ONU para la reducción de emisiones de GEI. [tralnow.org/UNcertification](https://offset.climateneu-</p></div><div data-bbox=)

Offshore Technology (2021). Cassia Compression Project, Offshore Trinidad. Recuperado de <https://www.offshore-technology.com/projects/cassia-compression-project-offshore-trinidad/?cf-view>

OGCI. (2021). OGCI Strategy (Oil and Gas Climate Initiative). <https://www.ogci.com/wp-content/uploads/2023/05/OGCI-Strategy-September-2021-2.pdf>

OGCI (2023). Iniciativa Climática para el Petróleo y el Gas. <https://www.ogci.com/about>

OLADE (2023). Nota técnica N°4. Hacia una industria de gas natural de bajas emisiones en América Latina y el Caribe. Recuperado de <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/01/Nota-tecnica-GN.pdf>

OLADE (2024). Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe (OEMLAC). Recuperado de <https://www.olade.org/oemlac/#:~:text=El%20Observatorio%20de%20Emisiones%20de,redducci%C3%B3n%20de%20emisiones%20de%20metano>

OLADE (2023). Balance energético resumido. Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (SIELAC). Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Recuperado de <https://sielac.olade.org/default.aspx>

OLADE (2024). La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) anuncia la creación del Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe (OEMLAC). <https://www.olade.org/noticias/la-organizacion-latinoamericana-de-energia-olade-anuncia-la-creacion-del-observatorio-de-emisiones-de-metano-de-america-latina-y-el-caribe-oemlac/>

OSINERGMIN (2013). Alcance de labores de supervisión y fiscalización: Planta de separación de gas natural Malvinas. Recuperado de [\[tenidos/potenciales_inversionistas/alcance_labores-planta_separacion_gas_natural.html\]\(http://gasnatural.osinerg.gob.pe/con-tenidos/potenciales_inversionistas/alcance_labores-planta_separacion_gas_natural.html\)](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/con-</p></div><div data-bbox=)

OSINERGMIN (2018). Proyecto 1: PERFORACION Y DESARROLLO DEL CAMPO SAGARI – LOTE 57 Recuperado de http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/ciudadania/proyecto_perforacion_lote57.html

OSINERGMIN (2021). Boletín Estadístico de Gas Natural. Trimestre 2022-I. División de Supervisión de Gas Natural del OSINERGMIN. FP Junio 2022. Recuperado de <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/3135140-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2022-i>.

PDVSA (2015). Campo Perla Entre Los 5 Primeros Desarrollos Gasíferos Del Orbe. Diciembre 2015. Recuperado de http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=8321:campo-perla-entre-los-5-primeros-desarrollos-gasiferos-del-orbe&catid=10&Itemid=589&lang=es

PDVSA (2023). Publicaciones- Cuadernos; Costa afuera. Recuperado de http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Costa_afuera.pdf

PDVSA (2023). Publicaciones- Cuadernos; Producción http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=9075&Itemid=595&lang=es

PEMEX (2022). Resultados al cuarto trimestre 2023. <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Reporte%20de%20Resultados%20no%20Dictaminados/Reporte%204T23.pdf>

PEMEX (2024). Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos. https://www.pemex.com/acerca/plan-de-sostenibilidad/Documents/plan_sostenibilidad_pemex.pdf

Petrobras (2024). Exploración y producción para garantizar la energía que necesita la sociedad. Recuperado de <https://petrobras.com.br/quem-somos/exploracao-e-producao>

PETROBRAS (2024). Petrobras lanza herramienta digital que incentiva la reducción de emisiones de CO2. Agencia PETROBRAS. Recuperado de <https://agencia.petrobras.com.br/w/inovacao/petrobras-lanca-ferramenta-digital-que-incentiva-o-abatimento-de-emissoes-de-co2>

Petrobras Agency. (2023b). Petrobras receives a seal from the United Nations for transparency in methane emissions. Petrobras Agency. <https://agenciapetrobras.com.br/institucional/petrobras-receives-a-seal-from-the-united-nations-for-transparency-in-methane-emissions-07-12-2023>

Petrobras. (2023a). Informe Corporativo 2022 – 2023. Petrobras Bolivia. <https://petrobras.com.br/bolivia>

Petrobras. (2024). Climate Changes: We have a duty to the planet. Petrobras. <https://petrobras.com.br/sustentabilidade/mudancas-climaticas>

PNUMA. (2024a). Una solución al desafío del metano: OGMP 2.0. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://ogmpartnership.com/a-solution-to-the-methane-challenge/>

PNUMA. (2024b). Preguntas frecuentes. ¿Cómo logra una empresa el Estándar de Oro de OGMP 2.0? Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://ogmpartnership.com/faq/>

Polemis, D., y Boviatsis, M. (2023). Legal and Policy Issues While Evaluating the Sustainability of a Floating Storage Regasification Unit: The Case of Alexandroupoli Greece. Sustainability, 15(5), Article 5. <https://doi.org/10.3390/su15054660>

República Argentina (2021). Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-05/Actualizacio%CC%81n%20meta%20de%20emisiones%202030.pdf>

República Bolivariana de Venezuela (2021). Actualización

de la Contribución Nacionalmente Determinada de la República Bolivariana de Venezuela para la lucha contra el Cambio Climático y sus efectos. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Actualizacion%20NDC%20Venezuela.pdf>

República de Panamá (2020). Contribución Determinada a Nivel Nacional. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/CDN1%20Actualizada%20Rep%C3%BAblica%20de%20Panam%C3%A1.pdf>

Roman-White, S. A., Littlefield, J. A., Fleury, K. G., Allen, D. T., Balcombe, P., Konschnik, K. E., Ewing, J., Ross, G. B., y George, F. (2021). LNG Supply Chains: A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting. ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 9(32), 10857-10867. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.1c03307>

RWE. (2022). RWE charters two floating LNG terminals and takes over operational responsibility. Recuperado de <https://www.rwe.com/en/press/rwe-ag/2022-05-05-rwe-charters-two-floating-lng-terminals-and-takes-over-operational-responsibility/>

Salinas, A. (2023). La Quema y Venteo de Gas Natural, ¿Una Necesidad Estratégica o un Daño al Medioambiente? CFE-ENERGIA. Empresa filial de Comisión Federal de Electricidad (CFE). Recuperado de <https://www.cfenergia.com/wp-content/uploads/2023/10/La-Quema-y-Venteo-de-Gas-Natural-%C2%BFUna-Necesidad-Estrategica-o-un-Daño-al-Medioambiente.pdfm>

Sempre Infraestructure (2023). Reporte de Sustentabilidad: Avances destacados 2023. Recuperado de https://sempra-infrastructure.com/media/liquefaction-projects/SEMPRA_CSR-2023_SI_SP_052824B.pdf

SENER (2019), Estatus de la infraestructura de Gas Natural. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497827/Estatus_de_gasoductos_octubre_2019.pdf

SHELL (2024). Assets and Investments. Recuperado de <https://www.shell.com.tt/energy-and-innovation/assets-overview.html>

Skone, T., Littlefield, J., Marriott, J., Cooney, G., Jamieson, M., Hakian, J., and Schivley, G. (2014). Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation. Energy Sector Planning and Analysis (ESPA) for the United States Department of Energy (DOE), National Energy Technology Laboratory (NETL). Recuperado de https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f66/Life%20Cycle%20Analysis%20of%20Natural%20Gas%20Extraction%20and%20Power%20Generation%2005_29_14%20NETL.pdf

Stagnaro, R. (2019), La Argentina, cerca de quedarse sin reservas de gas y de petróleo. Nota de prensa de Observatorio Petrolero Sur. Recuperado de <https://opsur.org.ar/2009/08/07/la-argentina-cerca-de-quedarse-sin-reservas-de-gas-y-de-petroleo/#:~:text=La%20Argentina%2C%20cerca%20de%20quedarse%20sin%20reservas%20de%20gas%20y%20de%20petr%C3%B3leo,-Byopsur%207&text=La%20exploraci%C3%B3n%2C%20base%20para%20el,ya%20exploradas%20y%20no%20invierten.&text=Las%20reservas%20argentinas%20de%20petr%C3%B3leo,franca%20decadencia%20desde%20hace%20a%C3%B1os>.

Stewart, M. (2014). Surface production operations, Volume two, Design of gas-handling systems and facilities (3rd edition). Gulf Professional Publishing. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/book/9780123822079/surface-production-operations#book-info>

Taillant, J. y Valls, M. (2013). Fracking: Informe técnico y legal sobre la fracturación hidráulica en Argentina. Biodiversidad en América Latina. Recuperado de https://www.biodiversidadla.org/Documentos/Fracking_Informe_tecnico_y_legal_sobre_la_fracturacion_hidraulica_en_Argentina

Termoyopal (2024). Planta de Secado de Gas de TY GAS SAS ESP. Productos y servicios. Recuperado de <https://termoyopal.com.co/web/hidrocarburos>

TGN (2019). TGN comienza a operar el Gasoducto del Noroeste Argentino (GNEA). FP. Septiembre 2019. Argentina, Buenos Aires. Transportadora del Gas del Norte (TGN). Recuperado de <https://www.tgn.com.ar/assets/media/2019/10/comienza-operar-gnea-septiembre-2019.pdf>

The energy chamber of Trinidad & Tobago. (2023), Nota de prensa: Major shareholders sign agreement to restructure Atlantic LNG. FP. Enero 2023. The energy chamber of Trinidad & Tobago. <https://energynow.tt/blog/major-shareholders-sign-agreement-to-restructure-atlantic-lng>

TotalEnergies (2024). Nuestro compromiso con el clima. <https://totalenergies.com.ar/es/nuestras-actividades-en-argentina/nuestros-principios-de-accion/nuestro-compromiso>

UNDP. (2024). ¿Qué es la mitigación del cambio climático y por qué es urgente? UNDP Climate Promise. <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-es-la-mitigacion-del-cambio-climatico-y-por-que-es-urgente>

UNNA Energía (2024). Planta de Procesamiento de Gas Natural: Gas Natural. Recuperado de <https://www.unnaenergia.com.pe/unidades-de-negocio/gas-natural>

Verra (2021). Using Verified Carbon Units (VCUs) in the Context of the Colombian Carbon Tax. https://verra.org/wp-content/uploads/VCUs_Colombia_English_Final.pdf

Verra. (2024). Verified Carbon Standard. Verra. <https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/>

World Bank (2022). Global Flaring and Venting Regulations: A Comparative Review of Policies. Recuperado de <https://the-docs.worldbank.org/en/doc/fd5b55e045a373821f2e67d81e2c53b1-0400072022/original/Global-Flaring-and-Venting-Regulations-A-Comparative-Review-of-Policies.pdf>

World Bank. (2024). Alianza mundial para la reducción de la quema de gas y el metano (GFMR). World Bank. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/about>

World Resources Institute. (2004). GHG Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard. WRI. <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>

World Resources Institute. (2005). The GHG Protocol for Project Accounting. WRI. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg_project_accounting.pdf

World Resources Institute. (2011a). Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard. WRI. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporting-Standard_041613_2.pdf

World Resources Institute. (2011b). Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard. WRI. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Product-Life-Cycle-Accounting-Reporting-Standard_041613.pdf

Writer, S. (2023). Principales accionistas firman acuerdo para reestructurar Atlantic LNG. The energy chamber of Trinidad & Tobago. Recuperado de <https://energynow.tt/blog/major-shareholders-sign-agreement-to-restructure-atlantic-lng>

YPF (2023). Reunión YPF y Petronas por proyecto de Ley de Promoción del GNL. <https://novedades.ypf.com/r/documents.html?p=ypf-petronas-gnl.pdf>

YPF (2024). Desafío Vaca Muerta. Recuperado de <https://desafiovacamuerta.ypf.com/index.html>

YPF S.A. (2024). Resultados consolidados del cuarto trimestre 2023. <https://inversores.ypf.com/r/documents.html?p=Informacion-financiera/YPF%20-%20NR%20-%20A%C3%B1o%202023%20y%204T23.pdf>

YPFB (2022). Memoria anual 2022. Recuperado de https://www.ypfbchaco.com.bo/wp-content/uploads/2023/11/Memoria_Chaco_2022_2023.pdf

YPFB Andina. (2023). Memoria anual Abril 2022 - Marzo 2023. Recuperado de <https://www.ypfb-andina.com.bo/publicacion-memorias-anuales/4/publicaciones/MQ/OQ/d2ViX21lbnVfbml2ZWwx>

YPFB Choco (2023). Gerencia De Perforación: Proyectos Ejecutados, LMS-X13D ST2, Equipo SNP-164 (2000 HP). Recuperado de <https://www.ypfbchaco.com.bo/operaciones/#1635457277172-c0c2e634-c905>

Zou, Q., Yi, C., Wang, K., Yin, X., y Zhang, Y. (2022). Global LNG market: Supply-demand and economic analysis. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 983(1), 012051. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/983/1/012051>

8 Anexos

8.1. Gasoductos nacionales con operación en países de ALC

País	Nombre	Operador	Longitud (km)	Capacidad (m ³ /día)
Argentina	Gasoducto de la Puna	Remsa (Recursos Energéticos y Mineros de Salta)	186	280,000
	Gasoducto San Martín	TGS (Transportadora de Gas del Sur SA)	4590	3,800,000
	Gasoducto Neuha I	TGS (Transportadora de Gas del Sur SA)	1267	13,000,000
	Gasoducto del Noreste Argentino	TGN (Transportadora Gas del Norte SA)	694	11,200,000
	Gasoducto Vega Pléyade	Total Austra	77	10,000,000
	Gasoducto Santa Cruz Sur	Distrigas SA	359	710,000
	Segundo Gasoducto Transmagallánico	TGS (Transportadora de Gas del Sur SA)	37	7,000,000
	Gasoducto Centro Oeste	TGN (Transportadora Gas del Norte SA)	1.121	32,000,000
	Gasoducto Neuha II	TGS (Transportadora de Gas del Sur SA)	1.958	30,000,000
	Gasoducto Norte	TGN (Transportadora Gas del Norte SA)	1.454	28,000,000
	Gasoducto de la Costa	Camuzzi Gas Pampeana	680	4,600,000
	Gasoducto San Sebastián-Ushuaia	Gamuzzi Gas del Sur	280	-
	Gasoducto Cordillerano-Patagónico	TGS (Transportadora de Gas del Sur SA)	940	1,327,000,000
Bolivia	Gasoducto Yacuiba-Río Grande	YPFB Transierra SA	432	20,000,000
	Gasoducto Carrasco-Yapacaní	YPFB Transporte SA	76	3,700,000
	Gasoducto Colpa-Río Grande	YPFB Transporte SA	88	6,300,000
	Gasoducto Yapacani-Colpa	YPFB Transporte SA	120	5,300,000
	Gasoducto Carrasco-Yapacaní	YPFB Transporte SA	76	3,700,000
	Gasoducto Carrasco-Cochabamba	YPFB Transporte SA	250	3,400,000
	Gasoducto Colpa-Warnes	YPFB Transporte SA	16	3,250,000

País	Nombre	Operador	Longitud (km)	Capacidad (m ³ /día)
Brasil	Gasoducto Rota 2	Petrobras	401	20,000,000
	Sistema de Gasoductos NTS	NTS (Nova Transportadora do Sudeste SA)	2.000	158,000,000
	Gasoducto Carmópolis-Pilar	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	177	15,000,000
	Gasoducto Itaporanga-Carmópolis	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	69	12,700,000
	Gasoducto Rota 1	Petrobras	359	10,000,000
	Gasoducto Catu-Itaporanga	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	196	9,000,000
	Gasoducto Urucu-Manaus	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	663	6,700,000
	Gasoducto Gasene	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	1.387	20,000,000
	Gasoducto Uruguaiana-Porto Alegre	Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB)	644	19,000,000
	Gasoducto GASALP	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	203	2,500,000
	Gasoducto Nordesteão	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	427	2,271,000
	Gasoducto GASFOR	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	383	2,027,000
	Gasoducto GASEB	TAG (Transportadora Asociada de Gás SA)	225	1,400,000
	Colombia	Red de TGI	TGI (Transportadora de Gas Internacional SA)	4.033
Gasoducto de la Costa Atlántica		Promigas	1.223	2,400,000
Ecuador	Gasoducto Amistad	EP Petroecuador	71	3,260,000

País	Nombre	Operador	Longitud (km)	Capacidad (m³/día)
México	Gasoducto Palmillas-Toluca	Esentia Pipeline de Toluca	127	2,700,000
	Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz	Cenagas	247	2,500,000
	Gasoducto Naco-Hermosillo	Cenagas	340	2,500,000
	Gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	Esentia Pipeline de Occidente	390	28,700,000
	Gasoducto Guadalajara-CT Manzanillo	TC Energía México	313	24,300,000
	Gasoducto Tarahumara	Oleoducto Tarahumara	384	24,000,000
	Gasoducto Tamazunchale	TC Energía México	370	41,200,000
	Gasoducto Sásabe-Guaymas	ENova (Infraestructura Energética Nova)	505	21,800,000
	Gasoducto El Encino-Topolobampo	TC Energía México	572	18,900,000
	Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	Cenagas	8.611	142,000,000
	Gasoducto Rosarito	ENova (Infraestructura Energética Nova)	218	15,100,000
	Gasoducto Samalayuca-Sásabe	Carso Energía	650	13,300,000
	Gasoducto Morelos	Gasoducto de Morelos	172	9,500,000
	Gasoducto Los Ramones	ENova/Gasoductos del Noreste, ENova / TAG Pipelines Norte, Engie / TAG Pipelines Sur	860	140,200,000
	Gasoducto de Mayakan	Engie	780	7,000,000
	Gasoducto Cuxtal	Engie	16	6,700,000
	Gasoducto Ramal Empalme	Gasoducto Agua Prieta	20	6,400,000
	Gasoducto El Oro-Mazatlán	TC Energía México	460	5,720,000
	Gasoducto El Encino-La Laguna	Esentia Oleoducto El Encino	477	49,800,000
	Gasoducto San Fernando	Gasoductos de Chihuahua	114	41,300,000
Gasoducto Ojinaga-El Encino	ENova (Infraestructura Energética Nova)	220	38,400,000	
Gasoducto La Laguna-Aguascalientes	Esentia Oleoducto La Laguna	444	37,350,000	
Gasoducto San Isidro-Samalayuca	ENova (Infraestructura Energética Nova)	23	32,140,000	
Gasoducto Ramal Hermosillo	Gas Natural del Noroeste (GNN)	48	2,800,000	
Perú	Gasoducto Camisea	TGP (Transportadora de Gas del Perú)	730	43,600,000

País	Nombre	Operador	Longitud (km)	Capacidad (m³/día)
Trinidad y Tobago	Gasoducto Angelin	BP Trinidad & Tobago LLC	21	17,000,000
	Gasoducto de Desarrollo del Área Marítima de la Costa Norte	Shell Trinidad & Tobago Ltd	107	14,700,000
	Gasoducto Cross Island	The National Gas Company of Trinidad and Tobago Limited	77	67,900,000
	Gasoducto del Área Marítima de la Costa Este	Shell plc	97	7,790,000
	Gasoducto Tobago	Compañía Nacional de Gas de Trinidad y Tobago	55	3,370,000
	Venezuela	Gasoducto Anaco-Barquisimeto	PDVSA	2.470
Gasoducto Muscar-Soto		PDVSA	129	8,270,000
Gasoducto Santa Bárbara-Aguasay 2		PDVSA	49	8,270,000
Gasoducto Anaco-Puerto Ordaz		PDVSA	779	17,400,000
Gasoducto Anaco-Puerto La Cruz		PDVSA	772	17,000,000
Gasoducto Santa Bárbara-Aguasay		PDVSA	49	4,130,000
Gasoducto Ulé-Amuay		PDVSA	357	7,100,000

Fuente: elaboración propia sobre la base de Portal Energético AL (2024). Mapa de petróleo y gas. Tablas. <https://portalenergetico.org/es/oil-gas-map/>

8.2. Medidas de reducción de emisiones de metano industria del GN

No	Fuente de emisión	Tipo de emisión	Medida	Potencial de reducción de metano	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
1	Tanques de almacenamiento de agua.	Ventilada	Cambio del manto del depósito de agua, de gas natural a gas CO ₂	57 mil m ³ /año por tanque (90 %)		✓					
2	Gasoductos	Ventilada	Recuperación de gas de operaciones de limpieza de tuberías	605 mil m ³ /año por aplicación (>90 %)	✓	✓	✓				
3	Compresores	Ventilada	Rediseño de sistemas de purga y paradas de emergencia	5 mil m ³ /año por cierre o purga de un compresor (50 %)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Compresores y tanques	Ventilada	Instalación de bengalas	57 mil m ³ /año por bengala (50 %)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	Compresores y tanques, otros	Ventilada	Instalación de dispositivos de encendido electrónico de bengala	56 m ³ /año por dispositivo (100 %)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	Deshidratador	Ventilada	Redirección del gas del <i>skimmer</i>	215 mil m ³ /año por unidad (95 %)	✓	✓	✓				
7	Deshidratador	Ventilada	Conexión tubería del deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor	22 mil m ³ /año por unidad (90 %)	✓	✓	✓				

No	Fuente de emisión	Tipo de emisión	Medida	Potencial de reducción de metano	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
8	Deshidratador	Ventilada	Reemplazo de unidades deshidratadoras de glicol con inyección de metanol	23 mil m ³ /año por unidad (90 %)	✓	✓	✓				
9	Deshidratador	Ventilada	Uso de deshidratadores desecantes portátiles en pozos de producción	54 mil m ³ /año por aplicación (>90 %)	✓	✓	✓				
10	Deshidratador	Ventilada y fugitiva	Deshidratadores cero emisiones	890 mil m ³ /año por aplicación (100 %)	✓	✓	✓				
11	Deshidratador	Ventilada	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 %)	✓	✓	✓				
12	Deshidratador, pozos, tuberías	Ventilada y combustión	Sustitución de bombas de gas por bombas eléctricas	84 mil-226 mil m ³ /año por bomba (100 %)	✓	✓	✓				
13	Deshidratador	Ventilada	Reemplazo de deshidratadores de glicol por deshidratadores desecantes	16 mil m ³ /año por unidad (90 %)	✓	✓	✓				

No	Fuente de emisión	Tipo de emisión	Medida	Potencial de reducción de metano	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
14	Pozo	Ventilada	Conexión del cabezal del pozo a una unidad de recuperación de vapor	206 mil m ³ /año por pozo (98 %)	ü		ü				
15	Pozo	Ventilada	Instalación de sistemas de elevación de gas por émbolo	325 mil m ³ /año por pozo (65 %)	ü		ü				
16	Pozo	Ventilada	Instalación de compresores para capturar el gas en la cabeza de pozo	930 mil m ³ /año por compresor (>90 %)	ü		ü				
17	Pozo	Ventilada	Alternativas para eliminar el fluido acumulado y mejorar el flujo en pozos de gas	14 mil-725 mil m ³ /año por pozo	ü		ü				
18	Compresores	Ventilada	Instalar arrancadores de motores eléctricos	38 mil m ³ /año por sistema de arranque (100 %)	ü	ü	ü	ü	ü	ü	ü

Fuentes de información anexo 2

No	Medida	Fuentes de información
1	Cambio del manto del depósito de agua, de gas natural a gas CO2	https://goo.su/RuqmtZ
2	Recuperación de gas de operaciones de limpieza de tuberías	https://goo.su/W6O8O
3	Rediseño de sistemas de purga y paradas de emergencia	https://goo.su/j1wr
4	Instalación de bengalas	https://goo.su/m3KlRnEN
5	Instalación de dispositivos de encendido electrónico de bengala	https://goo.su/4OIsH
6	Redirección del gas del skimmer	https://goo.su/nUF2pDp
7	Conexión tubería del deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor	https://goo.su/xMwJ
8	Reemplazo de unidades deshidratadoras de glicol con inyección de metanol	https://goo.su/wnHhR
9	Uso de deshidratadores desecantes portátiles en pozos de producción	https://goo.su/3m3rX
10	Deshidratadores cero emisiones	https://goo.su/uRqABK
11	Optimización de la circulación de glicol e instalación de separadores de tanque flash en deshidratadores de glicol	https://goo.su/remLBBE
12	Sustitución de bombas de gas por bombas eléctricas	https://goo.su/2OUjLIW
13	Reemplazo de deshidratadores de glicol por deshidratadores desecantes	https://goo.su/qSUuM4
14	Conexión del cabezal del pozo a una unidad de recuperación de vapor	https://goo.su/Wne9
15	Instalación de sistemas de elevación de gas por émbolo	https://goo.su/SxhF
16	Instalación de compresores para capturar el gas en la cabeza de pozo	https://goo.su/eqa4G
17	Alternativas para eliminar el fluido acumulado y mejorar el flujo en pozos de gas	https://goo.su/a7cSK
18	Instalar arrancadores de motores eléctricos	https://goo.su/tVRi

8.3. Costos de inversión tecnologías reducción emisiones de CH₄

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 %)	1000-10,000		✓					
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 %)	500-1000			✓				
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 %)	1000-10,000			✓				
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 %)	1000-10,000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9	Válvulas de seguridad	Prueba y reparación de válvulas de seguridad de presión	3,5 - 70 mil m ³ /año por válvula (80 %)	250-1000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10	Compresores	Sustitución de descargadores de cilindros compresores	100 mil m ³ /año por compresor (>90 %)	40,000-50,000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

No	Fuente de emisión	Tecnología de reducción	Potencial de reducción de metano	CAPEX (USD)	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
11	Compresores	Rediseño de sistemas de purga y paradas de emergencia	5 mil m ³ /año por cierre o purga de un compresor (50 %)	1000-10,000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
12	Compresores y tanques	Instalación de bengalas	57 mil m ³ /año por bengala (50 %)	10,000-50,000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
13	Compresores y tanques, otros	Instalación de dispositivos de encendido electrónico de bengala	56 m ³ /año por dispositivo (100 %)	1000-10,000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
14	Deshidratador	Redirección del gas del <i>skimmer</i>	215 mil m ³ /año por unidad (95 %)	1000-10,000	✓	✓	✓				
15	Deshidratador	Conexión tubería del deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor	22 mil m ³ /año por unidad (90 %)	1000-10,000	✓	✓	✓				
16	Deshidratador	Reemplazo de unidades deshidratadoras de glicol con inyección de metanol	23 mil m ³ /año por unidad (90 %)	1000-10,000	✓	✓	✓				
17	Deshidratador	Uso de deshidratadores desecantes portátiles en pozos de producción	54 mil m ³ /año por aplicación (>90 %)	1000-10,000	✓	✓	✓				
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 %)	2000-15,000	✓	✓	✓				

No	Fuente de emisión	Tecnología de reducción	Potencial de reducción de metano	CAPEX (USD)	Extracción	Procesamiento	Transporte (gasoductos)	Licuefacción	Almacenamiento	Transporte (marítimo)	Regasificación
21	Controles	Convertir controles neumáticos en controles mecánicos	65 mil m ³ /año por controlador (95 %)	1000-5000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
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 %)	1000-10,000	✓		✓				
25	Pozo	Instalación de sistemas de elevación de gas por émbolo	325 mil m ³ /año por pozo (65 %)	1000-10,000	✓		✓				
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	✓		✓				
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 %)	1000-10,000	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: elaboración propia sobre la base de documentos de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), cuyos enlaces se presentan en la siguiente tabla.

Fuentes de información anexo 3

	Tecnología	Fuentes de información
1	Cambio del manto del depósito de agua, de gas natural a gas CO ₂	https://goo.su/Sk7Sn
2	Recuperación de gas de operaciones de limpieza de tuberías	https://goo.su/WWdjGA
3	Inspecciones y mantenimiento dirigidos en sitios remotos	https://goo.su/ZmYSjfm
4	Inspección y mantenimiento dirigido en instalaciones de superficie	https://goo.su/uaccMw
5	Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras	https://goo.su/JzQkXSu
6	Inspección dirigida y mantenimiento en plantas procesadoras	https://goo.su/xaru7DM
7	Sistema de recuperación de desgasificación de sello húmedo para compresores centrífugos	https://goo.su/uELrF
8	Cambio del sistema de empaquetadura de compresores de varillas	https://goo.su/9N1GHfK
9	Prueba y reparación de válvulas de seguridad de presión	https://goo.su/KeDI3
10	Sustitución de descargadores de cilindros compresores	https://goo.su/G431
11	Rediseño de sistemas de purga y paradas de emergencia	https://goo.su/pk0oYQ6
12	Instalación de bengalas	https://goo.su/JUU03ka
13	Instalación de dispositivos de encendido electrónico de bengala	https://goo.su/PLzvg
14	Redirección del gas del <i>skimmer</i>	https://goo.su/zuVIR
15	Conexión tubería del deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor	https://goo.su/srq0
16	Reemplazo de unidades deshidratadoras de glicol con inyección de metanol	https://goo.su/lzWw
17	Uso de deshidratadores desecantes portátiles en pozos de producción	https://goo.su/e7YMiQ
18	Deshidratadores cero emisiones	https://goo.su/TnLynx
19	Optimización de la circulación de glicol e instalación de separadores de tanque flash en deshidratadores de glicol	https://goo.su/D5PdXe0
20	Sustitución de bombas de gas por bombas eléctricas	https://goo.su/unbgb
21	Convertir controles neumáticos en controles mecánicos	https://goo.su/Ckapi
22	Reemplazo de deshidratadores de glicol por deshidratadores desecantes	https://goo.su/yinV2
23	sustitución de controles neumáticos de gas por controles de aire comprimido	https://goo.su/OPNUeU
24	Conexión del cabezal del pozo a una unidad de recuperación de vapor	https://goo.su/HrGOWoL
25	Instalación de sistemas de elevación de gas por émbolo	https://goo.su/TZzrUP9
26	Instalación de compresores para capturar el gas en la cabeza de pozo	https://goo.su/ZG7R4
27	Alternativas para eliminar el fluido acumulado y mejorar el flujo en pozos de gas	https://goo.su/eEh4pA
28	Uso de motores eficientes para la propulsión de buques metaneros	https://goo.su/wKQht

Tecnología		Fuentes de información
29	Sustitución de compresores tradicionales por eléctricos	https://goo.su/9EBuYZ
30	Instalar arrancadores de motores eléctricos	https://goo.su/gSTV5v

8.4. Entes reguladores sector gas natural países de ALC

País	Entidad reguladora	Enlace
Argentina	Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS)	https://www.enargas.gob.ar/
Bolivia	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Hidrocarburos (ANH)	https://www.anh.gob.bo/w2019/
Brasil	Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)	https://www.gov.br/anp/pt-br
Chile	Comisión Nacional de Energía (CNE) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	https://www.cne.cl/ https://www.chileatiende.gob.cl/instituciones/AU004
Colombia	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	https://creg.gov.co/
El Salvador	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas	https://www.dgehm.gob.sv/
Jamaica	Ministerio de Ciencia, Energía, Telecomunicaciones y Transportes	https://www.mset.gov.jm/
México	Comisión Reguladora de Energía (CRE) Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)	https://www.gob.mx/cre https://www.gob.mx/cnh
Panamá	Secretaría de Energía	https://www.energia.gob.pa/
Perú	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERG-MIN).	https://www.gob.pe/osinergmin
Puerto Rico	Comisión de Energía de Puerto Rico (CEPR)	https://energia.pr.gov/
República Dominicana	Ministerio de Energía y Minas	https://mem.gob.do/
Trinidad y Tobago	Ministerio de Energía e Industrias Energéticas	https://www.energy.gov.tt/
Venezuela	Ente Nacional de Gas (ENAGAS)	http://www.enagas.gob.ve/

Fuente: elaboración propia.

8.5. Organismos de certificación países de ALC

País	Organismo	Enlace
Argentina	Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM)	https://www.iram.org.ar/
	Instituto del Gas Argentino (IGA)	https://www.iga.com.ar/
Bolivia	Instituto Boliviano de Normalización y Calidad (IBNORCA)	https://www.ibnorca.org/
	Sistema Boliviano de Normalización, Metrología, Acreditación y Certificación (Sistema NMAC)	https://ibmetro.gob.bo/index.php/
Brasil	Asociación Brasileira de Normas Técnicas (ABNT)	https://abnt.org.br/
	Instituto Nacional de Metrología, Calidad y Tecnología (INMETRO)	http://www.inmetro.gov.br/index-pbac.asp
Chile	Instituto Nacional de Normalización (INN)	https://www.inn.cl/
	Grupo Confidence	https://www.confidencechile.cl/
Colombia	Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC)	https://onac.org.co/
	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC)	https://www.icontec.org/
El Salvador	Organismo Salvadoreño de Acreditación (OSA)	https://www.osa.gob.sv/osaline/
	Organismo Salvadoreño de Normalización (OSN)	https://www.osn.gob.sv/
Jamaica	Agencia Nacional de Acreditación de Jamaica (JANAAC)	https://www.janaac.gov.jm/
	Oficina de Normas de Jamaica (BSJ)	https://www.bsj.org.jm/
México	Entidad Mexicana de Acreditación (EMA)	https://www.ema.org.mx/
	Dirección General de Normas (DGN)	https://e.economia.gob.mx/direccion-general-de-normas/

Panamá	Consejo Nacional de Acreditación (CNA)	http://www.cna.gob.pa/
	Dirección General de Normas y Tecnología Industrial (DGNTI)	https://dgnti.mici.gob.pa/
Perú	Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE)	https://www.gob.pe/senace
	Instituto Nacional de Calidad (INACAL)	https://www.gob.pe/inacal
Puerto Rico	Oficina de Gerencia de Permisos (OGPe)	https://www.permisos.ddec.pr.gov/
	Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico (JC)	https://www.pr.gov/directorio-de-agencias/junta-de-calidad-ambiental-jca-c
República Dominicana	Organismo Dominicano de Acreditación (ODAC)	https://odac.gob.do/
Trinidad y Tobago	Trinidad and Tobago Bureau of Standards (TTBS)	https://gottbs.com/
Venezuela	Servicio Desconcentrado de Normalización, Calidad, Metrología y Reglamentos Técnicos (SENCAMER)	https://www.sencamer.gob.ve/
	Fondo para la Normalización y la Certificación de la Calidad (FONDONORMA)	https://www.fondonorma.org.ve/index.php/es/

Fuente: elaboración propia.



BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE