olacde

OEMLAC
Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe

MADUREZ DEL REPORTE CORPORATIVO SOBRE METANO

Evaluación regional de la planificación, la divulgación pública y la trazabilidad de la información corporativa sobre las emisiones de metano

Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe

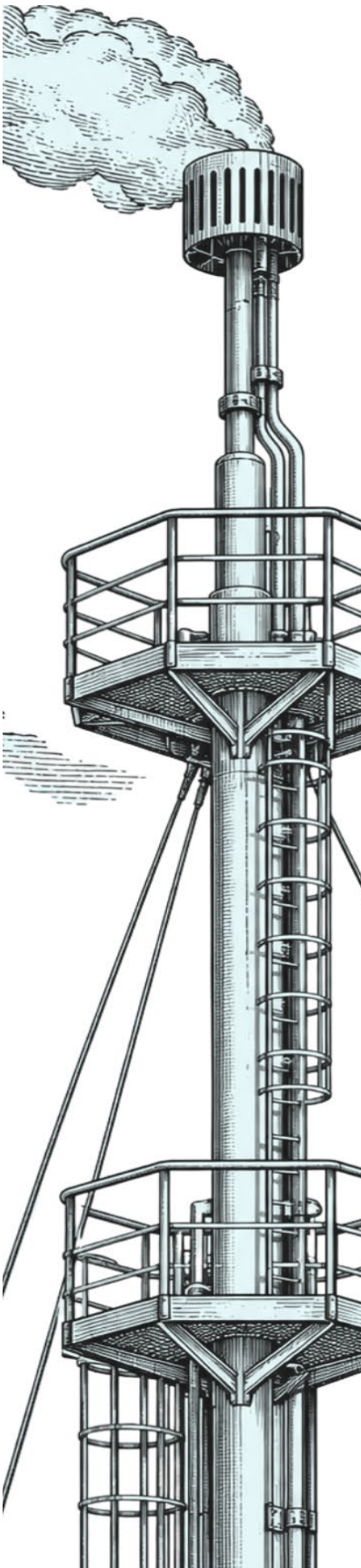
OLACDE
2026

Andrés Rebolledo
Secretario Ejecutivo

Gaston Siroit
Director del OEMLAC

Anabella Ruiz
Coordinadora del OEMLAC

María Leticia Rodas
Analista Técnica – OEMLAC
Autora



NOS UNE LA ENERGÍA

Créditos

La información contenida en este documento fue elaborada en base a datos, información pública, informes de la industria e investigación de los autores. La información aquí contenida no necesariamente representa la opinión de OLACDE. El documento está sujeto a revisiones. OLACDE renuncia a cualquier responsabilidad por errores de contenido y no es responsable de ninguna acción tomada por el "Destinatario" o cualquier tercero, basada en la información contenida en este documento.

Copyright © OLACDE 2026

Esta publicación puede ser reproducida en su totalidad o en parte en cualquier formato con fines educativos o sin fines de lucro sin permiso especial de los titulares de los derechos de autor, siempre y cuando se haga referencia a la fuente. Ningún uso de este documento puede ser utilizado para su reventa o cualquier otro propósito comercial sin permiso previo por escrito de OLACDE.

Créditos gráficos

Las ilustraciones y composiciones gráficas utilizadas en esta publicación fueron elaboradas a partir de recursos licenciados y adaptadas para este documento.

Esta publicación debe citarse como: "Madurez del Reporte Corporativo sobre Metano". OEMLAC 2026.

Primera Edición
Septiembre 2026

ISBN

Contacto OLACDE

Avenida Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador
Edificio OLACDE – Sector San Carlos
Quito – Ecuador
Teléfonos: (593 – 2) 2598-122 / 2531-674

PRÓLOGO

América Latina y el Caribe atraviesa una etapa de transformación de sus sistemas energéticos en la que convergen desafíos de seguridad energética, competitividad, sostenibilidad y acción climática. En este contexto, la reducción de las emisiones de metano constituye una oportunidad concreta para avanzar en el corto plazo, especialmente en el sector del petróleo y gas, donde existen tecnologías, prácticas y capacidades que pueden contribuir a disminuir estas emisiones.

Las empresas nacionales y con participación estatal tienen un papel relevante en este proceso. Su presencia en actividades estratégicas, su vinculación con las políticas energéticas y su responsabilidad en el abastecimiento energético las sitúan en una posición desde la cual pueden impulsar cambios dentro de sus operaciones y contribuir a la evolución de los sistemas energéticos de la región.

Este papel adquiere mayor importancia frente al doble desafío de reducir las emisiones de las operaciones actuales y avanzar, de acuerdo con las prioridades de cada país, hacia modelos energéticos más diversificados y de menores emisiones. Para acompañar este proceso se requieren capacidades técnicas, decisiones empresariales e información que permita seguir su evolución.

La transparencia corporativa forma parte de ese esfuerzo. Contar con información accesible y trazable favorece el diálogo entre empresas, gobiernos, reguladores, organismos internacionales y agencias de cooperación, y permite construir una comprensión regional basada en evidencia.

Desde la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE), a través del Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe (OEMLAC), contribuimos a este proceso mediante la generación de conocimiento, la cooperación y el desarrollo de herramientas que apoyen a los países y a sus empresas en la gestión de estas emisiones.

Esperamos que esta publicación fortalezca el diálogo regional, facilite el intercambio de experiencias y contribuya a identificar nuevas oportunidades de colaboración para avanzar en la reducción del metano.

Gaston Siroit
Director del OEMLAC
Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE)

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a las empresas e instituciones, y especialmente a sus directivos y equipos técnicos, por la información, las precisiones y los aportes compartidos a lo largo del desarrollo de este estudio.

Cecilia San Román
Presidente

Nicolás Spinelli
Gerente General

Sara Patricia Castellanos
Cesar Augusto Buitrago
Jefatura de Cambio Climático

Elga Patricia Pabón
Ángela Cristina Aristizabal
Gerencia Técnica de Upstream

Douglas Sequeira Morgado
Gerente Corporativo de Riesgos Integrados

Lorena Carvallo Alache
Gerente Corporativo de Medio Ambiente

Carlos Vázquez J.
Subgerente de Seguridad, Salud y Ambiente

Ana Villarroel
Especialista de Seguridad y Ambiente
Punto focal ante el OEMLAC

Henrique Bezerra
Director Regional para América Latina

Leonardo Augusto Tamayo
Coordinador de exploración y producción de Hidrocarburos
Punto focal ante el OEMLAC

Ana Jazmín Medina Rangel
Profesional técnico de la Dirección de Hidrocarburos

Dirección General de Asuntos Ambientales de Hidrocarburos
Viceministerio de Hidrocarburos

Tomás Varona
Encargado del Departamento de Políticas Energéticas
Punto focal ante el OEMLAC

PDVSA INTEVEP	**Yanine González** Gerente de Manejo Integrado de Gas Punto focal ante el OEMLAC
Ministerio del Poder Popular de HIDROCARBUROS	**Javier José Ibarra** Coordinador Técnico Viceministerio de Hidrocarburos
PEMEX	**Rafael Neria Martínez** Coordinador especialista en cambio climático Dirección Corporativa de Planeación
PETROBRAS	**Roberto Gennaro Gomes** Gerente de Descarbonización y Eficiencia Energética Upstream **Raffaela Martins Medeiros** Gerente del Programa de Neutralidad de Carbono, Fondo de Descarbonización y Tecnología
YPF	**Andrés Scarone** VP Nuevas Energías **Silvina Oberti** Gerente del Departamento de Sustentabilidad **Maria Laura Ayoroa** Líder de Sustentabilidad **Maria Victoria David** Líder en Transiciones Energéticas - Sustentabilidad **Christian González Saponare** Gestor de Portafolio Transiciones Energéticas
YPFB	**Mauricio Tejeda** Gerente Medio Ambiente YPFB **Álvaro Murguia** Director Medio Ambiente YPFB **Jorge Lea Plaza** Profesional en Pasivos Ambientales Punto Focal ante el OEMLAC
YPFB Andina S.A.	**Ramiro Armando Moscoso Zeballos** Gerente de Calidad, Salud, Seguridad, Ambiente y RSE **Abelino Menacho** **Celier Herbas** **Noelia Cerruto** **Ever Méndez** Gerencias operativas y de Medio Ambiente

PRESENTACIÓN

La reducción de las emisiones de metano ocupa un lugar creciente en la agenda energética y climática internacional. Para América Latina y el Caribe, avanzar en esta materia implica no solo incorporar soluciones técnicas, sino también contar con información que permita comprender cómo las empresas planifican, implementan y comunican su gestión.

Desde el Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe (OEMLAC), esta publicación busca contribuir a ese proceso mediante una lectura regional de la información corporativa disponible. El estudio no parte de la premisa de que todas las empresas deban seguir una misma trayectoria, sino de la necesidad de contar con una base común que permita comprender qué información documentan, con qué nivel de claridad y cómo se relacionan la planificación y el reporte en contextos empresariales diferentes.

La publicación busca además favorecer el diálogo entre empresas, gobiernos, reguladores, organismos regionales e internacionales, agencias de cooperación y aliados técnicos. Una base común de información puede facilitar el intercambio de experiencias, orientar esfuerzos de fortalecimiento y apoyar el seguimiento futuro de la información corporativa.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

Sigla o término	Denominación o significado
AA1000	Serie de estándares de AccountAbility sobre principios, participación de las partes interesadas y aseguramiento de la sostenibilidad.
Abatimiento	Reducción de emisiones mediante medidas técnicas u operativas.
AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación.
AIE	Agencia Internacional de Energía.
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland.
API	Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*).
ARPEL	Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe.
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente de México.
Biogás	Gas producido por la descomposición de materia orgánica en ausencia de oxígeno; contiene principalmente metano y dióxido de carbono.
Biometano	Gas rico en metano obtenido mediante la depuración del biogás para adecuarlo a un uso energético.
BNECL	Barbados National Energy Company Limited.
BNOCL	Barbados National Oil Company Limited.
BNTCL	Barbados National Terminal Company Limited.
CCAC	Coalición Clima y Aire Limpio (*Climate and Clean Air Coalition*).
CDP	Organización que administra un sistema de divulgación de información ambiental, anteriormente denominado *Carbon Disclosure Project*.
CH_4	Metano.
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático; UNFCCC, por sus siglas en inglés.

CO_2	Dióxido de carbono.
DEFRA	Departamento de Medio Ambiente, Alimentación y Asuntos Rurales del Reino Unido (*Department for Environment, Food and Rural Affairs*).
Downstream	Actividades posteriores de la cadena de valor, como refinación, procesamiento final, distribución y comercialización.
Ecoinvent	Base de datos de inventarios de ciclo de vida utilizada en evaluaciones ambientales.
EMMP	Plan de Gestión y Monitoreo Ambiental (*Environmental Management and Monitoring Plan*).
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo.
EP	Empresa Pública.
ESG	Ambiental, social y de gobernanza (*Environmental, Social and Governance*).
FY	Año o ejercicio fiscal (*Fiscal Year*). Puede abarcar partes de dos años calendario.
GEI	Gases de efecto invernadero.
GHG Protocol	Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (*Greenhouse Gas Protocol*).
GP1	Identificador del venteo del East Field de HPCL cuya conversión a antorcha se describe en la documentación revisada.
GRI	Iniciativa Global de Reporte (*Global Reporting Initiative*).
GS-37	Estación de recolección 37 de HPCL (*Gathering Station 37*), asociada al proyecto de recuperación y aprovechamiento de gas descrito en el estudio.
Hi-Flow	Técnica de muestreo de alto caudal que combina mediciones de caudal y concentración para cuantificar emisiones de una fuente.
HPCL	Heritage Petroleum Company Limited.
HSE	Salud, seguridad y ambiente (*Health, Safety and Environment*).
IFRS S1 / S2	Normas de divulgación sobre sostenibilidad emitidas por el ISSB. IFRS S1 establece requisitos generales de divulgación de

	información financiera relacionada con la sostenibilidad; IFRS S2 aborda la información relacionada con el clima.
Infocarbono	Sistema nacional de información sobre gases de efecto invernadero de Perú.
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (*International Association of Oil & Gas Producers*).
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (*Intergovernmental Panel on Climate Change*).
Ipieca	Asociación mundial de la industria del petróleo y el gas para promover su desempeño ambiental y social.
ISAE 3000	Norma Internacional de Encargos de Aseguramiento 3000 (*International Standard on Assurance Engagements*), aplicable a encargos distintos de auditorías o revisiones de información financiera histórica.
ISO	Organización Internacional de Normalización (*International Organization for Standardization*).
ISO/IEC 17025	Norma que establece requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
ISSB	Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (*International Sustainability Standards Board*).
LDAR	Detección y reparación de fugas (*Leak Detection and Repair*).
Midstream	Actividades intermedias de la cadena de valor, como recolección, transporte y almacenamiento de petróleo y gas.
MRV	Medición, reporte y verificación. En este estudio, el criterio de seguimiento también considera indicadores, líneas base y mecanismos documentados de control.
NCG 461	Norma de Carácter General N.º 461 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, relativa a información de sostenibilidad y gobierno corporativo en las memorias anuales.
NCG 519	Norma de Carácter General N.º 519 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, que modifica requisitos de divulgación de sostenibilidad e incorpora las normas IFRS S1 y S2.
NDC	Contribución determinada a nivel nacional (*Nationally Determined Contribution*), en el marco del Acuerdo de París.

NGC	The National Gas Company of Trinidad and Tobago Limited.
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible.
OEMLAC	Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe.
OGCI	Iniciativa Climática del Petróleo y el Gas (*Oil and Gas Climate Initiative*).
OGDC	Carta para la Descarbonización del Petróleo y el Gas (*Oil and Gas Decarbonization Charter*).
OGI	Visualización óptica de gases (*Optical Gas Imaging*), utilizada para localizar emisiones mediante imágenes.
OGMP 2.0	Alianza para el Metano del Sector del Petróleo y el Gas 2.0 (*Oil and Gas Methane Partnership 2.0*), marco de reporte de emisiones de metano.
OLACDE	Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.
Q-OGI	Visualización óptica cuantitativa de gases (*Quantitative Optical Gas Imaging*), que permite estimar tasas de emisión a partir de imágenes y parámetros de medición.
RAGEI	Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero, utilizado en el sistema de información de Perú.
RSE	Responsabilidad social empresarial.
SASB	Consejo de Normas de Contabilidad para la Sostenibilidad (*Sustainability Accounting Standards Board*); denominación utilizada para los estándares sectoriales SASB.
TCFD	Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima (*Task Force on Climate-related Financial Disclosures*).
tCH_4 / $ktCH_4$	Toneladas de metano / miles de toneladas de metano. Expresan masa de CH_4.
tCO_2e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente. Expresan el efecto climático de los gases según el potencial de calentamiento global

	y el horizonte temporal utilizados; no equivalen a toneladas de metano.
TDLAS	Espectroscopía de absorción láser de diodo sintonizable (*Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy*), utilizada para medir concentraciones de gases.
U / M / D	Abreviaturas de *upstream*, *midstream* y *downstream* utilizadas en las tablas de segmentos de operación.
UNIT	Instituto Uruguayo de Normas Técnicas.
Upstream	Actividades de exploración y producción de petróleo y gas.
VRU	Unidad de recuperación de vapores (*Vapour Recovery Unit*). Permite capturar vapores para su recuperación o aprovechamiento, según la instalación.
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales; denominación de origen de YPF S. A.
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Apertura	MENSAJES CLAVE	15
	RESUMEN EJECUTIVO	18
01	LA TRANSPARENCIA CORPORATIVA COMO CONDICIÓN PARA AVANZAR EN LA GESTIÓN DEL METANO	21
	1.1 De las emisiones a una gestión verificable	22
	1.2 Por qué importa planificar y reportar la gestión del metano	23
	1.3 El papel estratégico de las empresas nacionales y con participación estatal	24
02	RESULTADOS REGIONALES	27
	2.1 Catorce empresas conforman la base del análisis	28
	2.2 Qué muestra la planificación sobre la gestión del metano	34
	2.3 Qué muestra el reporte sobre la gestión del metano	40
	2.4 Marcos, metodologías y prácticas documentadas	47
	2.5 Qué muestra la madurez documental	54
	2.6 Avances y vacíos que persisten	59
03	UNA AGENDA REGIONAL PARA FORTALECER LA TRAZABILIDAD DE LA INFORMACIÓN SOBRE METANO	64
	3.1 Cuatro brechas orientan la agenda regional	65
	3.2 Responsabilidades diferenciadas para un objetivo compartido	66
	3.3 Una base común para el seguimiento futuro	70
04	CÓMO SE REALIZÓ LA EVALUACIÓN	72
	4.1 Qué se buscó conocer	73
	4.2 Qué información se revisó	74
	4.3 Cómo se valoró la información	75
	4.4 Cómo se construyeron los resultados	76
	4.5 Cambios identificados durante el proceso de revisión 2025–2026	78
Cierre	CONCLUSIONES	79
	REFERENCIAS	82
Anexos	ANEXOS	86

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1	Países considerados y empresas incluidas en el análisis	31
TABLA 2	Diferentes formas de evidencia identificadas en los reportes	44
TABLA 3	Continuidad de las publicaciones y estructuras responsables	45
TABLA 4	Principales marcos, estándares e iniciativas identificados	49
TABLA 5	Distribución de las empresas según su nivel de madurez documental	54
TABLA 6	Información incorporada durante la actualización de 2026	60
TABLA 7	Criterios de valoración de la evidencia	75
TABLA 8	Componentes y alcance del estudio	76
TABLA 9	Escala de niveles de madurez	77

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1	Segmentos de operación de las empresas incluidas en el análisis	33
GRÁFICO 2	Participación estatal en las empresas incluidas en el análisis	33
GRÁFICO 3	Nivel de evidencia de los componentes de planificación por empresa	35
GRÁFICO 4	Metas, seguimiento, responsabilidades y marcos en la planificación	38
GRÁFICO 5	Nivel de evidencia de los componentes de reporte por empresa	41
GRÁFICO 6	Año del último reporte evaluado	42
GRÁFICO 7	Prácticas documentadas de cuantificación, medición, detección y mitigación	53
GRÁFICO 8	Madurez documental por empresa	55

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1	Niveles de incorporación de marcos, estándares e iniciativas	49
FIGURA 2	Formas de relación entre planificación y reporte	58
FIGURA 3	Principales cambios y vacíos documentales identificados	62
FIGURA 4	Secuencia para conectar la planificación con los resultados	67
FIGURA 5	De las brechas identificadas a una agenda compartida de fortalecimiento	69

MENSAJES CLAVE

01 LA PRINCIPAL BRECHA ESTÁ EN LA TRAZABILIDAD ENTRE LO PREVISTO Y LO REPORTADO

En varias empresas, las acciones y los resultados publicados no siempre pueden vincularse con la misma claridad a metas, plazos, responsables y mecanismos de seguimiento definidos. previamente.

02 LA CONTINUIDAD DE LAS PUBLICACIONES Y LA INSTITUCIONALIDAD FORTALECEN LA TRAZABILIDAD

Las series de reporte y la identificación de áreas o comités responsables facilitan seguir la información en el tiempo y reconocer dónde se organiza la gestión.

LAS METAS, LAS RESPONSABILIDADES Y EL SEGUIMIENTO TODAVÍA PRESENTAN NIVELES DESIGUALES DE DEFINICIÓN

03

La planificación incorpora referencias al metano con distintos grados de detalle. Sin embargo, es menos frecuente encontrar metas específicas vinculadas con responsables identificados y mecanismos definidos para seguir su cumplimiento.

LA PRESENCIA DE MARCOS NO DEMUESTRA POR SÍ SOLA SU APLICACIÓN

04

Los estándares e iniciativas externas aportan más valor cuando la documentación muestra cómo se relacionan con metodologías, metas, acciones, responsables y resultados.

05

UN MISMO NIVEL DE MADUREZ PUEDE SOSTENERSE EN RELACIONES DOCUMENTALES DIFERENTES

La madurez documental sintetiza la evidencia disponible al considerar planificación y reporte, mientras que la relación documental muestra cómo se distribuye y relaciona esa evidencia entre ambos componentes.

06

ENTRE 2025 Y 2026 SE AMPLIÓ Y PRECISÓ LA EVIDENCIA DISPONIBLE

Nuevas publicaciones, documentación institucional adicional y una revisión más detallada de fuentes ya disponibles permitieron ampliar y precisar la evidencia, aunque continúan existiendo diferencias de acceso, cobertura y continuidad entre empresas.

RESUMEN EJECUTIVO

Este estudio analiza cómo las empresas nacionales y con participación estatal del sector de petróleo y gas de América Latina y el Caribe documentan su gestión de las emisiones de metano. La evaluación diferencia la planificación —compromisos, metas, acciones previstas y mecanismos de seguimiento— del reporte —medidas implementadas, datos, avances y resultados—. La madurez documental integra la evidencia disponible de ambos componentes para mostrar su claridad, cobertura y verificabilidad.

La revisión comprendió los 27 países miembros de OLACDE. En seis no se identificó una empresa nacional o con participación estatal que respondiera al perfil definido para el estudio. En los 21 países restantes se identificaron 22 empresas potencialmente evaluables y, finalmente, 14 contaron con evidencia oficial y verificable suficiente para integrar el análisis.

La exclusión de una empresa no representa un juicio sobre su capacidad operativa, recursos internos o acciones en curso. Esta determinación obedece a limitaciones en la disponibilidad de fuentes durante el periodo evaluado, lo cual impidió la aplicación uniforme de los criterios metodológicos establecidos.

Los resultados muestran que el principal desafío no radica únicamente en disponer de antecedentes públicos, sino en poder relacionar y seguir en el tiempo los distintos elementos de la gestión del metano. Las mayores oportunidades de fortalecimiento se concentran en la especificidad de las metas, la identificación de responsabilidades y la conexión entre compromisos, acciones y resultados. Una estructura más clara permitiría reconocer qué se busca alcanzar, sobre qué fuentes u operaciones, desde qué punto de partida, en qué plazo y mediante qué indicadores se observan los avances. Los marcos, estándares e iniciativas externas están ampliamente presentes, pero aportan mayor valor cuando su aplicación puede reconocerse en metodologías, procedimientos o acciones concretas.

Esta relación también tiene implicaciones para la gestión empresarial. En fuentes como fugas, venteo y quema, una mejor identificación y control puede favorecer el aprovechamiento del recurso, mientras que contar con antecedentes claros y verificables facilita responder a requerimientos comerciales, financieros y de debida diligencia cada vez más presentes en el sector. De este modo, la transparencia puede apoyar tanto la comunicación corporativa como la toma de decisiones.

La madurez documental muestra una base desarrollada entre las empresas analizadas: nueve de las 14 se ubican en un nivel consolidado y cinco en un nivel avanzado. Este

resultado no implica que planificación y reporte tengan el mismo grado de desarrollo ni que exista correspondencia completa entre cada compromiso y cada resultado. Por ello, la madurez debe interpretarse considerando cómo se distribuye la evidencia entre ambos componentes.

El estudio determina cuatro formas de relación entre planificación y reporte. En cuatro empresas, el reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de manera más general; en seis, ambos componentes permiten relacionar con mayor claridad compromisos, acciones y resultados; en dos, la planificación presenta actualmente una cobertura más completa; y en otras dos, la lectura conjunta está condicionada por la temporalidad o la naturaleza de las fuentes. Estas diferencias muestran que un mismo nivel de madurez puede sostenerse en configuraciones distintas y que el fortalecimiento no necesariamente sigue una secuencia idéntica en todas las empresas.

La revisión iniciada en 2025 continuó en 2026 con una actualización de las fuentes y la incorporación de material disponible hasta la última revisión documental, realizada el 20 de agosto de 2026. Este segundo momento permitió ampliar y precisar la evidencia mediante nuevas publicaciones, instrumentos de planificación y antecedentes oficiales adicionales. También hizo más visibles las diferencias en continuidad de las publicaciones, organización de repositorios, antigüedad documental y condiciones de acceso.

El estudio no evalúa el desempeño ambiental u operativo de las empresas ni certifica el cumplimiento de sus compromisos. Su aporte es establecer una referencia regional para observar cómo evoluciona la comunicación corporativa sobre metano y en qué medida se fortalecen las relaciones entre lo planificado, lo implementado y los resultados comunicados. Esta base permite identificar avances y ámbitos que aún requieren mayor claridad, continuidad y articulación.

1

1

LA TRANSPARENCIA CORPORATIVA COMO CONDICIÓN PARA AVANZAR EN LA GESTIÓN DEL METANO

Reducir las emisiones de metano requiere soluciones técnicas respaldadas por una gestión empresarial capaz de definir prioridades, establecer medidas y seguir sus resultados.

1.1 DE LAS EMISIONES A UNA GESTIÓN VERIFICABLE

El metano es el principal componente del gas natural y uno de los contaminantes climáticos de mayor relevancia en el corto plazo. Aunque permanece menos tiempo en la atmósfera que el dióxido de carbono, tiene una capacidad de calentamiento considerablemente mayor mientras está presente. Por ello, reducir sus emisiones de forma rápida y sostenida, junto con las de dióxido de carbono, puede ayudar a limitar el calentamiento durante las próximas décadas (PNUMA, 2023).

En la industria del petróleo y gas, las emisiones de metano pueden producirse a lo largo de toda la cadena, desde la extracción hasta la distribución, pasando por el procesamiento, el transporte, el almacenamiento y la refinación. Provienen principalmente de fugas en equipos y tuberías, del venteo, de la combustión incompleta durante la quema y de ciertas actividades de operación y mantenimiento. La contribución de cada fuente depende del tipo de operación y de las características de las instalaciones, aunque las emisiones se concentran en mayor medida en las etapas de exploración, extracción y procesamiento (AIE, 2026).

Para comprender cómo se generan estas emisiones y cómo reducirlas, conviene distinguir las fugas, el venteo y la quema en antorcha. Las fugas son escapes no intencionales de gas desde equipos o tuberías y forman parte de las emisiones fugitivas. El venteo, en cambio, es la liberación deliberada de gas a la atmósfera sin quemarlo. La quema en antorcha consiste en la combustión del gas, pero también puede emitir metano si esta es incompleta. Dentro de esta última práctica, la quema rutinaria ocurre durante la producción normal de petróleo cuando no se cuenta con instalaciones suficientes para aprovechar o reinyectar el gas asociado. Se distingue, por tanto, de la quema realizada por motivos de seguridad o ante situaciones excepcionales.

Una parte sustancial de estas emisiones puede evitarse mediante tecnologías y prácticas ya disponibles, como la detección y reparación de fugas, el mantenimiento o reemplazo de equipos, la recuperación de gas y la reducción del venteo y de la quema rutinaria. Según la Agencia Internacional de Energía, las tecnologías existentes permitirían evitar cerca de tres cuartas partes de las emisiones de metano procedentes de las operaciones de petróleo y gas (AIE, 2026).

1.2 POR QUÉ IMPORTA PLANIFICAR Y REPORTAR LA GESTIÓN DEL METANO

La planificación y el reporte cumplen funciones distintas y complementarias en la gestión del metano. La primera establece compromisos, metas, acciones previstas y mecanismos de seguimiento; el segundo permite conocer qué medidas se implementaron, qué se midió y qué avances o resultados se comunicaron. Su relación permite seguir el paso de los compromisos a la acción.

Ambos permiten reconocer cómo la empresa incorpora políticas nacionales, regulaciones sectoriales, metodologías e iniciativas internacionales. Más allá de su mención, interesa identificar cómo estas referencias se traducen en metas, criterios de medición, acciones y mecanismos de seguimiento.

La gestión del metano tiene también una dimensión operativa y económica. Las fugas, el venteo y la quema pueden suponer la pérdida de un recurso energético aprovechable. Reducir estas pérdidas puede mejorar la eficiencia de las operaciones, disminuir riesgos asociados y aumentar la disponibilidad de gas para consumo propio o comercialización.

Estos beneficios adquieren especial relevancia en sistemas energéticos con restricciones de oferta o dependencia de importaciones. Recuperar el gas que de otro modo se perdería permite aprovechar mejor los recursos disponibles y, cuando la escala y las condiciones del sistema lo permiten, contribuir al abastecimiento y a la seguridad energética. Esta oportunidad se extiende más allá de la exploración y producción: en los países importadores de gas natural, la gestión del metano también es relevante en el almacenamiento, la regasificación, el transporte y la distribución.

Para aprovechar estas oportunidades, es necesario contar con información que sustente las decisiones y permita demostrar los avances. Su calidad importa también en las relaciones comerciales y financieras, ante la creciente demanda de compradores, inversionistas, entidades financieras, socios y reguladores por conocer las emisiones de las operaciones, la calidad de los inventarios y las medidas adoptadas. Una documentación clara, comparable y verificable facilita responder a procesos de debida diligencia, requerimientos de trazabilidad ambiental y, cuando corresponda, condiciones contractuales vinculadas con el desempeño climático.

Esta información también ayuda a orientar la inversión. Identificar las principales fuentes de emisión, definir metas y dar seguimiento a los resultados permite priorizar proyectos

de recuperación de gas, modernización de instalaciones y mejora de los sistemas de medición, entre otras intervenciones. A su vez, disponer de líneas base, objetivos e indicadores bien definidos puede facilitar la estructuración de iniciativas de financiamiento climático o el acceso a instrumentos financieros vinculados con metas de sostenibilidad.

En los mercados de carbono, el reporte corporativo constituye un punto de partida, pero no basta para demostrar que una reducción sea elegible o pueda generar créditos. Estos mecanismos requieren metodologías reconocidas, una línea base frente a la cual calcular las reducciones y requisitos específicos de medición y verificación. También exigen demostrar la adicionalidad: justificar que la reducción no habría ocurrido en el escenario de referencia sin la intervención o el incentivo considerado. Una documentación corporativa sólida puede apoyar la preparación de estos proyectos y la posterior demostración de sus resultados conforme a los criterios de cada mecanismo.

Planificar y reportar la gestión del metano va, por tanto, más allá de divulgar una cifra de emisiones. Permite vincular las decisiones con sus resultados y dar sustento a proyectos que reduzcan pérdidas, mejoren el aprovechamiento del gas y respondan a las exigencias de inversión y financiamiento.

1.3 EL PAPEL ESTRATÉGICO DE LAS EMPRESAS NACIONALES Y CON PARTICIPACIÓN ESTATAL

Las empresas nacionales y con participación estatal (NOCs) del sector de petróleo y gas presentan realidades diversas en América Latina y el Caribe. Difieren en tamaño, nivel de participación pública, estructura institucional, alcance geográfico, capacidad operativa, y participan en distintos segmentos de la cadena de valor: exploración, producción, transporte, procesamiento, refinación, distribución y comercialización. Estas características determinan las fuentes de emisión relevantes y las medidas de mitigación aplicables en cada caso.

Su importancia trasciende el volumen de hidrocarburos producido. Según el contexto nacional, estas empresas pueden participar en la explotación de recursos naturales, la generación de ingresos públicos, la operación de infraestructura estratégica y el abastecimiento interno de combustibles y gas. En consecuencia, ocupan una posición estratégica en el funcionamiento de los sistemas energéticos nacionales, la seguridad

energética y el avance hacia los objetivos climáticos de cada país (Banco Mundial, 2011; AIE, 2020).

La participación estatal añade además una dimensión institucional, ya que sus actividades se desarrollan en el marco de políticas energéticas y climáticas, regulaciones sectoriales y disposiciones sobre venteo, quema y control de emisiones. Sin embargo, un compromiso asumido por un país no equivale automáticamente a una meta corporativa. Para que esa relación pueda seguirse, debe quedar reflejada en los instrumentos y la información de la propia empresa.

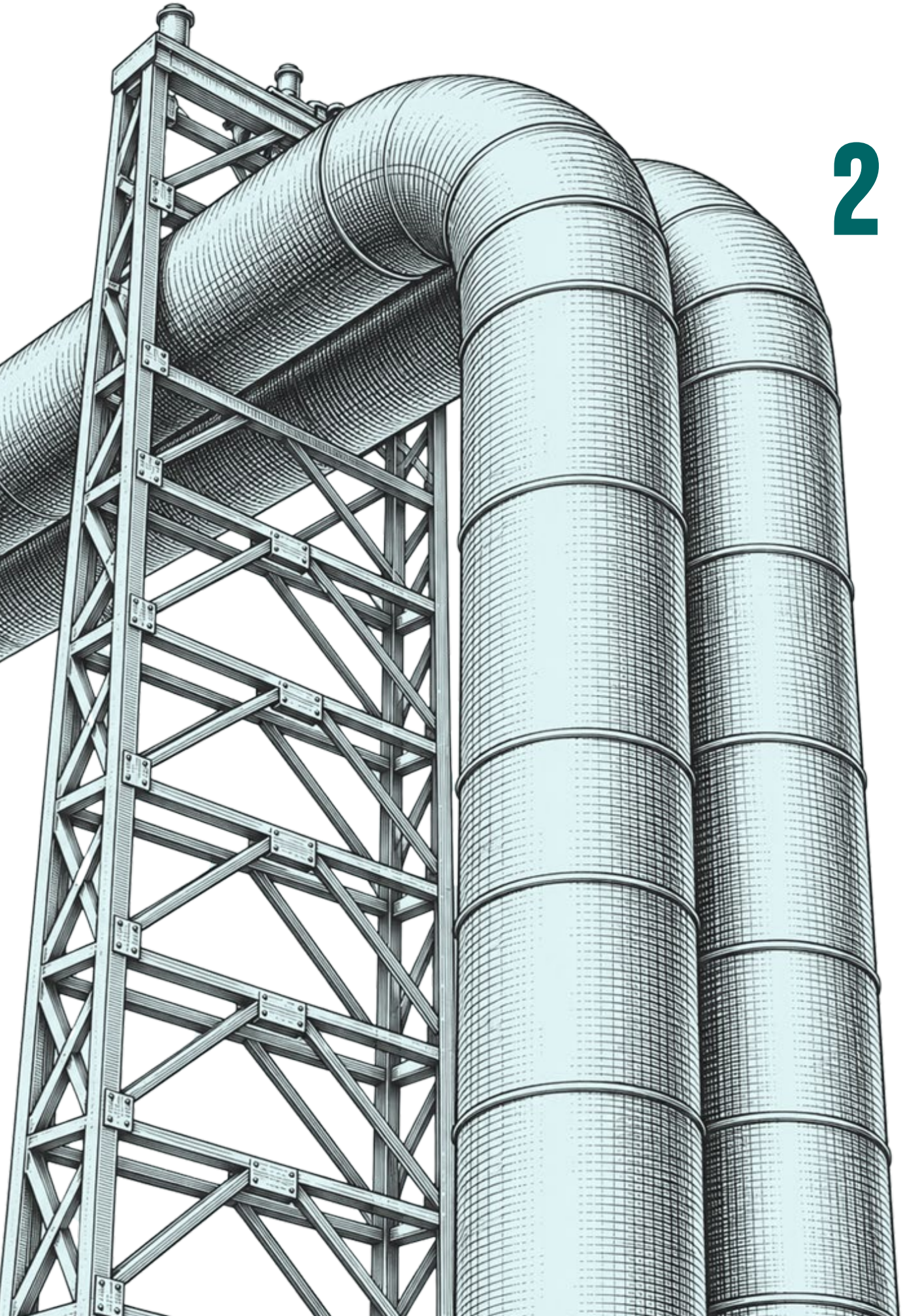
Su posición en la cadena de valor también amplía el alcance de sus decisiones. La incorporación de requisitos de medición, reporte o reducción de emisiones en contratos, asociaciones y procesos de compra puede favorecer la adopción de estas prácticas entre operadores, socios, proveedores y contratistas.

A este papel se suma una perspectiva de más largo plazo. Las empresas nacionales de petróleo y gas de la región deben reducir las emisiones de sus operaciones actuales y, de acuerdo con las prioridades de cada país, avanzar hacia modelos energéticos más diversificados y de menores emisiones. Documentar ambos procesos será cada vez más importante para seguir su evolución.

En varios países, estas empresas concentran además decisiones de inversión y operación sobre activos e infraestructuras con una vida útil prolongada. La incorporación de criterios de medición, control y gestión del metano en nuevas instalaciones, ampliaciones, mantenimientos y procesos de modernización puede influir, por tanto, en la evolución futura de las emisiones y en la capacidad de generar información comparable desde etapas tempranas de los proyectos.

La información que generan puede contribuir también a una mejor articulación entre la gestión empresarial y los sistemas nacionales de información. Inventarios, mediciones y resultados corporativos suficientemente documentados pueden aportar antecedentes para comprender fuentes relevantes del sector, acompañar procesos regulatorios y facilitar el diálogo entre empresas y autoridades, siempre considerando las diferencias de alcance y metodología entre la información corporativa y los inventarios nacionales.

El análisis regional reconoce esta diversidad. Su propósito no es presuponer una única forma de gestión para todas las empresas, sino establecer una base común para comprender cómo documentan sus compromisos, sus acciones y los resultados que comunican.



2

2

RESULTADOS REGIONALES

De las 14 empresas analizadas, 12 (86%) Presentan reportes en niveles avanzados o consolidados, mientras que 8 (57%) alcanzan esos niveles de planificación.

2.1 CATORCE EMPRESAS CONFORMAN LA BASE DEL ANÁLISIS

El estudio tomó como punto de partida una base regional elaborada por el OEMLAC, en la que se identificaron más de 70 compañías públicas y privadas del sector del petróleo y el gas en América Latina y el Caribe. A partir de esta referencia, se priorizaron las empresas nacionales y con participación estatal de los países miembros de OLACDE, debido a su papel estratégico en los sistemas energéticos de la región. A continuación, se presentan el alcance de la revisión y los criterios aplicados para seleccionar las empresas.

La revisión abarcó los 27 países miembros de OLACDE. En seis de ellos no se identificaron empresas nacionales o con participación estatal que respondieran al perfil definido. En los 21 países restantes se identificaron 22 empresas con condiciones iniciales para ser evaluadas; en Trinidad y Tobago se consideraron dos entidades por separado. De este grupo, 14 contaron con información oficial y verificable suficiente para aplicar los criterios de planificación, reporte y madurez documental. Las otras ocho no se incluyeron porque la información localizada hasta el 20 de agosto de 2026 no permitía evaluar estos componentes de manera consistente. Esta decisión responde exclusivamente a la evidencia disponible y no supone ausencia de gestión o de acciones relacionadas con el metano.

Como criterio general, se seleccionó una empresa nacional o con participación estatal por país. La unidad de análisis corresponde a la entidad cuyo ámbito operativo y documentación permitieron examinar por separado la planificación y el reporte. Cuando las fuentes pertenecen a una empresa integrada en un grupo corporativo, los resultados se limitan al perímetro cubierto por esa información y no se atribuyen automáticamente a la casa matriz, sus subsidiarias o el conjunto del grupo.

Bolivia presenta una situación particular. La búsqueda se inició en YPFB Casa Matriz y, durante la consulta institucional, la empresa informó que el proceso de gestión y documentación sobre metano había comenzado en YPFB Andina. Esta subsidiaria disponía de información propia suficiente para aplicar los criterios del estudio, mientras que no se identificó documentación equivalente en la matriz. Por esta razón, YPFB Andina se estableció como unidad de análisis y sus resultados no se atribuyen al conjunto del grupo YPFB.

En Trinidad y Tobago, la inclusión de dos empresas responde a una configuración diferente. HPCL y NGC son entidades estatales independientes, con estructuras

institucionales y perfiles operativos diferenciados: la primera concentra sus actividades en la cadena del petróleo y la segunda, en la del gas. En consecuencia, ambas fueron evaluadas como unidades separadas.

Estas configuraciones hacen que los perímetros institucionales y operativos no sean necesariamente equivalentes. La comparación se refiere a la madurez de la información disponible para cada unidad de análisis, y no al tamaño de las empresas, la extensión de sus activos o su desempeño ambiental u operativo. Del mismo modo, las categorías utilizadas describen la completitud y trazabilidad de la evidencia documental y no constituyen un ranking.

De las 14 empresas incluidas, 10 (71 %) son de propiedad totalmente estatal y 4 (29 %) cuentan con participación estatal mayoritaria. En cuanto a su perfil operativo, 11 (79 %) desarrollan actividades relacionadas tanto con petróleo como con gas, 2 (14 %) se concentran en petróleo y 1 (7 %) exclusivamente en gas. Su participación en la cadena de valor también varía: algunas operan en varios segmentos, mientras que otras se concentran en etapas específicas. La Tabla 1 presenta las empresas identificadas, sus segmentos de operación y su condición de inclusión en el estudio.

Para organizar esta diversidad, las actividades se clasificaron en *upstream, midstream* y *downstream*. *Upstream* comprende la exploración y la producción; *midstream*, el transporte, el procesamiento, el almacenamiento y la logística; y *downstream*, la refinación, la distribución y la comercialización. Esta clasificación cumple una función analítica y no necesariamente coincide con las estructuras organizacionales o las denominaciones empleadas por cada empresa. Cuando corresponde, también se consideran actividades desarrolladas por entidades operativas del mismo grupo directamente vinculadas con la cadena del petróleo y el gas.

El segmento de operación permite contextualizar la evidencia, pero no determina por sí mismo la presencia de una fuente de emisión o de una medida de mitigación. Las metas, acciones, fuentes y resultados se incorporaron únicamente cuando pudieron identificarse en la información consultada.

La evaluación se apoyó principalmente en documentos disponibles en repositorios y canales institucionales. En algunos casos, fue necesario solicitar información adicional o precisar el alcance y la función de determinadas fuentes.

En YPF, la consulta institucional permitió precisar qué contenidos correspondían a la planificación. Durante la revisión inicial, el Compromiso con la Acción por el Clima de 2021 fue identificado como el principal instrumento autónomo de planificación. Posteriormente, la empresa indicó que las secciones prospectivas del Reporte de Sustentabilidad 2025 también forman parte de su marco de planificación corporativa. Estas secciones reúnen ambiciones de descarbonización, metas para 2030 y 2050, hitos

intermedios, líneas de acción, mecanismos de seguimiento y estructuras responsables. Para preservar la distinción entre los componentes evaluados, únicamente los contenidos prospectivos o programáticos se consideraron en la planificación. Las acciones ejecutadas, los datos y los resultados correspondientes a 2025 se analizaron como parte del reporte.

En YPFB Andina y EP Petroecuador, la revisión se complementó con información institucional no confidencial remitida por las empresas. En YPFB Andina, estos antecedentes permitieron precisar aspectos de la planificación, aunque el documento correspondiente no fue revisado directamente. En EP Petroecuador, la información recibida amplió la evidencia sobre el Plan de Descarbonización y las actuaciones posteriores al último reporte corporativo público disponible. En PEMEX, las comunicaciones institucionales facilitaron el acceso a documentos públicos cuya consulta se encontraba limitada por restricciones geográficas. Estos aportes permitieron completar y contextualizar la evidencia sin alterar el carácter documental de la evaluación.

Respecto a ANCAP, la empresa permitió precisar su perfil operativo dado que actualmente no desarrolla producción de petróleo y gas. Su participación en el segmento upstream corresponde a actividades de exploración offshore. Su actividad se vincula principalmente con la refinación, el almacenamiento, la logística y la distribución, junto con la exploración mencionada.

National Gas Company (Belize) Limited, RECOPE, CUPET, Guyana Oil Company Limited (GUYOIL), PETRONIC, Petropar, Refidomsa y PDVSA no se incluyeron en el análisis principal porque la información identificada no permitió evaluar de manera consistente la planificación, el reporte o ambos componentes. Esta determinación se realizó a partir del conjunto de fuentes localizadas para cada empresa y debe distinguirse de la ausencia de evidencia en un criterio específico, que se valora con 0 en las empresas incluidas. Tampoco implica que estas entidades carezcan de compromisos, acciones, capacidades o instrumentos internos.

En el caso de PDVSA, la revisión coincidió además con la actualización del marco institucional y normativo del sector de hidrocarburos en Venezuela. En el contexto de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026 y su reglamentación, se prevé actualizar instrumentos relacionados con la gestión de emisiones, incluidas las de metano. Este proceso podría ampliar la información disponible para futuras ediciones del estudio.

Tabla 1. Países considerados y empresas incluidas en el análisis

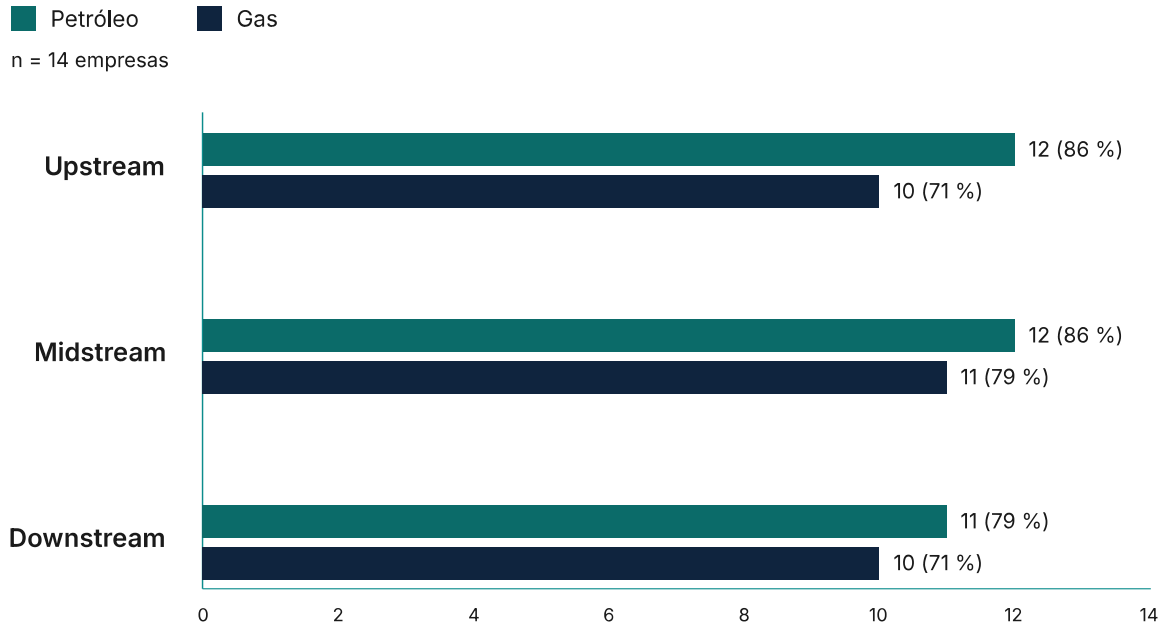
País miembro de OLACDE	Empresa nacional	Segmentos de petróleo	Segmentos de gas	Incluida en el informe
Argentina	**YPF**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
Barbados	**BNECL**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
Belice	**National Gas Company (Belize) Limited**	No aplica	Midstream	○
Bolivia	**YPFB Andina** (Subsidiaria de YPFB)	Upstream	Upstream y midstream	●
Brasil	**Petrobras**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
Chile	**ENAP**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
Colombia	**Ecopetrol**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
Costa Rica	**RECOPE**	Midstream y downstream	No aplica	○
Cuba	**CUPET**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	○
Ecuador	**EP Petroecuador**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
El Salvador	**No se identificó empresa nacional**	No aplica	No aplica	○
Granada	**No se identificó empresa nacional**	No aplica	No aplica	○
Guatemala	**No se identificó empresa nacional**	No aplica	No aplica	○

	Guyana	**The Guyana Oil Company Limited (GUYOIL)**	Midstream y downstream	No aplica	○
	Haití	**No se identificó empresa nacional**	No aplica	No aplica	○
	Honduras	**No se identificó empresa nacional**	No aplica	No aplica	○
	Jamaica	**Petrojam Limited**	Midstream y downstream	No aplica	●
	México	**PEMEX**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
	Nicaragua	**PETRONIC**	Midstream y downstream	No aplica	○
	Panamá	**No se identificó empresa nacional**	No aplica	No aplica	○
	Paraguay	**Petropar**	Downstream	Downstream	○
	Perú	**Petroperú**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	●
	República Dominicana	**Refidomsa**	Midstream y downstream	No aplica	○
	Surinam	**Staatsolie**	Upstream, midstream y downstream	Upstream	●
	Trinidad y Tobago	**HPCL / NGC**	**HPCL:** Upstream y midstream **NGC:** No aplica	**HPCL:** No aplica **NGC:** Midstream y downstream	●
	Uruguay	**ANCAP**	Upstream, midstream y downstream	Midstream y downstream	●
	Venezuela	**PDVSA**	Upstream, midstream y downstream	Upstream, midstream y downstream	○

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

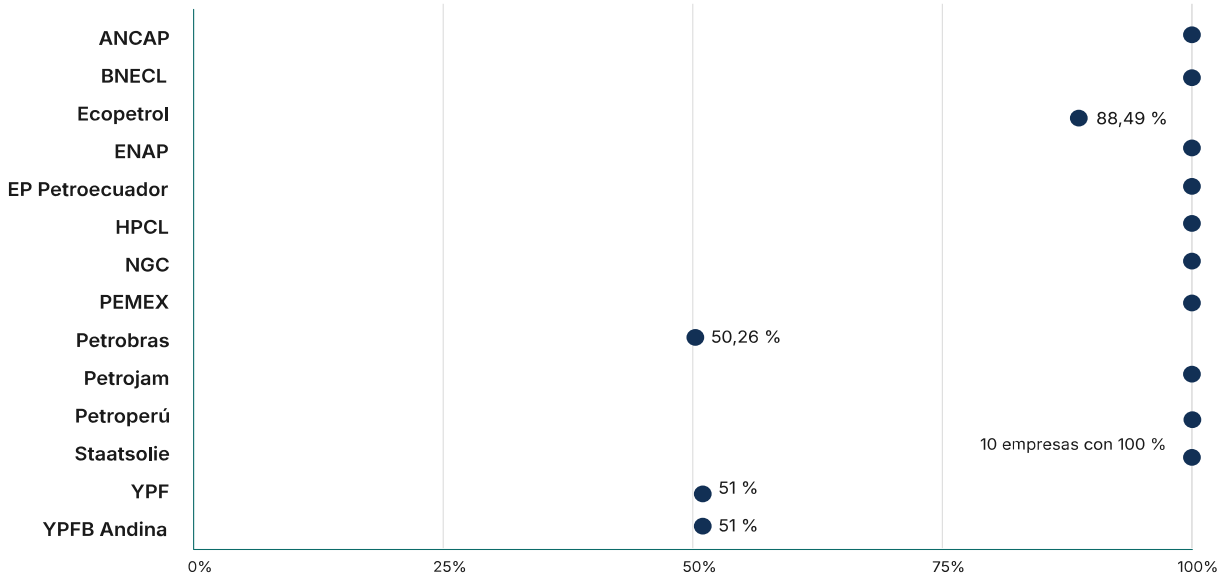
Nota. En ANCAP, upstream se refiere a actividades de exploración, sin producción actual de petróleo y gas.

Gráfico 1. Segmentos de operación de las empresas incluidas en el análisis



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

Gráfico 2. Participación estatal en las empresas incluidas en el análisis



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.
Nota. En Petrobras, el 50,26 % corresponde a la participación del Gobierno Federal en las acciones ordinarias con derecho a voto, no en el capital social total. Esta diferencia debe considerarse al comparar los porcentajes entre empresas.

2.2 QUÉ MUESTRA LA PLANIFICACIÓN SOBRE LA GESTIÓN DEL METANO

La planificación permite observar cómo las empresas incorporan el metano en sus compromisos climáticos y de sostenibilidad y hasta qué punto esos compromisos se traducen en metas, acciones previstas, responsables y mecanismos de seguimiento. La evidencia muestra distintos grados de incorporación del metano en la planificación, tanto entre empresas como entre los componentes evaluados.

Ocho de las 14 empresas se ubican en un nivel consolidado de planificación; 4, en intermedio; 1, en básico; y 1, en incipiente. La distribución refleja la claridad, especificidad y verificabilidad de los instrumentos revisados, no el desempeño ambiental ni la capacidad operativa de las empresas.

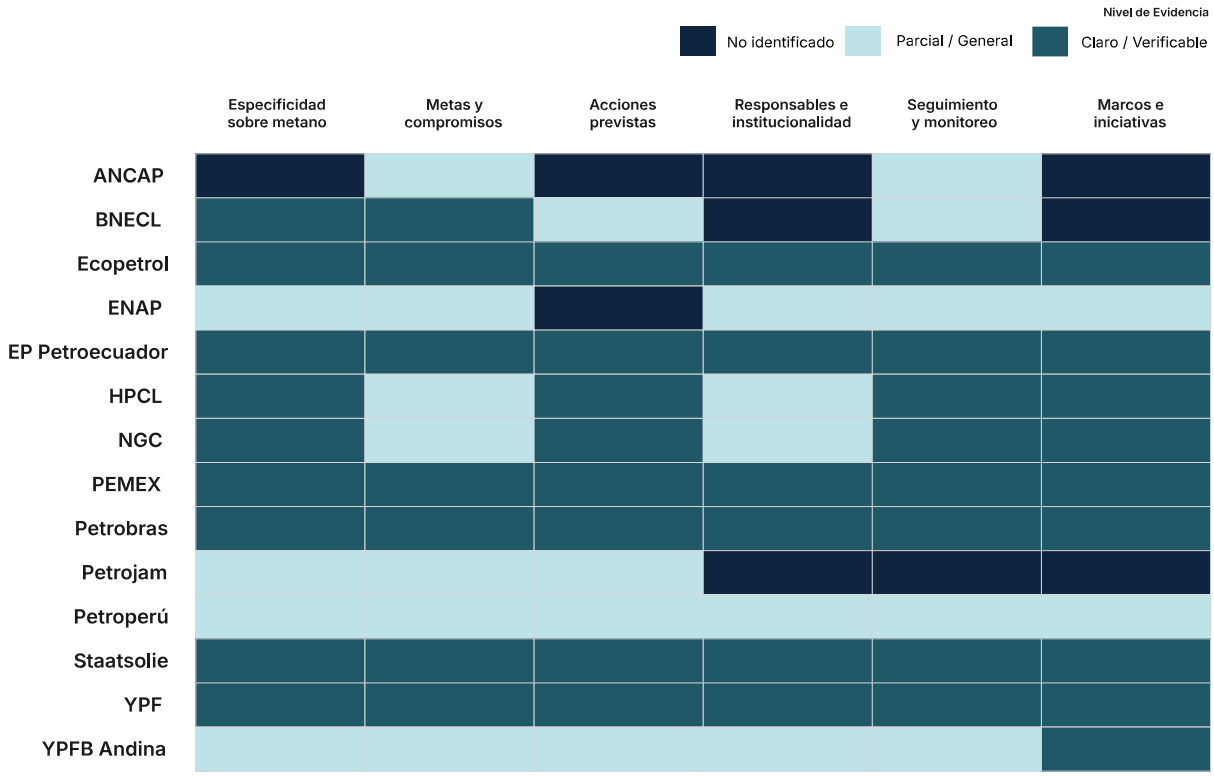
2.2.1 El metano aparece con distintos niveles de especificidad en la planificación

Nueve de las 14 empresas incorporan referencias explícitas al metano en su planificación: BNECL, Ecopetrol, EP Petroecuador, HPCL, NGC, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF. En ENAP, Petrojam y Petroperú, el tema se aborda en el marco de agendas más amplias de gestión de GEI, descarbonización, eficiencia o transición energética. En YPFB Andina, la evidencia disponible permite reconocer una evolución hacia referencias más específicas. Por su parte, el instrumento evaluado de ANCAP se concentra en otros componentes de la planificación climática y, dentro de ese alcance, no se identificó una mención aplicable al metano.

La forma de incorporar el metano también varía entre las empresas que lo mencionan explícitamente. Ecopetrol, EP Petroecuador, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF lo vinculan con metas, acciones o mecanismos de seguimiento identificables. En HPCL y NGC, la evidencia específica se concentra principalmente en las acciones y el seguimiento. BNECL, por su parte, sitúa el metano dentro de una agenda más amplia que comprende la neutralidad de carbono, la reducción de fugas y el desarrollo de biogás y biometano.

YPFB Andina presenta una configuración particular. La empresa remitió información institucional que permitió reconocer avances en cuantificación y seguimiento, así como una evolución metodológica hacia referencias más específicas al metano. Debido a que el instrumento de planificación correspondiente no fue revisado directamente, la valoración se circunscribe a la información recibida. Esta evidencia no permite documentar con el mismo grado de detalle una meta cuantificada de reducción de CH_4 ni medidas operativas de abatimiento.

Gráfico 3. Nivel de evidencia de los componentes de planificación por empresa



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

2.2.2 Las metas y las acciones previstas presentan distintos niveles de precisión

Las metas muestran una de las mayores variaciones dentro de la planificación. Siete empresas —BNECL, Ecopetrol, EP Petroecuador, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF— presentan metas o compromisos identificables. En las demás, el metano se integra en objetivos corporativos más amplios o se aborda con distintos grados de especificidad. Las metas de reducción de GEI, neutralidad de carbono o transición energética pueden orientar su gestión, aunque su alcance no necesariamente permite distinguir la contribución específica del CH_4.

Las metas identificadas también emplean métricas diferentes. Una reducción absoluta supone disminuir la cantidad total de metano emitida durante un periodo y puede expresarse, por ejemplo, en toneladas de metano (tCH_4). Una reducción de intensidad relaciona las emisiones con una unidad de actividad o producción. Por esta razón, una disminución de la intensidad puede coexistir con un aumento de las emisiones totales cuando crece el nivel de actividad. Estas diferencias metodológicas hacen que los porcentajes presentados a continuación no sean directamente comparables entre empresas.

Ecopetrol, EP Petroecuador, PEMEX, Petrobras y YPF establecen metas cuantificadas directamente vinculadas con el metano. YPF plantea reducir 30 % sus emisiones absolutas de CH_4 para 2030 respecto de 2021 y alcanzar ese mismo año la eliminación de la quema rutinaria en *upstream*. Petrobras fija para 2030 una intensidad de 0,20 toneladas de metano por cada mil toneladas de hidrocarburos producidos en *upstream*. Este objetivo se articula con sus ambiciones de alcanzar emisiones de metano cercanas a cero y eliminar la quema rutinaria.

Ecopetrol establece reducciones de las emisiones de metano de 45 % para 2025 y 55 % para 2030 respecto de 2019, aplicables a las operaciones directas del segmento de producción. Las metas se expresan como reducciones porcentuales frente a un año base y se complementan con medidas sobre emisiones fugitivas y venteos, así como con mecanismos de actualización y verificación del inventario.

EP Petroecuador plantea reducir 30 % sus emisiones de metano para 2028 respecto de 2023 y vincula esta meta con la disminución de la quema y el aprovechamiento del gas asociado. PEMEX propone reducir 30 % la intensidad de las emisiones de metano por línea de negocio para 2030 respecto de 2020, alcanzar un aprovechamiento de gas de

al menos 98 % y eliminar la quema rutinaria en exploración y producción para ese mismo año. La formulación general consultada no especifica el denominador utilizado en cada línea de negocio, por lo que esta meta de intensidad no puede compararse directamente con la definida por Petrobras.

BNECL y Staatsolie presentan enfoques de alcance más amplio. Staatsolie combina una meta corporativa de reducción de la intensidad de GEI con compromisos y acciones relacionados con la quema, el venteo, la recuperación de gas, la reinyección y el monitoreo de CH_4. BNECL establece como horizonte alcanzar la neutralidad de carbono para 2040 o antes y vincula su estrategia con la reducción de emisiones y el desarrollo de biogás y biometano. En este caso, el compromiso proporciona una orientación corporativa, aunque no establece una meta cuantificada exclusiva para el metano.

2.2.3 El seguimiento aparece con mayor claridad que la asignación de responsabilidades

Ocho de las 14 empresas —Ecopetrol, EP Petroecuador, HPCL, NGC, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF— presentan mecanismos de seguimiento identificables. La información revisada permite reconocer indicadores, líneas base, metodologías, inventarios, hitos, plazos u otros instrumentos orientados a observar el avance de las metas o la implementación de las acciones.

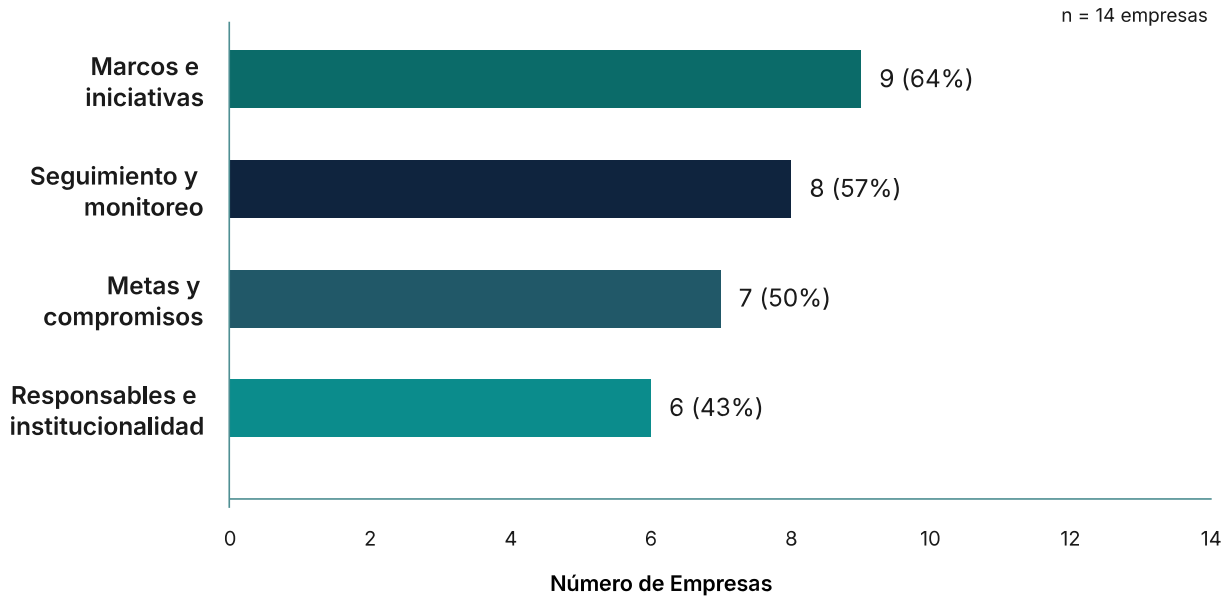
En ANCAP, BNECL, ENAP, Petroperú y YPFB Andina también se identificaron elementos de seguimiento, aunque su relación con una meta específica de metano es parcial o se inscribe en un marco de gestión más amplio. En el caso de Petrojam, el alcance del instrumento de planificación revisado no permitió reconocer un mecanismo aplicable al seguimiento específico del metano.

Ecopetrol reúne una de las estructuras más completas, con procedimientos para actualizar y verificar el inventario, indicadores de desempeño, revisión por la alta dirección y herramientas corporativas de seguimiento. EP Petroecuador, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF también vinculan metas o acciones con indicadores, hitos o instancias de control. En HPCL y NGC, el seguimiento se concentra en mecanismos específicos de gestión de emisiones, mientras que otros componentes se desarrollan dentro de marcos corporativos de alcance más general.

La asignación de responsabilidades presenta un nivel de detalle más diferenciado. Seis empresas —Ecopetrol, EP Petroecuador, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF— atribuyen

la ejecución, la coordinación o el seguimiento a instancias específicas dentro de su planificación. ENAP, HPCL, NGC, Petroperú y YPFB Andina identifican estructuras o áreas vinculadas con ambiente, sostenibilidad, HSE o transición energética, aunque la relación entre estas instancias y determinadas metas o acciones de metano se documenta de manera parcial. En los instrumentos evaluados de ANCAP, BNECL y Petrojam, la información disponible no permite atribuir este indicador a una instancia específica.

Gráfico 4. Metas, seguimiento, responsabilidades y marcos en la planificación



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.
Nota. Se cuentan empresas con evidencia clara y verificable (valor 2) en cada criterio, sobre un total de 14 empresas.

Este resultado debe interpretarse dentro del alcance documental del estudio. Una empresa puede contar con comités, gerencias o áreas ambientales formalmente establecidas sin que el instrumento de planificación indique qué instancia tiene a su cargo una meta o acción concreta de metano. Por ello, el análisis considera la atribución de responsabilidades que puede trazarse en las fuentes revisadas y no la estructura institucional general de la empresa.

Los marcos y las iniciativas externas tienen una presencia relativamente amplia. Nueve empresas —Ecopetrol, EP Petroecuador, HPCL, NGC, PEMEX, Petrobras, Staatsolie, YPF y YPFB Andina— muestran una vinculación identificable con referencias metodológicas, sectoriales o climáticas.

En ENAP y Petroperú, esta relación se presenta de manera parcial. En los instrumentos evaluados de ANCAP, BNECL y Petrojam, no fue posible establecer una vinculación específica con marcos aplicables a la gestión del metano.

Estos referentes se analizan posteriormente junto con la evidencia de reporte y las metodologías y prácticas documentadas. Su identificación permite reconocer el marco de referencia utilizado por cada empresa, pero el grado de aplicación requiere observar cómo se traduce en criterios de medición, acciones, indicadores y resultados.

2.2.4 Solidez de la planificación

La planificación muestra diferencias no solo en la cantidad de información disponible, sino en la forma en que sus componentes se articulan. En varios casos existen acciones, metodologías o mecanismos de seguimiento claramente definidos, aun cuando las metas o las responsabilidades no alcanzan el mismo nivel de precisión.

La evidencia también muestra que una referencia explícita al metano no garantiza por sí sola una planificación completa. Lo determinante es que los distintos elementos puedan reconocerse como parte de una misma estructura de gestión y seguimiento.

Entre los componentes evaluados, la asignación de responsabilidades presenta la menor cobertura, lo que refuerza la importancia de hacer visible no solo qué se prevé hacer, sino también quién conduce, coordina o supervisa su implementación.

La evidencia tampoco muestra una única forma de construir una planificación sólida. Algunas empresas parten de metas específicas; otras, de capacidades metodológicas, mecanismos de seguimiento o marcos ya incorporados. Lo relevante es hasta qué punto esos elementos logran articularse y mantenerse reconocibles dentro de una misma estructura de planificación.

La planificación permite conocer qué compromisos y medidas se prevén implementar y las fuentes a considerarse para la mitigación de emisiones de metano y otros GEI.

2.3 QUÉ MUESTRA EL REPORTE SOBRE LA GESTIÓN DEL METANO

El reporte concentra la evidencia más visible de implementación: datos, acciones ejecutadas, avances, resultados y estructuras responsables. En este componente la documentación está más desarrollada que en la planificación: 12 de las 14 empresas (86 %) se ubican en niveles avanzados o consolidados de reporte, frente a 8 de 14 (57 %) en planificación. La diferencia refleja una mayor disponibilidad de evidencia sobre implementación y resultados, aunque persisten brechas de actualidad, continuidad y detalle.

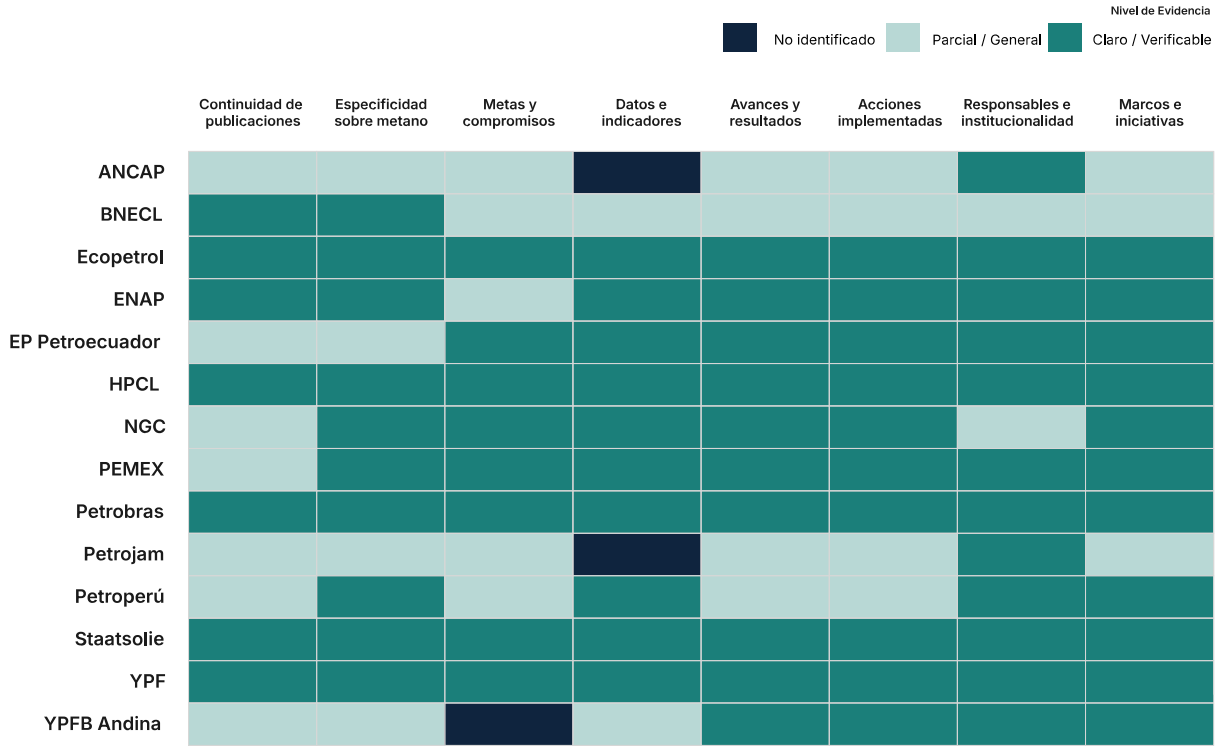
2.3.1 El reporte presenta mayor desarrollo documental

La principal fortaleza del reporte es la mayor precisión con la que pueden identificarse metano, acciones, datos y resultados. Diez empresas mencionan el metano de forma explícita y diferenciada; ANCAP, EP Petroecuador, Petrojam y YPFB Andina presentan referencias parciales o indirectas vinculadas con GEI, gas asociado, quema u otras fuentes relevantes.

Ocho empresas comunican metas o compromisos claramente definidos en el reporte: Ecopetrol, EP Petroecuador, HPCL, NGC, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF. En ANCAP, BNECL, ENAP, Petrojam y Petroperú las metas son generales o parciales, y en YPFB Andina no se identifica una meta cuantificada de reducción de metano en los documentos de reporte revisados. La diferencia vuelve a ser relevante: una meta corporativa de GEI o carbono puede aportar contexto, pero no permite por sí sola seguir el avance específico del metano.

Los datos, las acciones y los resultados presentan una cobertura amplia: diez empresas alcanzan la valoración más alta en datos o indicadores, diez en avances o resultados y diez en acciones implementadas. Los grupos no coinciden completamente, lo que confirma que la fortaleza del reporte puede concentrarse en componentes distintos según la empresa.

Gráfico 5. Nivel de evidencia de los componentes de reporte por empresa



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

2.3.2 La continuidad de los reportes sigue siendo desigual

La revisión actualizada en 2026 permitió incorporar información más reciente al mismo proceso de estudio. Nueve empresas cuentan con reportes correspondientes a 2025; PEMEX y Petroperú, a 2024; NGC, a 2023; Petrojam, a 2022; y el último reporte corporativo público de EP Petroecuador corresponde a 2020, complementado con información institucional posterior.

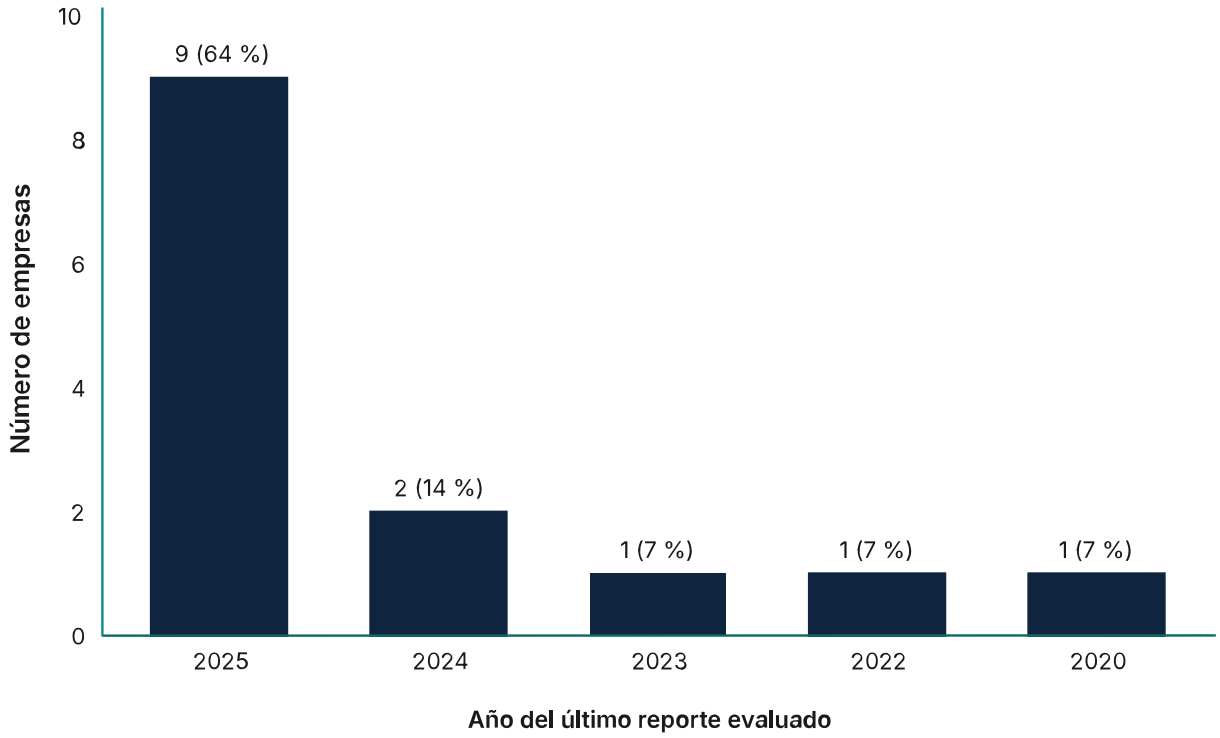
La fecha del último reporte no equivale, sin embargo, a continuidad documental. Siete empresas —BNECL, Ecopetrol, ENAP, HPCL, Petrobras, Staatsolie y YPF— presentan la mayor continuidad de publicaciones. En BNECL, parte de la serie debe reconstruirse a través de BNOCL y BNTCL durante la transición hacia la nueva empresa.

En las demás empresas, la continuidad está condicionada por razones diferentes: series públicas más cortas, antigüedad del último reporte, diferencias entre periodos evaluados

o restricciones de acceso. Estas condiciones no invalidan la evidencia disponible, pero limitan la posibilidad de seguir su evolución con la misma consistencia.

NGC, Petrojam y EP Petroecuador ilustran con claridad el efecto de la temporalidad. NGC mantiene como último reporte evaluado el de 2023; Petrojam, el de 2022; y EP Petroecuador, un reporte corporativo público de 2020 complementado con antecedentes institucionales posteriores. En los tres casos puede caracterizarse la gestión documentada, pero no seguirse con igual precisión su evolución reciente.

Gráfico 6. Año del último reporte evaluado



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

2.3.3 Los reportes permiten reconocer acciones, datos y resultados concretos

Los reportes difieren en el tipo de evidencia que desarrollan con mayor detalle. Algunos profundizan en medición y cuantificación, mientras otros permiten seguir con mayor precisión las medidas implementadas y los resultados comunicados. En los casos más completos, pueden reconocerse la fuente abordada, la medida ejecutada, la metodología utilizada y el avance alcanzado.

Esa evidencia no siempre forma una secuencia completa. Un reporte puede documentar con precisión un inventario, una campaña de medición o una acción implementada sin establecer con el mismo nivel de detalle su relación con una meta o con un resultado posterior. Esta diferencia es relevante para interpretar hasta dónde puede reconstruirse documentalmente la gestión.

También existen situaciones en las que la evidencia se concentra en componentes distintos. Algunos reportes aportan principalmente mejoras en cuantificación y cobertura del inventario; otros desarrollan acciones operativas o mecanismos de seguimiento; y otros permiten identificar resultados cuantificados. Estas configuraciones no son equivalentes, pero todas aportan elementos para comprender cómo se está documentando la implementación.

La interpretación de los resultados requiere además distinguir los cambios operativos de los cambios en la forma de medir. Una mayor cobertura, la incorporación de medición directa o una metodología más precisa pueden modificar las cifras reportadas sin representar necesariamente una variación equivalente en las emisiones reales. Del mismo modo, las reducciones estimadas para proyectos en desarrollo deben distinguirse de los resultados ya alcanzados durante el periodo reportado.

Tabla 2. Diferentes formas de evidencia identificadas en los reportes

Empresa	Evidencia destacada en el reporte	Qué permite observar
BNECL	Referencias a reducción de fugas y proyectos vinculados con biogás y biometano.	La gestión se presenta dentro de una agenda más amplia de GEI, sin diferenciar todavía resultados específicos de metano.
EP Petroecuador	Aprovechamiento de gas asociado, sustitución de diésel y reducción de quema en el reporte 2020.	Muestra acciones implementadas, aunque la información específica más reciente sobre metano se encuentra en instrumentos posteriores.
NGC	Medición directa por activos, LDAR, inspecciones y verificación de reparaciones.	Permite seguir fuentes, acciones correctivas y resultados mediante información específica por activos.
PEMEX	Detección y medición, LDAR, recuperación de vapores, aprovechamiento y reinyección de gas.	Permite vincular distintas medidas operativas con información cuantificada sobre metano.
Petroperú	Inventario de GEI con cuantificación de CH_4 por tipo de fuente y seguimiento del Plan ESG.	Aporta desagregación de CH_4 por fuente, aunque los resultados de mitigación permanecen principalmente agregados a la gestión de GEI.
YPFB Andina	Sistema de cálculo de emisiones, ampliación del inventario y mejora metodológica.	Permite seguir el fortalecimiento de la cuantificación y explicar cambios derivados de una mayor precisión metodológica.

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

2.3.4 Las estructuras responsables están más claramente identificadas en el reporte

En 12 de las 14 empresas, los reportes identifican con claridad áreas, comités o niveles directivos vinculados con la gestión ambiental, climática o de emisiones. Esta es una de las fortalezas más extendidas del reporte. No obstante, identificar una estructura responsable no significa que cada acción o resultado de metano pueda atribuirse a una unidad específica.

Ecopetrol, HPCL, PEMEX, Petrobras y YPF combinan instancias directivas o comités con áreas técnicas, ambientales u operativas. ANCAP, ENAP, EP Petroecuador, Petrojam, Petroperú y Staatsolie también presentan estructuras institucionales identificables para coordinar, supervisar o dar seguimiento a materias ambientales, climáticas o de sostenibilidad. En YPFB Andina, la Memoria 2024–2025 identifica a la Gerencia de Calidad, Salud, Seguridad, Ambiente y RSE y sus jefaturas, dentro de una estructura corporativa más amplia y con mecanismos de coordinación con YPFB Corporación.

BNECL y NGC son los dos casos donde la atribución es menos precisa. En ambos es posible reconocer estructuras vinculadas con la gestión, pero la documentación permite identificar con menor claridad qué instancia asume la responsabilidad específica sobre metas, acciones o seguimiento de metano. Esta diferencia explica que la institucionalidad general pueda ser visible sin alcanzar la valoración más alta en el indicador de responsabilidad.

Tabla 3. Continuidad de las publicaciones y estructuras responsables

Aspecto	Lectura regional
Continuidad reciente o reconocible de las publicaciones	7 de 14 empresas (50 %)
Estructuras responsables claramente identificables	12 de 14 empresas (86 %)

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

2.3.5 Solidez del reporte

La evidencia de reporte muestra una característica común: las 14 empresas documentan algún nivel de implementación y de avance o resultado, aunque con diferencias importantes en especificidad y trazabilidad. En diez casos, ambos componentes se presentan de forma clara y verificable; en los cuatro restantes, la evidencia es más general o parcial.

También se observa una correspondencia entre ambos componentes: en todas las empresas, el nivel de evidencia de las acciones implementadas coincide con el de los avances o resultados comunicados. Esta relación no significa que cada resultado pueda atribuirse directamente a una acción específica, pero sí muestra que la documentación de ambos componentes tiende a desarrollarse de manera paralela.

La diferencia más relevante aparece en la capacidad de contextualizar esa evidencia. Un resultado adquiere mayor utilidad cuando permite reconocer su alcance, el periodo de referencia, la metodología utilizada y su relación con las medidas comunicadas. Cuando esos elementos permanecen identificables entre publicaciones, el reporte ofrece una base más sólida para seguir la evolución de la gestión.

En las 14 empresas, las acciones implementadas y los avances o resultados presentan el mismo nivel de evidencia documental; la diferencia está en cuánto puede seguirse la relación entre ambos.

2.4 MARCOS, METODOLOGÍAS Y PRÁCTICAS DOCUMENTADAS

La revisión de la planificación y el reporte permite distinguir tres formas de evidencia: los marcos y metodologías que orientan la cuantificación y la divulgación; las tecnologías y prácticas utilizadas para medir, detectar y dar seguimiento a las emisiones; y las medidas dirigidas a su reducción. En los resultados, la vinculación de marcos e iniciativas aparece con mayor claridad en el reporte que en la planificación: 11 de las 14 empresas presentan una relación clara y verificable en reporte, frente a 9 en planificación. Esta distinción permite interpretar cada elemento según su función y evita equiparar una referencia metodológica, una práctica de medición y una acción de mitigación.

2.4.1 Los marcos externos están presentes, pero no siempre puede verse cómo se aplican

Las configuraciones son diversas. YPF vincula GHG Protocol con su inventario de emisiones y OGDC con sus ambiciones de descarbonización, mientras GRI, GRI 11, SASB y TCFD forman parte de su divulgación. Petrobras combina OGMP 2.0, Zero Routine Flaring, OGDC, OGCI y otros referentes sectoriales y climáticos con su meta de intensidad de metano, el seguimiento de emisiones y la reducción de quema. La empresa ha recibido además el reconocimiento Gold Standard Pathway de OGMP 2.0 por tercer año consecutivo, reforzando la continuidad de su reporte específico de metano.

Ecopetrol relaciona OGMP 2.0, Global Methane Initiative, CCAC, Aiming for Zero Methane Emissions, OGDC y Zero Routine Flaring con metas de metano y quema, actualización de inventarios, medición directa, LDAR y seguimiento de resultados. La continuidad de este proceso se refleja también en los reconocimientos obtenidos dentro de OGMP 2.0 —Gold Standard Pathway en 2023 y Gold Standard Reporting en 2024 y 2025— y en su inclusión entre los Top Performers señalados por la AIE.

En OGMP 2.0, Gold Standard Pathway identifica una trayectoria para alcanzar el estándar; Gold Standard Reporting reconoce el nivel de calidad del reporte alcanzado. Son estados del programa del PNUMA y no una certificación de reducciones de emisiones.

ENAP combina OGMP, GRI, GRI 11, SASB, las normas NCG 461 y 519, ISO 14064 e IPCC; estas referencias aparecen vinculadas con medición y control de fuentes, estimación de emisiones y divulgación corporativa. Petroperú estructura su información con GRI y GRI 11 y sustenta su inventario mediante GHG Protocol, ISO 14064-1, IPCC y referencias nacionales como RAGEI e Infocarbono. ANCAP vincula GHG Protocol y otras referencias de gestión ambiental y certificación con sus cálculos de GEI y el seguimiento de emisiones.

En otros casos, los referentes acompañan procesos de fortalecimiento metodológico o instrumentos de planificación más recientes. YPFB Andina combina IOGP, GHG Protocol y OGMP 2.0 dentro de una evolución orientada a mejorar la cuantificación y trazabilidad de las emisiones de metano. EP Petroecuador articula OGMP 2.0, Zero Routine Flaring, Programa Ecuador Carbono Cero, ISO 14064 y GHG Protocol con metas de reducción, campañas de medición, detección de fuentes y seguimiento de activos relevantes por su contribución a las emisiones.

NGC vincula OGMP 2.0, GHG Protocol, API e IPCC con inventarios por activos, medición directa, LDAR, metas y seguimiento. HPCL combina GHG Protocol, ISO 14064-1, API y otros referentes climáticos con su marco de transición energética, y posteriormente incorpora OGMP 2.0 en el seguimiento y reporte específico de metano.

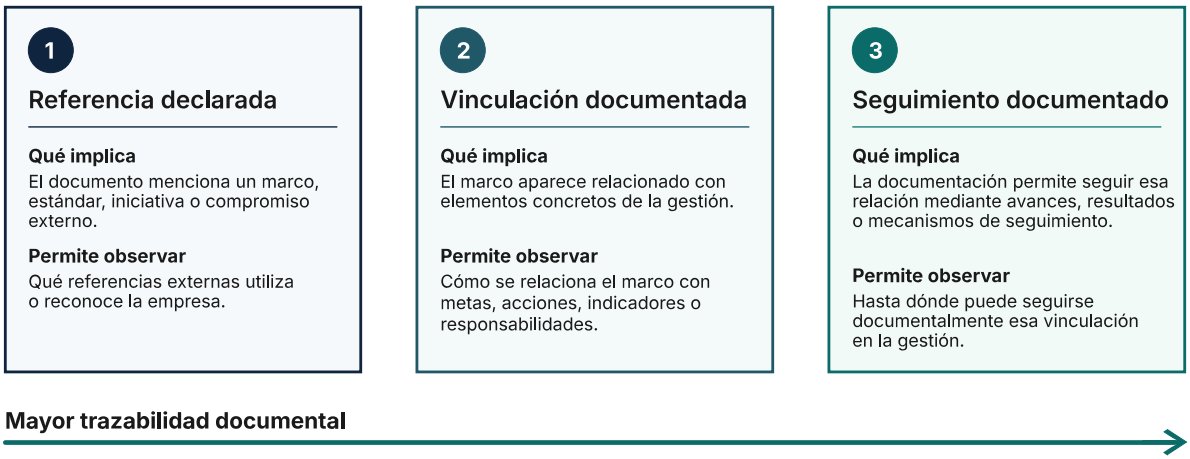
PEMEX integra la NDC de México, GRI, TCFD, CDP, la guía Ipieca/API/IOGP, ISO 14001 y 50001 y los lineamientos de ASEA dentro de una documentación que conecta metas de metano, LDAR, aprovechamiento de gas y seguimiento.

Staatsolie relaciona Zero Routine Flaring by 2030, Ipieca, ISO 14001, TCFD, su Brighter Impact Model y referencias nacionales con su hoja de ruta de descarbonización y la gestión de venteo y quema. BNECL vincula sus objetivos de sostenibilidad con la Barbados National Energy Policy, el Acuerdo de París y los ODS, mientras Petrojam se apoya en la Jamaica National Energy Policy para situar su estrategia de sostenibilidad y operación.

Los casos muestran que no existe una combinación única de marcos asociada a una mayor madurez documental. Lo relevante es que pueda reconocerse qué referencias utiliza cada empresa y cómo se conectan con la gestión que documenta.

La presencia de un marco o estándar no demuestra por sí sola su aplicación: su valor documental aumenta cuando puede vincularse con metodologías, metas, procedimientos, acciones o resultados concretos.

Figura 1. Niveles de incorporación de marcos, estándares e iniciativas



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

Tabla 4. Principales marcos, estándares e iniciativas identificados

Tipo de referencia	Marcos e iniciativas identificados	Aporte principal
Gestión y reporte de metano	OGMP 2.0	Orienta medición, mejora de inventarios y reporte específico de metano.
Cuantificación de emisiones	GHG Protocol; normas ISO 14064; directrices del IPCC; compendio de metodologías de emisiones de GEI de API	Proporcionan criterios y métodos para calcular, organizar y documentar emisiones.
Divulgación de sostenibilidad y clima	GRI, GRI 11, SASB, TCFD, CDP	Ordenan la presentación de información ambiental, climática, sectorial y de riesgos.
Referencias del sector	Ipieca, IOGP	Reúnen metodologías, orientaciones y prácticas para empresas de petróleo y gas.
Iniciativas y compromisos empresariales	OGCI, OGDC, Zero Routine Flaring by 2030	Promueven compromisos de reducción, descarbonización o eliminación de quema rutinaria.
Compromisos y políticas generales	Acuerdo de París, ODS, Pacto Mundial y políticas nacionales	Sitúan la actuación empresarial dentro de objetivos climáticos, energéticos y de desarrollo más amplios.

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

2.4.2 Qué prácticas de cuantificación y medición aparecen documentadas

La cuantificación es la práctica más extendida. Los inventarios de GEI organizan las emisiones por fuente, alcance o instalación, pero difieren en especificidad: algunas empresas dependen principalmente de factores de emisión y métodos de cálculo, mientras otras incorporan medición directa a nivel de fuente, activo o instalación. Por ello, una mejora metodológica puede modificar una serie reportada sin que haya cambiado necesariamente la operación.

Ecopetrol, HPCL, NGC, PEMEX, Petrobras, Petroperú y YPF presentan evidencia clara de cuantificación específica de CH_4 en los reportes revisados. YPFB Andina documenta la consolidación de su sistema de emisiones de GEI y una evolución metodológica hacia una mayor especificidad en su tratamiento. En ANCAP y BNECL, la cuantificación permanece más agregada a GEI y no permite seguir metano con el mismo nivel de detalle.

La medición directa aparece con mayor claridad en Ecopetrol, EP Petroecuador, HPCL, NGC, PEMEX y Petrobras. Ecopetrol combina mediciones bottom-up, realizadas por fuente, con mediciones top-down, que observan emisiones agregadas a escala de instalación o territorio y permiten contrastar las estimaciones por fuente. Su documentación también identifica un inventario que incorpora mediciones directas para activos operados y no operados y un proceso de avance hacia niveles superiores de reporte bajo OGMP 2.0. EP Petroecuador documenta tecnologías como OGI, Q-OGI, TDLAS y Hi-Flow dentro de su planificación reciente; PEMEX incorpora medición directa y remota; HPCL utiliza medición específica de fugitivas y venteos; y NGC reporta medición directa por activos. YPF incorpora cámaras y sensores dentro de sus campañas de detección, aunque la documentación no permite equiparar toda la cuantificación de su inventario con medición directa.

HPCL comunica una reducción de metano equivalente al 16,3 % de las emisiones del año base FY 2021–2022. Este porcentaje se reproduce al sumar la reducción reportada de GP1 y la reducción esperada de GS-37; por tanto, combina resultados reportados y previstos, y no equivale a una reducción interanual del inventario. La empresa también amplió la cobertura de medición directa de fuentes venteadas y fugitivas de 80 % a 95 %. Staatsolie atribuye el incremento de emisiones upstream a una cuantificación más completa mediante nuevas tecnologías. Véase el Anexo 5.

2.4.3 Qué prácticas de detección y seguimiento aparecen documentadas

La detección y el seguimiento permiten pasar de una estimación general a la localización de fuentes concretas. El estudio diferencia LDAR, detección de fugas, medición, inspecciones y verificación de reparaciones, ya que estas prácticas cumplen funciones distintas.

YPF documenta campañas LDAR con cámaras ópticas y sensores ultrasónicos, además de pruebas piloto con drones. Ecopetrol combina LDAR con cámaras infrarrojas, espectroscopía láser, sensores portátiles, monitoreo satelital y campañas aéreas. Petrobras documenta el fortalecimiento del monitoreo y la cuantificación directa bajo OGMP 2.0, como parte del seguimiento de sus emisiones y de la mejora de la calidad de los datos reportados. PEMEX incorpora LDAR, sobrevuelos y monitoreo satelital. NGC combina inventarios por activo y medición directa con LDAR, inspecciones, verificación de reparaciones y monitoreo proactivo, integrados a mecanismos de seguimiento bajo OGMP 2.0. HPCL utiliza OGI, drones y medición de eficiencia de antorchas.

EP Petroecuador incorpora en su planificación una combinación amplia de tecnologías de detección y cuantificación, entre ellas OGI, Q-OGI, TDLAS, Hi-Flow y sensores aerotransportados, además de una futura implementación de LDAR. Staatsolie documenta monitoreo permanente en proyectos específicos, aunque parte de esa evidencia corresponde todavía a instalaciones en desarrollo. ENAP presenta monitoreo y control de fuentes bajo OGMP, mientras en Petroperú, Petrojam y ANCAP no se identifican programas específicos de detección y seguimiento con el mismo nivel de detalle.

2.4.4 Qué medidas de mitigación aparecen documentadas

Las medidas documentadas se concentran en cuatro ámbitos: reducción de emisiones fugitivas; reducción de venteo y quema; recuperación y aprovechamiento de gas; y modificaciones de equipos o instalaciones, incluida la electrificación. Su pertinencia depende del segmento, de las fuentes presentes y de las características de cada activo.

La constatación de una práctica en una empresa no implica que se aplique en toda su cadena de valor. El estudio solo atribuye una medida a upstream, midstream o downstream cuando las fuentes permiten localizarla en un activo, instalación o segmento; en caso contrario, la mantiene a nivel empresarial.

Los casos revisados muestran configuraciones diferentes. Ecopetrol, PEMEX, Petrobras y YPF combinan medidas sobre emisiones fugitivas, venteo o quema con recuperación de gas y cambios de equipos. Petrobras incorpora unidades de recuperación de gas de antorcha y el criterio de cero quemas rutinarias en nuevos proyectos. En PEMEX, la documentación identifica además recuperación de vapores, aprovechamiento y reinyección de gas, mejoras en compresión, sustitución de equipos y electrificación.

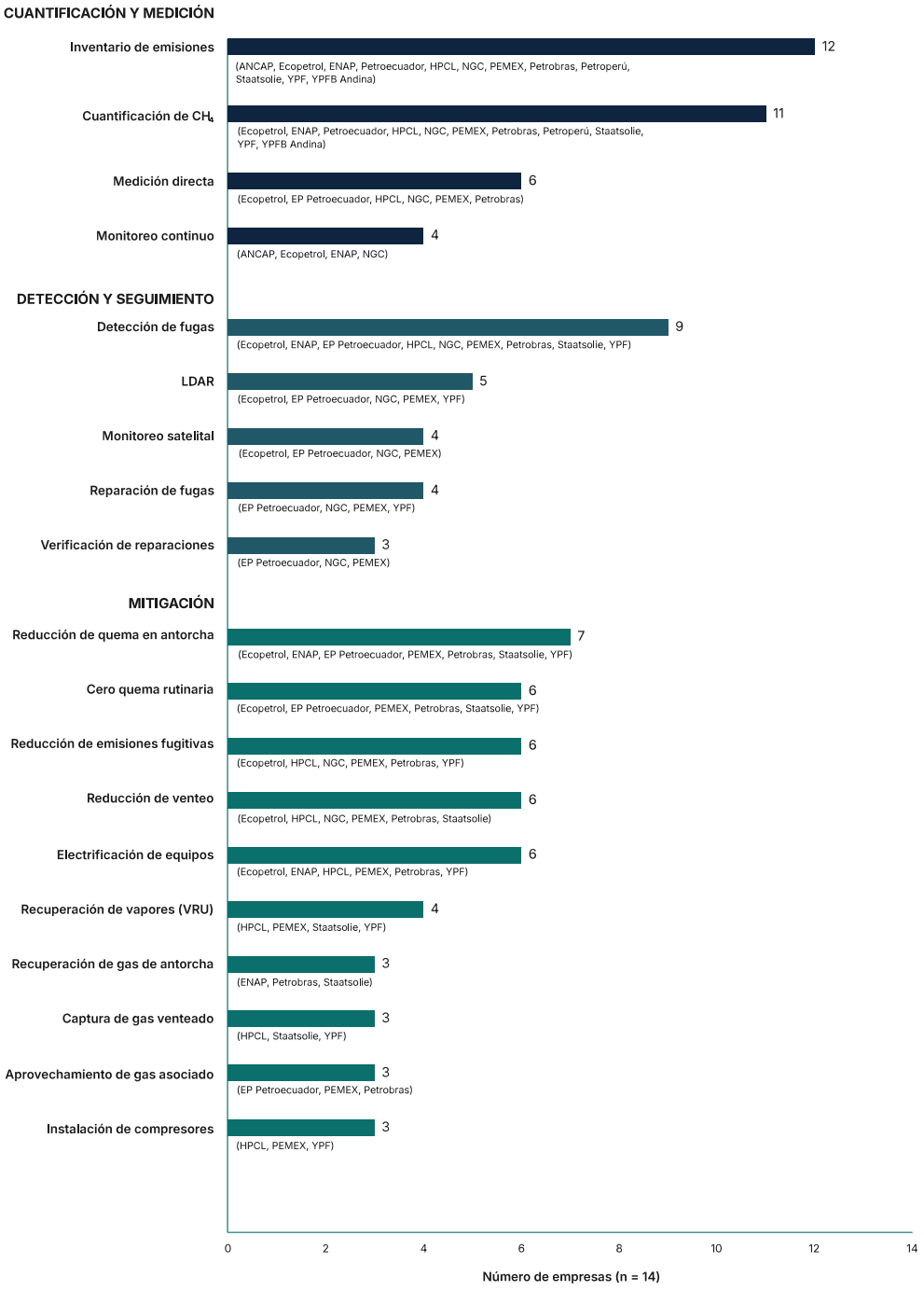
EP Petroecuador concentra buena parte de su evidencia en reducción de quema y aprovechamiento de gas asociado. Staatsolie combina recuperación de vapores y gas con medidas sobre venteo y quema, compresión y reutilización del gas recuperado; su documentación permite además distinguir estas medidas operativas de las soluciones previstas para proyectos en desarrollo. HPCL, por su parte, documenta medidas sobre venteos y fugitivas, recuperación de gas y modificaciones de equipos asociadas a activos específicos.

También existen empresas cuya evidencia se concentra en componentes distintos de la mitigación. YPFB Andina presenta fortalezas en cuantificación, metodología y seguimiento, pero no medidas operativas específicas de abatimiento documentadas con la misma claridad. ANCAP, Petrojam y Petroperú reportan acciones ambientales u operativas relevantes, aunque las fuentes revisadas no alcanzan para vincularlas directamente con la mitigación específica de metano.

Para interpretar cada medida se conserva su estado: implementada, en curso, prevista o en evaluación. Esta distinción permite separar la evidencia de operación de las soluciones incorporadas al diseño de proyectos futuros.

El Gráfico 7 resume el número de empresas en las que se documentó cada práctica, incluidas medidas implementadas, previstas o en evaluación. El conteo se realiza a nivel empresarial y no representa cobertura de activos ni cantidad de empresas que ya ejecutan todas las medidas.

Gráfico 7. Prácticas documentadas de cuantificación, medición, detección y mitigación



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

Nota. El conteo reúne prácticas documentadas implementadas, previstas o en evaluación. El Anexo 8 distingue esos estados por empresa y presenta los segmentos generales de operación; no atribuye cada práctica a todos esos segmentos.

2.5 QUÉ MUESTRA LA MADUREZ DOCUMENTAL

La madurez documental integra la evidencia de planificación y reporte para responder una pregunta distinta: qué tan completa, clara y verificable resulta la información cuando ambos componentes se consideran en conjunto. No evalúa la calidad técnica de la gestión ni presupone que planificación y reporte tengan el mismo grado de desarrollo.

2.5.1 Nueve empresas se ubican en nivel consolidado y cinco en avanzado

Al cierre del proceso de actualización 2026, nueve de las 14 empresas se ubican en un nivel consolidado de madurez documental y cinco en avanzado. La concentración en los dos niveles superiores muestra que, al integrar la evidencia disponible, todas las empresas cuentan con una base documental relevante, aunque difieran en composición, temporalidad y continuidad.

Tabla 5. Distribución de las empresas según su nivel de madurez documental

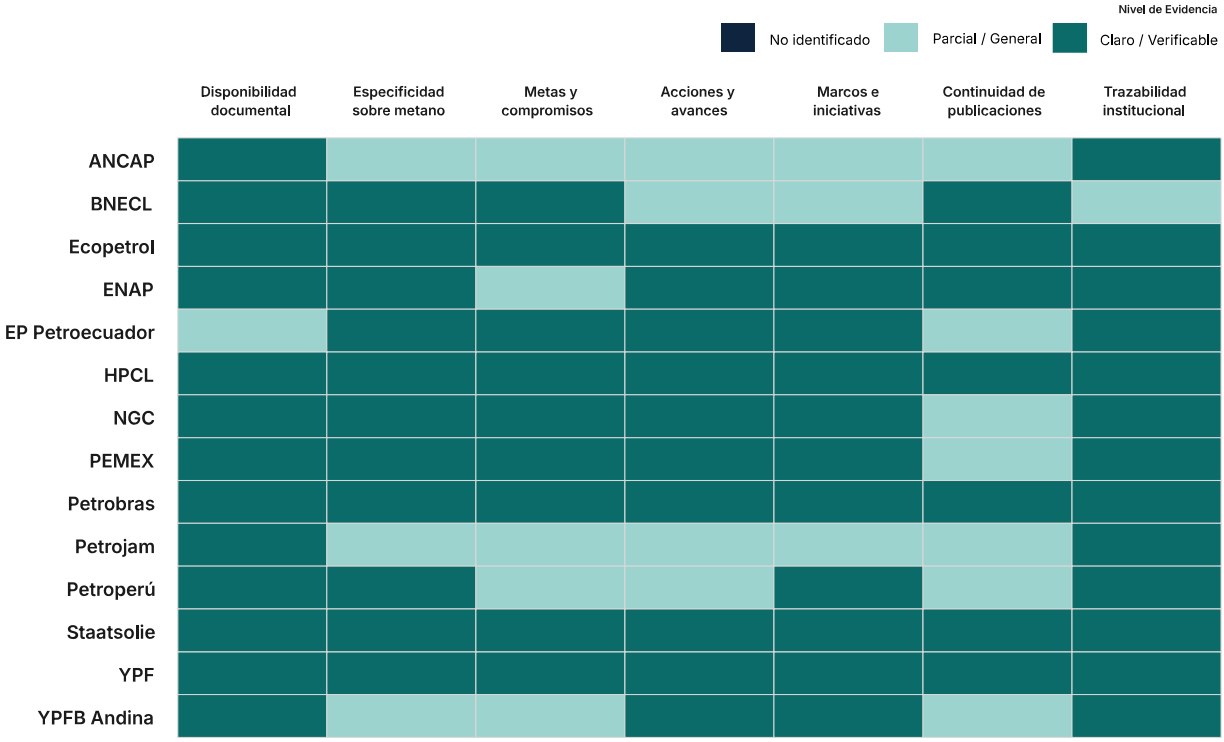
Nivel de madurez	Número de empresas	Participación
Consolidado	9	64 %
Avanzado	5	36 %
Intermedio	0	0 %
Básico	0	0 %
Incipiente	0	0 %
Total	14	100 %

Fuente: Elaboración propia a partir de la matriz final de madurez documental.

Ecopetrol, ENAP, EP Petroecuador, HPCL, NGC, PEMEX, Petrobras, Staatsolie y YPF alcanzan un nivel consolidado.

ANCAP, BNECL, Petrojam, Petroperú y YPFB Andina se ubican en avanzado. Las diferencias dentro de cada nivel se explican por la forma en que la evidencia se distribuye entre planificación y reporte y, en algunos casos, por la temporalidad o la naturaleza de las fuentes.

Gráfico 8. Madurez documental por empresa



Fuente: Elaboración propia a partir de la matriz final de madurez documental.

El gráfico evidencia que resultados similares de madurez pueden apoyarse en composiciones distintas. Ecopetrol, Petrobras y YPF alcanzan 10 en planificación, reporte y madurez documental. En YPF, esta lectura incorpora las secciones prospectivas del Reporte de Sustentabilidad 2025 como evidencia de planificación y mantiene separadas las utilizadas para valorar implementación y resultados. ENAP, en cambio, presenta una planificación de 4,2, un reporte de 9,4 y una madurez de 9,3: su evidencia se concentra principalmente en el reporte.

El resultado tampoco reproduce necesariamente el puntaje más alto de los componentes. EP Petroecuador alcanza 10 en planificación y 8,8 en reporte, pero 8,6 en

madurez porque esta lectura incorpora dimensiones propias de disponibilidad y frecuencia afectadas por el desfase temporal entre los instrumentos recientes y el último reporte corporativo público. ANCAP y Petrojam alcanzan una madurez avanzada al reunir evidencia distribuida entre ambos componentes.

2.5.2 La madurez no equivale al promedio entre planificación y reporte

La madurez no se calcula como promedio ni como selección automática del mayor puntaje entre planificación y reporte. Se reconstruye por siete dimensiones: disponibilidad documental, especificidad sobre metano, metas o compromisos, acciones y avances, marcos e iniciativas, frecuencia de reporte y trazabilidad institucional. Para cada dimensión se integra la evidencia disponible en ambos componentes y se aplican, cuando corresponde, criterios propios de disponibilidad y continuidad.

Este procedimiento reconoce evidencia distribuida entre documentos distintos sin borrar su origen. Una meta puede estar mejor definida en el reporte; una estructura responsable, en ambos componentes; y una metodología, en documentación posterior. Reunir esas evidencias no las convierte automáticamente en una secuencia trazable.

Por ello, una madurez consolidada no implica que planificación y reporte sean ambos consolidados ni que cada meta pueda vincularse con una acción, un responsable y un resultado. La madurez expresa cobertura y claridad; la relación documental explica cómo se distribuye y conecta esa evidencia.

2.5.3 Un mismo nivel de madurez puede sostenerse en configuraciones documentales diferentes

Ecopetrol, Petrobras y YPF combinan planificación y reporte consolidados y evidencian una relación documental desarrollada entre ambos componentes. En YPF, parte de esa relación se encuentra dentro del mismo Reporte de Sustentabilidad 2025, que contiene tanto información prospectiva como resultados del período. ENAP, en cambio, alcanza una madurez consolidada con una planificación más general y un reporte considerablemente más desarrollado.

La relación puede invertirse. EP Petroecuador y PEMEX presentan una planificación especialmente completa, mientras el reporte ofrece menor cobertura en algunas dimensiones. En EP Petroecuador la diferencia responde principalmente al desfase entre la planificación reciente y el reporte corporativo público de 2020; en PEMEX, al corte del análisis no se identificó un reporte de sostenibilidad 2025.

Petrojam y YPFB Andina ilustran una tercera situación: la temporalidad o naturaleza de las fuentes limita una comparación secuencial directa. En YPFB Andina se revisó el reporte, mientras que la información sobre planificación fue comunicada por la empresa en 2026 sin revisión directa del documento correspondiente. En Petrojam, la planificación evaluada es posterior al último reporte disponible.

2.5.4 Cuatro formas de relación entre planificación y reporte ayudan a interpretar la madurez

Para hacer visibles estas diferencias, el estudio describe cuatro formas de relación entre planificación y reporte. Son lecturas complementarias que pueden coexistir en una empresa; no constituyen grupos mutuamente excluyentes, niveles adicionales de madurez ni categorías de desempeño. La figura destaca la configuración utilizada para presentar cada caso, sin excluir otras condiciones documentales.

En 4 empresas —ANCAP, BNECL, ENAP y Petroperú— el reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de forma más general. El reporte aporta mayor detalle sobre metano, medición, acciones, institucionalidad o resultados, aunque la magnitud de esa diferencia varía entre empresas.

En 6 empresas —Ecopetrol, HPCL, NGC, Petrobras, Staatsolie y YPF— la planificación y el reporte articulan compromisos, acciones y resultados con mayor claridad. Ambos componentes aportan evidencia sustantiva y dan cuenta de una relación documental suficientemente desarrollada, aunque no necesariamente exista correspondencia individual entre cada compromiso y cada resultado.

EP Petroecuador y PEMEX presentan actualmente una cobertura más completa en planificación. En ambos casos la planificación define con especial claridad metas, acciones, responsables o mecanismos de seguimiento, mientras el reporte no alcanza la misma cobertura por razones asociadas con la temporalidad o la disponibilidad reciente de publicaciones.

Petrojam y YPFB Andina ilustran especialmente una comparación condicionada por la temporalidad o la naturaleza de las fuentes. Esta condición también afecta a EP Petroecuador, presentado antes por la mayor cobertura de su planificación. En estos casos, la diferencia entre componentes no demuestra un avance o retroceso de la gestión: los documentos no forman una secuencia cronológica directamente comparable.

Esta clasificación complementa la madurez al mostrar dónde se concentra la evidencia y qué tan reconocible es la conexión entre lo previsto y lo comunicado.

La Figura 2 sintetiza las cuatro formas de relación. No representa una escala, un ranking ni una evaluación de desempeño operacional.

Figura 2. Formas de relación entre planificación y reporte

Relación entre planificación y reporte

6 empresas

La planificación y el reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados

Ambos componentes presentan evidencia consolidada y permiten reconocer una relación documental suficientemente desarrollada entre lo previsto y lo reportado.

Ecopetrol · HPCL · NGC · Petrobras · Staatsolie · YPF

4 empresas

El reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de forma más general

El reporte aporta mayor detalle o cobertura sobre implementación, medición, avances, resultados o institucionalidad que los instrumentos de planificación revisados.

ANCAP · BNECL · ENAP · Petroperú

2 empresas

La planificación presenta actualmente una cobertura documental más completa

La planificación ofrece una base más completa para identificar metas, acciones y mecanismos de seguimiento, aunque el reporte también aporta información relevante sobre metano, implementación y resultados.

EP Petroecuador · PEMEX

2 empresas

La relación entre planificación y reporte está condicionada por la temporalidad o por el tipo de evidencia

Las fechas o las características de los documentos disponibles no permiten seguir de forma directa una secuencia entre lo planificado y lo posteriormente reportado.

Petrojam · YPFB Andina

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.
Nota. Se muestra configuración por empresa para facilitar la síntesis; otras variantes pueden darse en paralelo. Las cuatro formas no son niveles de madurez.

2.6 AVANCES Y VACÍOS QUE PERSISTEN

La revisión documental comenzó en octubre de 2025 con la información oficial disponible en ese momento, que en muchos casos corresponde al ejercicio 2024. Entre julio y el 20 de agosto de 2026, el estudio continuó con una actualización de las fuentes, aplicando los mismos criterios e indicadores e incorporando la información disponible hasta esa última revisión.

Este segundo momento permitió identificar cambios de distinta naturaleza. Algunas empresas publicaron nuevos reportes o instrumentos de planificación; en otros casos se incorporaron antecedentes oficiales adicionales, se profundizó la revisión de fuentes ya identificadas o se precisaron sus condiciones de acceso y consulta.

Las diferencias observadas reflejan la evolución de la evidencia reunida dentro de un mismo estudio. No constituyen una medición interanual del desempeño empresarial, sino una actualización de la base documental utilizada para caracterizar la planificación, el reporte y la relación entre ambos.

2.6.1 La actualización incorporó nueva evidencia y precisiones documentales

La nueva evidencia no tuvo el mismo alcance en todas las empresas. En algunos casos permitió actualizar series, metas, metodologías y resultados; en otros, ampliar la información sobre acciones, estructuras responsables o mecanismos de seguimiento.

La revisión también permitió diferenciar con mayor precisión contenidos prospectivos de resultados ya comunicados y distinguir cambios operativos de mejoras en la forma de medir o documentar la gestión.

Las consultas institucionales cumplieron una función complementaria al aclarar la naturaleza o el alcance de determinados documentos, facilitar el acceso a antecedentes recientes o localizar fuentes públicas cuya consulta presentaba dificultades. Estas precisiones ampliaron la información utilizable sin modificar los criterios ni los indicadores aplicados al conjunto de empresas.

La revisión mostró además que la disponibilidad documental no depende únicamente de la existencia de nuevos contenidos. La organización de los repositorios, la estabilidad de los enlaces y las condiciones de acceso influyen en la posibilidad de reconstruir una secuencia entre documentos y periodos. Una fuente puede continuar siendo pública y, al mismo tiempo, resultar más difícil de localizar o consultar.

La actualización no implica necesariamente que la gestión empresarial haya cambiado sus metas o planes. En varios casos, el cambio observado corresponde a una mejor documentación de acciones ya existentes, a una mayor desagregación de los datos o a la identificación de fuentes que antes no podían incorporarse con el mismo nivel de precisión.

Este aspecto es especialmente relevante para el seguimiento futuro. Mantener identificables los años base, alcances, metodologías y condiciones de medición permite distinguir una mejora documental de una variación operacional y preservar la comparabilidad entre publicaciones sucesivas.

Las publicaciones aportaron distintos tipos de evidencia, desde nuevas series e indicadores hasta resultados cuantificados, avances metodológicos y acciones implementadas.

Tabla 6. Información incorporada durante la actualización de 2026

Empresa	Información incorporada en la actualización
ANCAP	La Memoria Anual 2025 actualizó la evidencia sobre estructuras responsables, gestión ambiental, software de seguimiento de emisiones y auditorías de GEI, sin incorporar datos o resultados diferenciados de CH_4.
BNECL	El Annual Report and Audited Statements 2025 actualizó la información sobre emisiones operacionales, estrategia de sostenibilidad y desarrollo del proyecto BRIDGE, y amplió la continuidad documental durante la transición desde BNOCL/BNTCL hacia BNECL.
Ecopetrol	El Informe Integrado de Gestión 2025 documenta 61 iniciativas y proyectos de metano ejecutados entre 2020 y 2025. Presenta 20.846 tCH_4 de reducción en la p. 172 y, por separado, una reducción acumulada de 46 % frente a 2019 en producción en la p. 174. Para esta última distingue aproximadamente 21 $ktCH_4$ ya incorporadas al inventario 2025 y otras 14 $ktCH_4$ de proyectos de 2025 cuyo efecto se reflejará plenamente en el inventario 2026. Las cifras no deben interpretarse como un único resultado íntegramente consolidado en 2025.
ENAP	El Reporte Integrado ENAP 2025, la Memoria Integrada ENAP Sipetrol 2025 y el Reporte Integrado ENAP Refinerías 2025 ampliaron la evidencia sobre

	medición, control de fuentes y gestión bajo OGMP. En conjunto, permiten reconocer con mayor detalle las prácticas documentadas en las distintas operaciones de la empresa y su vinculación con la gestión de emisiones.
EP Petroecuador	El Plan de Implementación OGMP 2.0 de 2025 amplió la planificación específica sobre metano, incluyendo detección, cuantificación, seguimiento de activos y medidas previstas. Esta evidencia complementa el Plan de Descarbonización 2023–2030 vigente y la información institucional posterior al último reporte corporativo público.
HPCL	El ESG Report y el GRI Content Index 2024–2025 ampliaron la evidencia sobre medición y reducción de emisiones. HPCL documenta una cobertura de medición directa de fuentes venteadas y fugitivas del 95 %, la conversión de GP1 y el proyecto de recuperación de gas de GS-37. El índice GRI comunica un 16,3 % respecto del metano del año base, que combina una reducción reportada y otra esperada.
Petrobras	La actualización incorporó el Plan de Negocio 2026–2030, en el marco del Plan Estratégico 2050, junto con el Sustainability Report 2*025*, ESG Datasheet 2025 y Management Report 2025. La nueva evidencia permitió actualizar metas, seguimiento bajo OGMP 2.0 y resultados: en 2025 reportó una intensidad de 0,23 tCH_4 por mil toneladas de hidrocarburos en *upstream*, por debajo del compromiso anual de 0,25 y 65 % inferior al nivel de 2015; además, informó una reducción de 17 % de la quema rutinaria frente a 2024 y 14 unidades estacionarias de producción de alta capacidad sin quema rutinaria.
Petrojam	La incorporación de Corporate Strategies 2025–2029 permitió actualizar la planificación de la empresa y reconocer nuevas líneas estratégicas, aunque su último reporte corporativo evaluado continúa siendo el de 2022.
Staatsolie	El Sustainability Report 2025 y el Annual Report 2025 permitieron actualizar la gestión de venteo y quema y distinguir medidas ya implementadas de soluciones previstas para proyectos futuros. En 2025 entró plenamente en operación una unidad de recuperación de vapores que captura, cuantifica y reutiliza como combustible gas anteriormente venteado.
YPF	El Reporte de Sustentabilidad 2025 incorporó información prospectiva utilizada en planificación, incluida la meta de reducción de 30 % de las emisiones absolutas de metano a 2030 respecto de 2021. En reporte, comunicó 53.466 t de CH_4 en 2025, 19 % menos que en 2024.
YPFB Andina	La Memoria 2024–2025 y la información ambiental de 2025 ampliaron la evidencia sobre cuantificación, cobertura del inventario y evolución metodológica, permitiendo distinguir mejoras en la calidad de la información de resultados específicos de abatimiento.

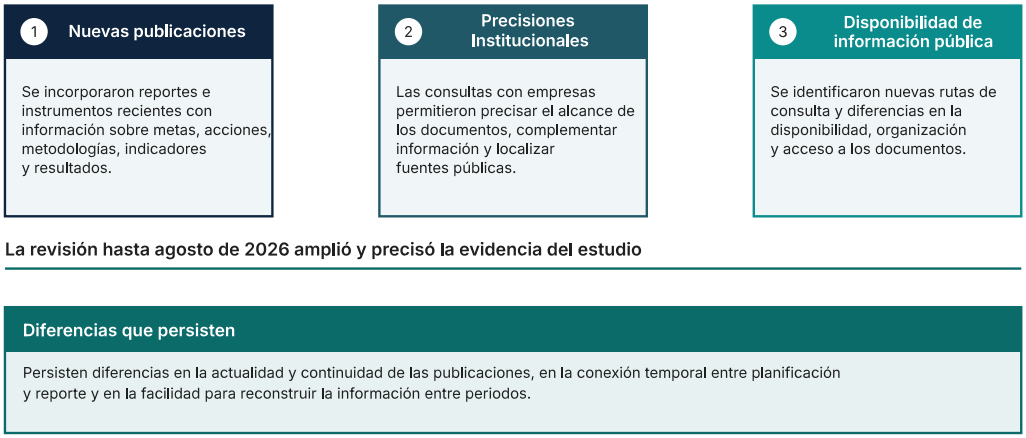
Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

2.6.2 Persisten diferencias en continuidad y actualidad de las publicaciones

La actualización realizada en 2026 produjo cambios distintos en la secuencia documental de las empresas. En algunos casos, la publicación de reportes correspondientes a 2025 permitió actualizar datos, acciones y resultados y dar continuidad a la información de periodos anteriores. En otros, la nueva evidencia se concentró en instrumentos de planificación o documentos técnicos posteriores al último reporte corporativo disponible. Como resultado, la actualización amplió la información reunida, pero no generó una secuencia temporal homogénea entre empresas ni entre los dos componentes evaluados.

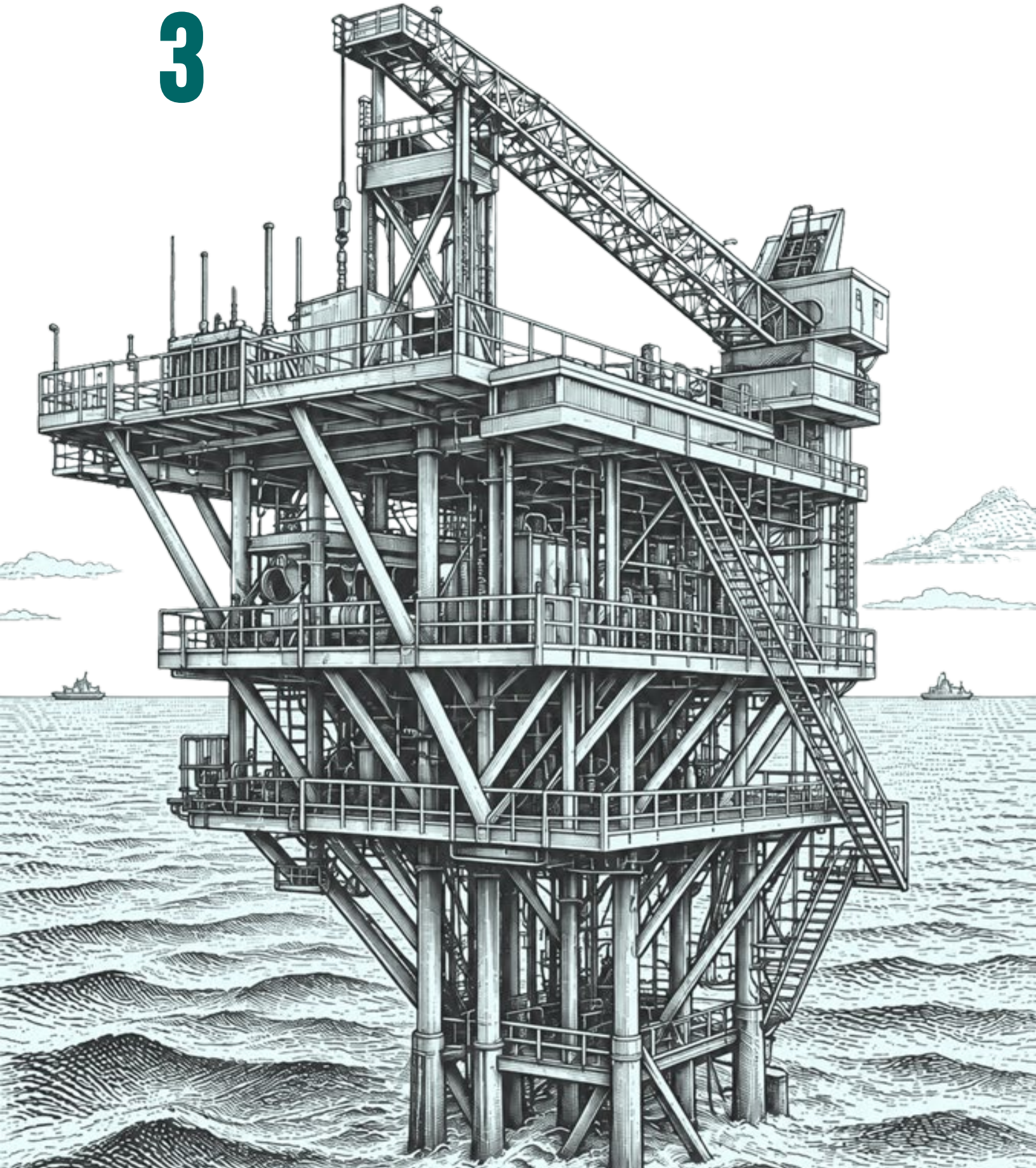
Estas diferencias se observan en la actualidad de los reportes. Mientras varias empresas incorporaron información de 2025, el último reporte corporativo público evaluado de EP Petroecuador corresponde a 2020; el de Petrojam, a 2022; el de NGC, a 2023; y los de Petroperú y PEMEX, a 2024. En BNECL, la reorganización empresarial condiciona la continuidad de la serie bajo la nueva denominación, mientras que YPFB Andina dispone de una trayectoria pública más corta. Cuando la planificación es posterior al último reporte, todavía no es posible observar cómo las metas y medidas previstas se traducen en implementación y resultados. Mantener ciclos de publicación comparables permitirá cerrar progresivamente estos desfases y distinguir con mayor precisión los cambios documentales, metodológicos y operativos comunicados por cada empresa.

Figura 3. Principales cambios y vacíos documentales identificados



Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

3



3

UNA AGENDA REGIONAL PARA FORTALECER LA TRAZABILIDAD DE LA INFORMACIÓN SOBRE METANO

A partir de los hallazgos, la agenda regional traduce las brechas identificadas en ámbitos de acción para empresas, gobiernos y reguladores, organismos regionales e internacionales, agencias de cooperación y aliados técnicos.

3.1 CUATRO BRECHAS ORIENTAN LA AGENDA REGIONAL

Los hallazgos permiten agrupar las principales oportunidades de fortalecimiento en cuatro ámbitos: mayor especificidad de las metas, mejor conexión entre metas, responsabilidades y seguimiento, aplicación más trazable de los marcos utilizados y mayor continuidad de la información pública.

Avanzar hacia metas más específicas implica identificar con claridad qué parte corresponde al metano, qué fuentes u operaciones están comprendidas, cuál es el punto de partida y qué resultado se espera alcanzar. Esa definición debe acompañarse de elementos que permitan seguir su evolución y reconocer su relación con las acciones posteriormente comunicadas.

También resulta necesario hacer más visible cómo se utilizan los marcos, estándares y metodologías adoptados. Su valor documental aumenta cuando puede reconocerse qué función cumplen dentro de la gestión y cómo se relacionan con decisiones, procedimientos, acciones o mecanismos de seguimiento.

La continuidad constituye la cuarta dimensión. Documentos accesibles y series de publicación consistentes permiten observar cambios entre periodos y conservar una secuencia reconocible de la información.

Estas brechas son distintas, pero están estrechamente relacionadas: una meta puede estar bien formulada y, aun así, perder trazabilidad si no puede seguirse mediante indicadores, resultados y publicaciones comparables en el tiempo.

Su abordaje requiere responsabilidades diferenciadas y complementarias entre empresas, gobiernos y reguladores, organismos regionales e internacionales, agencias de cooperación y aliados técnicos.

Fortalecer la trazabilidad requiere actuar sobre estas brechas de manera articulada, porque la claridad de cada elemento depende también de su conexión con los demás.

3.2 RESPONSABILIDADES DIFERENCIADAS PARA UN OBJETIVO COMPARTIDO

Fortalecer la trazabilidad de la gestión del metano requiere actuar en distintos niveles. Las empresas generan, organizan y reportan la evidencia de su gestión; los gobiernos y reguladores pueden establecer condiciones comunes para la medición, la divulgación y la articulación con los sistemas nacionales; y los organismos regionales e internacionales, las agencias de cooperación y los aliados técnicos pueden contribuir con capacidades, metodologías, intercambio de experiencias y continuidad del seguimiento.

Las funciones son distintas, pero convergen en un mismo objetivo: que los compromisos, las acciones y los resultados puedan relacionarse y seguirse de forma consistente en el tiempo.

3.2.1 Las empresas deben conectar el compromiso con el resultado

Para las empresas, fortalecer la trazabilidad y disponibilidad de la información implica articular la gestión del metano entre la planificación, la operación y el reporte, de manera que metas, acciones, responsables, mediciones y resultados puedan relacionarse a lo largo del tiempo.

Los instrumentos de planificación —como políticas, estrategias, planes u otros documentos de corto, mediano y largo plazo— aportan el marco que permite reconocer los objetivos y líneas de acción que orientan la gestión durante su periodo de vigencia. El reporte corporativo, generalmente de actualización anual, complementa esa función al mostrar las acciones desarrolladas, los avances y los resultados alcanzados. La conexión entre ambos permite comprender con mayor claridad cómo evoluciona el cumplimiento de los compromisos asumidos.

Mantener esa relación entre periodos facilita comparar resultados, identificar cambios metodológicos o institucionales y conservar una referencia común aun cuando se actualicen estructuras, responsables o instrumentos. La información adquiere así mayor continuidad y no queda limitada a publicaciones aisladas.

Este aspecto cobra especial relevancia en un contexto de transformación más amplio para las empresas nacionales y con participación estatal de petróleo y gas de América Latina y el Caribe. Reducir las emisiones de las operaciones actuales y avanzar hacia actividades energéticas más diversificadas y de menores emisiones son procesos distintos, pero ambos requieren capacidades institucionales, información consistente y seguimiento de largo plazo.

Figura 4. Secuencia para conectar la planificación con los resultados

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

La trazabilidad depende también de la consistencia de los datos. Las unidades, los años base, las metodologías y el alcance de la información deben permanecer identificables entre periodos y, cuando se produzcan cambios, explicarse de manera que pueda entenderse su efecto sobre la comparación.

La calidad de la información puede fortalecerse, además, mediante una mayor incorporación de mediciones directas en campo, especialmente en fuentes donde los factores de emisión generales no reflejan adecuadamente las condiciones operativas.

Las campañas de medición, los programas de detección y reparación de fugas y otras tecnologías de monitoreo adquieren mayor valor cuando su cobertura, metodología y resultados quedan documentados y pueden relacionarse con las estimaciones utilizadas para el seguimiento.

Las empresas nacionales de petróleo y gas de América Latina y el Caribe enfrentan un doble desafío: reducir las emisiones de sus operaciones actuales y avanzar hacia modelos energéticos más diversificados y de menores emisiones.

3.2.2 Los gobiernos y reguladores pueden promover condiciones comunes

Los gobiernos y las entidades reguladoras pueden favorecer una mayor comparabilidad mediante criterios graduales de divulgación. Estos criterios no requieren imponer metas idénticas a empresas con operaciones, capacidades y fuentes de emisión diferentes, pero sí pueden establecer elementos comunes que faciliten la interpretación de la información.

Una base compartida puede considerar las fuentes cubiertas, el alcance de los datos, el año base, las unidades utilizadas, las metodologías, las metas, las principales medidas y los resultados. Cuando cambien la cobertura o los métodos de cálculo, esas modificaciones deberían quedar documentadas y la información anterior mantenerse disponible.

También resulta relevante fortalecer la articulación entre la información empresarial y los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Una mayor correspondencia entre alcances, categorías de fuentes y metodologías puede facilitar el aprovechamiento de los datos corporativos en el seguimiento nacional y reducir duplicaciones en la recopilación de información.

Esta propuesta no parte de una evaluación comparada de las regulaciones nacionales, que no formó parte del alcance del estudio. Responde a una necesidad observada en la documentación revisada: contar con elementos comunes que faciliten su interpretación y reduzcan las diferencias de comparabilidad.

3.2.3 La cooperación regional e internacional puede sostener el seguimiento y fortalecer capacidades

Los organismos regionales e internacionales, los agentes de cooperación, las asociaciones sectoriales y los aliados técnicos pueden articular esfuerzos sin sustituir las responsabilidades empresariales, regulatorias o nacionales.

Una primera contribución es sostener y actualizar periódicamente una línea de base regional que permita distinguir nuevas publicaciones, cambios metodológicos, mejoras

en la información y vacíos persistentes con criterios consistentes entre ediciones. Para preservar la comparabilidad, este seguimiento debe mantener criterios homogéneos y diferenciar los cambios derivados de nuevas evidencias de aquellos que responden a una revisión más profunda de las fuentes.

Una segunda línea es facilitar referencias comunes de trazabilidad, no para crear un nuevo estándar, sino para presentar de forma reconocible metas, fuentes cubiertas, metodologías, indicadores, responsables y resultados a partir de marcos ya existentes.

La cooperación también puede fortalecer capacidades en ámbitos que requieren mayor especialización, como inventarios de emisiones, medición directa, detección y reparación de fugas, formulación de metas y mecanismos de seguimiento. Estas capacidades adquieren mayor valor cuando permiten relacionar la información técnica con compromisos, resultados y reporte.

Los actores regionales y técnicos pueden además apoyar la organización de repositorios, la preservación de series documentales y el fortalecimiento de equipos capaces de integrar planificación, datos y reporte. Las asociaciones sectoriales y los aliados técnicos pueden complementar este trabajo mediante herramientas, guías e intercambio de experiencias entre empresas con trayectorias distintas.

Figura 5. De las brechas identificadas a una agenda compartida de fortalecimiento

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

3.3 UNA BASE COMÚN PARA EL SEGUIMIENTO FUTURO

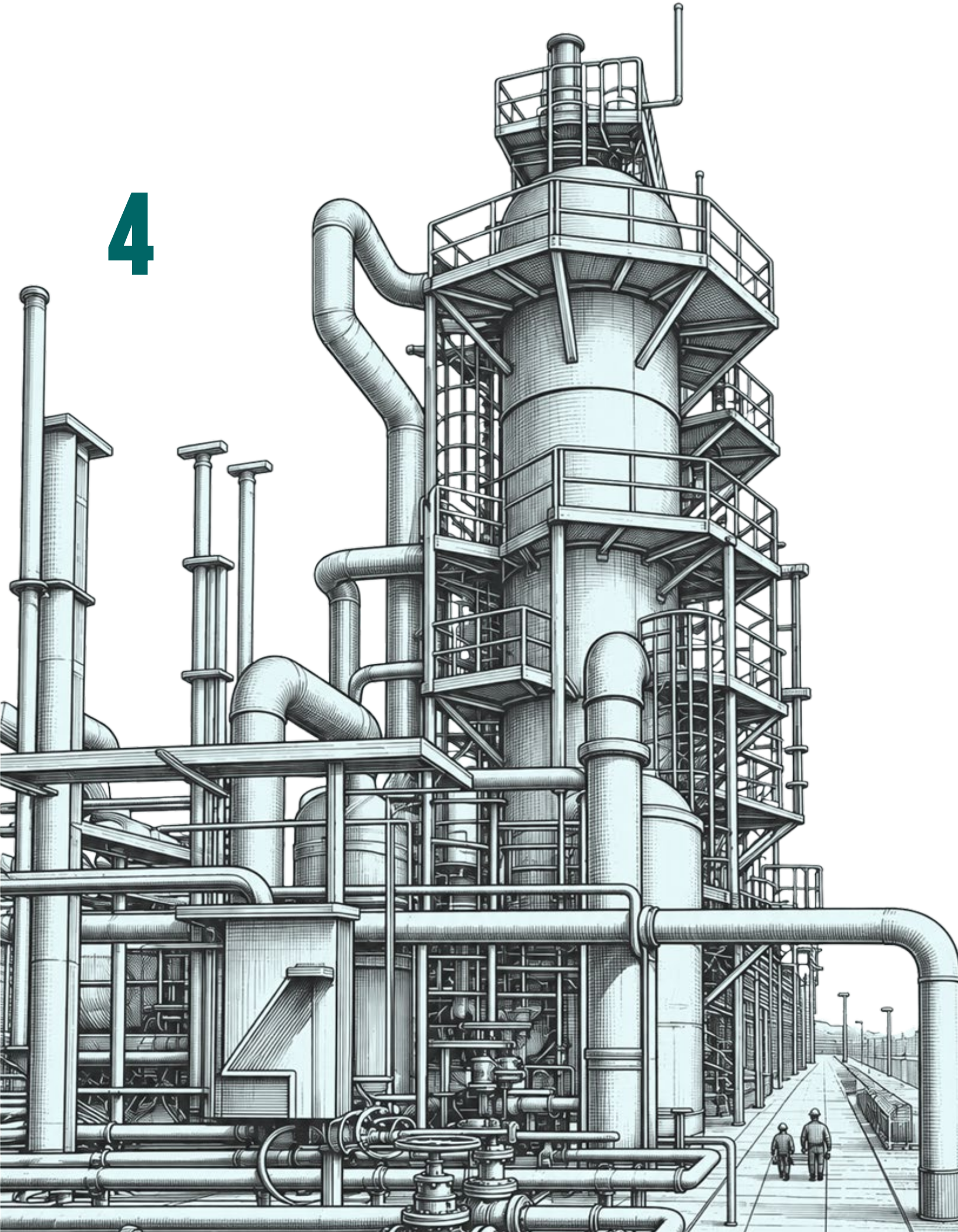
La agenda regional no busca uniformar operaciones ni exigir un mismo camino. Las fuentes de emisión, las capacidades técnicas, las estructuras institucionales y las funciones dentro de los sistemas energéticos son diferentes. El objetivo es contar con condiciones comunes que permitan comprender y seguir la gestión que cada empresa comunica.

Esa base común requiere metas suficientemente definidas, acciones vinculadas con responsables e indicadores, metodologías explicadas y documentos accesibles en el tiempo. También debe permitir reconocer cuándo cambian los alcances, las fuentes cubiertas o las formas de medición.

Esta evaluación establece una referencia regional para observar cómo evoluciona la información corporativa sobre metano y dónde persisten brechas de trazabilidad. Las futuras revisiones podrán distinguir nuevas publicaciones, cambios metodológicos y mejoras en la forma en que las empresas documentan su gestión con criterios consistentes en el tiempo.

> **Los planes, políticas, inventarios y reportes deberían permanecer accesibles y conservar versiones anteriores cuando sean necesarias para reconstruir la evolución de la información.**

4



4

CÓMO SE REALIZÓ LA EVALUACIÓN

La evaluación examina qué tan clara, específica, continua y trazable es la información mediante la cual las empresas comunican públicamente su gestión del metano. Para ello, diferencia entre la documentación que presenta compromisos y acciones previstas y aquella que informa medidas implementadas, datos, avances y resultados.

4.1 QUÉ SE BUSCÓ CONOCER

La evaluación buscó conocer si la información disponible permite identificar y seguir los compromisos, las metas, las acciones, los responsables y los mecanismos de seguimiento relacionados con el metano. La unidad de análisis es cada una de las 14 empresas incluidas en el estudio.

El universo se definió a partir de los 27 países miembros de OLACDE. Tras aplicar el perfil de empresa y revisar la disponibilidad documental, 14 empresas conformaron la base efectiva del análisis. El proceso de selección y los casos no incorporados se presentan en la sección 2.1.

Se consideró una empresa nacional o con participación estatal por país. Cuando la consulta con la empresa matriz permitió establecer que la gestión y la documentación sobre metano se desarrollaban en una subsidiaria específica, esta pudo definirse como unidad de análisis, siempre que contara con un ámbito operativo identificable y documentación propia suficiente. En esos casos, los resultados corresponden exclusivamente a la subsidiaria evaluada y no al conjunto del grupo empresarial.

En Bolivia, esta regla se aplicó a YPFB Andina. La consulta con YPFB Casa Matriz permitió confirmar que el proceso documentado sobre metano había comenzado en esa subsidiaria y que allí se encontraba la información disponible para realizar la evaluación. Trinidad y Tobago constituye una situación diferente: HPCL y NGC se incluyeron como unidades separadas dado que son unidades empresariales diferenciadas y presentan perfiles operativos diferenciados en las cadenas del petróleo y del gas, respectivamente.

La inclusión requirió fuentes oficiales y verificables aplicables a la planificación y el reporte, con información suficiente para reconocer su alcance y periodo de referencia y aplicar de forma comparable la matriz de evaluación. Esta condición se aplicó al conjunto documental de cada empresa. Por ello, una empresa incluida pudo obtener un valor 0 cuando no se identificó evidencia para un criterio específico, sin que esto implicara una insuficiencia del conjunto documental.

Los perímetros institucionales y operativos de las unidades analizadas no son necesariamente equivalentes. Los resultados comparan la madurez de su documentación, no el tamaño, la cobertura de las operaciones ni el desempeño ambiental de las empresas o de los grupos a los que pertenecen. El estudio tampoco evalúa el cumplimiento de compromisos ni la reducción efectiva de emisiones.

4.2 QUÉ INFORMACIÓN SE REVISÓ

El cotejo documental se desarrolló en dos momentos dentro de un mismo estudio. El primero se realizó en octubre de 2025. Entre julio y el 20 de agosto de 2026 se incorporaron nuevas publicaciones y antecedentes disponibles hasta esa última revisión y se examinaron nuevamente fuentes consideradas previamente.

Los resultados presentados integran la evidencia reunida en ambos momentos. Para la planificación se consideraron planes estratégicos, políticas, hojas de ruta, compromisos climáticos y otros instrumentos que orientan la gestión empresarial. Para el reporte se revisaron informes anuales, reportes de sostenibilidad, memorias de gestión, inventarios de emisiones y documentos complementarios.

La búsqueda incluyó referencias directas al metano y términos relacionados, como metano, CH_4, fugas, emisiones fugitivas, venteo, quema, gas asociado y recuperación de vapores.

La caracterización de los segmentos se utilizó para contextualizar las actividades de cada empresa dentro de la cadena de petróleo y gas lo que permite las diferencias en los perfiles operativos al interpretar los resultados, pero no constituye una valoración de la relevancia de las emisiones de metano ni del desempeño ambiental u operativo de las empresas.

Para efectos del estudio, *upstream* comprende exploración y producción; *midstream*, transporte, procesamiento, almacenamiento y logística; y *downstream*, refinación, distribución y comercialización.

Cuando estas actividades se desarrollaban mediante subsidiarias o entidades operativas del mismo grupo empresarial, se consideraron únicamente cuando podían atribuirse directamente a la cadena analizada. La participación en contratos, la administración de recursos o el objeto societario no se consideraron suficientes para asignar un segmento de operación.

La información se obtuvo principalmente de fuentes públicas, oficiales y verificables. En EP Petroecuador e YPFB Andina se complementó con documentación institucional no confidencial remitida directamente por las empresas. En PEMEX se utilizaron canales institucionales para facilitar el acceso a documentos alojados en el repositorio público de la empresa, cuya consulta presentaba restricciones geográficas.

YPF precisó el alcance y la función de la documentación de planificación, diferenciando los contenidos prospectivos de los informes de gestión y resultados. ANCAP precisó su sector de operación y en paralelo, PDVSA detalló la actualización de su marco institucional y normativo. Ambas aclaraciones permitieron contextualizar la información existente y delimitar los distintos escenarios necesarios para evaluar los criterios del estudio.

La falta de evidencia localizada durante la revisión no implica que una empresa carezca de políticas, acciones, capacidades o documentación interna. Indica que esa evidencia no estuvo disponible en condiciones que permitieran incorporarla al estudio.

4.3 CÓMO SE VALORÓ LA INFORMACIÓN

La planificación y el reporte se evaluaron de manera independiente porque responden a preguntas distintas. La primera muestra qué declara la empresa que prevé hacer; el segundo, qué comunica sobre implementación, medición, avances y resultados.

La evidencia identificada en ambos componentes se valoró mediante una escala de 0 a 2, lo que permitió ordenar con homogeneidad su claridad, especificidad y verificabilidad.

Cuando un mismo documento aportó información para planificación y reporte, cada contenido se valoró de acuerdo con su función. La evidencia utilizada para sustentar una acción prevista no se utilizó simultáneamente para demostrar su implementación.

Tabla 7. Criterios de valoración de la evidencia

Valor	Interpretación
0	No se identificó evidencia en las fuentes revisadas.
1	La evidencia es general, parcial o indirecta.
2	La evidencia es clara, específica y verificable.

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

Un valor de cero no significa que la empresa carezca de acciones, políticas, capacidades o mecanismos internos. Indica únicamente que esos elementos no pudieron reconocerse en la documentación incorporada al estudio.

Los resultados de planificación y reporte se normalizaron posteriormente a una escala común de **0 a 10** para facilitar su lectura comparada:

Valor normalizado = (valor obtenido / valor máximo posible) × 10

La normalización permite presentar ambos componentes en una misma escala, aunque incluyan conjuntos diferentes de criterios.

Cabe destacar que no modifica las cualidades de la evidencia, no asigna mayor peso a la planificación o al reporte y no convierte los resultados en una medida de desempeño empresarial.

4.4 CÓMO SE CONSTRUYERON LOS RESULTADOS

La evaluación produce tres resultados de evidencia —planificación, reporte y madurez documental— y una lectura interpretativa complementaria sobre la relación entre planificación y reporte. Esta última no constituye un puntaje adicional.

La planificación permite observar qué documenta la empresa sobre sus compromisos, metas y acciones previstas. El reporte muestra la información que comunica sobre implementación, medición, avances y resultados.

Tabla 8. Componentes y alcance del estudio

Resultado	Qué permite observar	Elementos considerados
Planificación	Qué declara la empresa que prevé hacer	Metano, metas, acciones previstas, responsables, seguimiento y marcos
Reporte	Qué comunica sobre la implementación	Frecuencia, metano, metas, datos, avances, acciones, responsables y marcos
Madurez documental	Qué tan completa, clara y verificable es la evidencia al integrar ambos componentes.	Disponibilidad, especificidad, metas, acciones y avances, marcos, frecuencia y trazabilidad institucional.
Relación documental	Cómo se distribuye y relaciona la evidencia entre planificación y reporte	Diferencias entre componentes, temporalidad, naturaleza de las fuentes y posibilidad de reconocer relaciones entre lo previsto y lo reportado.

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

La madurez documental se evalúa mediante siete dimensiones: disponibilidad documental, especificidad sobre metano, metas y compromisos, acciones y avances, marcos e iniciativas, frecuencia del reporte y trazabilidad institucional. Cada dimensión recibe un valor de 0 a 2, asignado a partir de los indicadores de planificación y reporte según los criterios descritos a continuación.

En especificidad sobre metano, metas y compromisos y marcos e iniciativas se compara el indicador correspondiente de planificación con el de reporte y se conserva el valor más alto. En acciones y avances se toma el mayor valor entre las acciones previstas, las acciones implementadas y los avances o resultados comunicados. En trazabilidad institucional se selecciona el mayor valor entre los indicadores de responsables de ambos componentes, seguimiento o MRV de la planificación y datos e indicadores del reporte. La frecuencia utiliza exclusivamente el valor registrado en el reporte.

La disponibilidad documental se determina según el estado de revisión registrado para cada componente. Se asigna 2 cuando al menos uno registra «Sí» en el campo de documento revisado; 1 cuando ninguno registra «Sí», pero al menos uno registra «Parcial»; y 0 en los demás casos.

Los valores de las siete dimensiones se suman hasta un máximo de 14. El resultado se expresa en una escala de 0 a 10 mediante el cociente entre la suma obtenida y 14, multiplicado por 10 y redondeado a una décima. Este cálculo se realiza por dimensión y no corresponde al promedio ni al mayor de los resultados globales de planificación y reporte.

La madurez documental refleja la evidencia disponible en el conjunto de las fuentes, pero no muestra cómo se distribuye entre planificación y reporte ni supone que todos los indicadores de una dimensión tengan el mismo desarrollo.

Tabla 9. Escala de niveles de madurez

Valoración (0–10)	Nivel
0 a 2	Incipiente
Más de 2 a 4	Básico
Más de 4 a 6	Intermedio
Más de 6 a 8	Avanzado
Más de 8 a 10	Consolidado

Fuente: Elaboración propia a partir de la documentación revisada.

Su interpretación debe considerar los resultados de ambos componentes, así como la temporalidad, procedencia y naturaleza de la documentación.

Los niveles sintetizan el grado de claridad y cobertura de la evidencia documental. No constituyen un ranking ni una evaluación del desempeño ambiental u operativo.

Un nivel consolidado de madurez no significa necesariamente que planificación y reporte sean individualmente consolidados ni que exista una relación completa entre cada compromiso, acción y resultado.

Para complementar esta lectura se identificaron cuatro formas de relación documental:

- El reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de manera más general.
- Planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados.
- La evidencia más completa se encuentra actualmente en la planificación.
- La lectura conjunta está condicionada por la temporalidad o la naturaleza de las fuentes.

Estas formas de relación no representan niveles jerárquicos y no modifican los puntajes. Su función es ayudar a interpretar cómo se configura la evidencia documental en cada empresa.

4.5 CAMBIOS IDENTIFICADOS DURANTE EL PROCESO DE REVISIÓN 2025-2026

Los cambios entre ambos momentos de revisión se analizaron cualitativamente dentro del mismo estudio, para identificar qué cambió en la evidencia disponible y qué explicó ese cambio.

Las diferencias observadas respondieron a nuevas publicaciones o instrumentos, antecedentes oficiales adicionales, actualizaciones de fuentes disponibles, cambios en las condiciones de acceso o persistencia de vacíos documentales.

Una mayor disponibilidad de información puede deberse a una nueva publicación, a antecedentes no incorporados previamente o a una ampliación del análisis, sin implicar necesariamente cambios recientes en las acciones de la empresa. Por ello, los cambios observados se interpretan como una evolución de la evidencia documental reunida en el estudio y no como una medición interanual del desempeño empresarial ni como una comparación entre dos versiones independientes.

CONCLUSIONES

El metano es un componente central de la industria de petróleo y gas: constituye la mayor parte del gas natural y también está presente en el gas asociado a la producción de petróleo. Sus emisiones pueden originarse en distintos segmentos de la cadena de valor, desde la extracción y el procesamiento hasta el transporte, el almacenamiento, la refinación y la distribución. Por ello, gestionarlas no responde únicamente a un objetivo climático. También implica reducir pérdidas de un recurso energético, mejorar la eficiencia de las instalaciones y fortalecer la seguridad y confiabilidad de las operaciones.

Este estudio evidencia que América Latina y el Caribe dispone de una base documental relevante para conocer cómo las empresas nacionales y con participación estatal abordan esa gestión. Las 14 empresas evaluadas se ubican en niveles avanzados o consolidados de madurez documental. Sin embargo, este resultado no significa que todas presenten el mismo grado de desarrollo ni permite inferir su desempeño ambiental. La evidencia se distribuye de manera diferente: en algunas empresas predomina el reporte, en otras existe una articulación más clara entre planificación y resultados, y en determinados casos la interpretación está condicionada por la temporalidad o la naturaleza de las fuentes disponibles.

En términos generales, los reportes presentan mayor desarrollo que la planificación. Permiten reconocer con más claridad acciones, datos, responsables y resultados, mientras que las metas específicas, los mecanismos de seguimiento y la relación entre compromisos y avances continúan siendo las principales oportunidades de fortalecimiento. El desafío no consiste, por tanto, en acumular documentos, sino en construir una secuencia verificable entre lo que la empresa se propone, las decisiones que adopta, las medidas que implementa y los resultados que comunica.

La revisión muestra que esa secuencia ya comienza a tomar forma mediante distintos tipos de prácticas. En el ámbito de la cuantificación y el seguimiento se identificaron inventarios específicos de metano, medición directa, campañas de detección y reparación de fugas, inspecciones y verificación de reparaciones. Algunas empresas complementan estas actividades con cámaras ópticas e infrarrojas, espectroscopía láser, sensores portátiles y ultrasónicos, drones, sobrevuelos o monitoreo satelital. Estas herramientas cumplen funciones diferentes, pero en conjunto permiten avanzar desde estimaciones generales hacia una identificación más precisa de las fuentes y su comportamiento.

También se documentaron medidas directamente orientadas a la mitigación. Entre ellas se encuentran la reducción de emisiones fugitivas, venteo y quema; la recuperación de vapores y gas de antorcha; la captura y el aprovechamiento del gas venteado o asociado; y la reinyección y reutilización de gas. Otras intervenciones actúan sobre la operación de los activos, mediante mejoras en compresión, sustitución de equipos con fugas, electrificación, mantenimiento preventivo, control de válvulas y tanques, instalaciones sin tanques y mejoras en la eficiencia de antorchas y sistemas de combustión. La presencia de estas soluciones confirma que la gestión del metano comprende un conjunto amplio de decisiones técnicas y operativas, cuya pertinencia depende de las fuentes, los segmentos y las características de cada instalación.

El valor de estas medidas aumenta cuando la empresa puede relacionarlas con una fuente identificada, una inversión, un plazo y un resultado. Esa trazabilidad permite distinguir dónde se producen las pérdidas, evaluar qué intervenciones ofrecen mayor viabilidad técnica y económica y comprobar si las reducciones responden a cambios operativos o a mejoras en la cobertura y precisión de las mediciones. Este último aspecto es fundamental: un inventario más alto no implica necesariamente un deterioro del desempeño, ya que también puede reflejar la incorporación de nuevas fuentes, tecnologías de medición más precisas o una mejor cobertura de los activos.

Vista desde esta perspectiva, la gestión del metano puede convertirse en una oportunidad de negocio y no solo en una obligación ambiental. La reducción de fugas y venteos puede evitar la pérdida de gas; su recuperación permite destinarlo, según las condiciones de cada activo, al consumo propio, la comercialización, la reinyección o la sustitución de otros combustibles. A su vez, una mejor información facilita priorizar inversiones, reducir incertidumbres, respaldar proyectos de modernización y demostrar ante autoridades, compradores, entidades financieras e inversionistas cómo se gestionan los riesgos y las oportunidades asociados con las emisiones.

Estas capacidades adquieren mayor importancia en un sector que atraviesa transformaciones más amplias. Varias empresas de petróleo y gas están diversificando sus actividades y evolucionando hacia modelos de empresas energéticas integradas. En ese proceso, reducir las emisiones de los activos actuales no es una agenda separada de la transformación empresarial: contribuye a preservar su eficiencia y valor mientras se desarrollan capacidades de medición, gestión de datos, trazabilidad, innovación y evaluación de inversiones aplicables a una cartera energética más diversa. Una gestión verificable del metano también puede fortalecer la preparación de las empresas frente a nuevas condiciones regulatorias, comerciales y financieras.

Para América Latina y el Caribe, avanzar en esta dirección permitiría aprovechar mejor los recursos existentes y reforzar la seguridad energética, especialmente allí donde las pérdidas de gas conviven con necesidades de abastecimiento o dependencia de

importaciones. Una mayor comparabilidad de la información también ayudaría a identificar desafíos compartidos, orientar la cooperación hacia las capacidades que aún deben fortalecerse y facilitar el intercambio de experiencias sobre tecnologías, metodologías y soluciones aplicables a distintos segmentos de la cadena de valor.

El estudio establece una línea de base regional para acompañar esta evolución. Las futuras revisiones permitirán observar no solo si aumenta la información disponible, sino si las empresas logran relacionar con mayor claridad sus metas, mediciones, inversiones, acciones y resultados. El avance decisivo se producirá cuando esa evidencia permita pasar de conocer las emisiones a gestionarlas de manera sistemática y convertir su reducción en eficiencia operativa, aprovechamiento energético, capacidad de inversión y preparación para las transformaciones de la industria.

REFERENCIAS

Fuentes generales, metodológicas y sectoriales

Agencia Internacional de Energía. (2020). *The oil and gas industry in energy transitions*. Recuperado el 10 de julio de 2026, de https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions

Agencia Internacional de Energía. (2026). *Global methane tracker 2026*. Recuperado el 11 de julio de 2026, de https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2026

Banco Mundial. (s. f.). *Global Flaring and Methane Reduction Partnership*. Recuperado el 12 de julio de 2026, de https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction

Banco Mundial. (2011). *National oil companies and value creation* (World Bank Working Paper No. 218). Recuperado el 13 de julio de 2026, de https://documents1.worldbank.org/curated/en/650771468331276655/pdf/National-oil-companies-and-value-creation.pdf

Banco Mundial. (2026). *Global gas flaring tracker report 2026*. Recuperado el 14 de julio de 2026, de https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/2026-global-gas-flaring-tracker-report

Cahill, B. (2024, 23 de julio). *National oil companies and methane reductions: How to meet 2030 goals*. Center for Strategic and International Studies. Recuperado el 15 de julio de 2026, de https://www.csis.org/analysis/national-oil-companies-and-methane-reductions-how-meet-2030-goals

Global Reporting Initiative. (s. f.). *GRI Standards*. Recuperado el 16 de julio de 2026, de https://www.globalreporting.org/standards/

Ipieca, International Association of Oil & Gas Producers, & Global Gas Flaring Reduction Partnership. (2021). *Flaring management guidance for the oil and gas industry*. Recuperado el 17 de julio de 2026, de https://www.ipieca.org/resources/flaring-management-guidance

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (s. f.). *Oil & Gas Methane Partnership 2.0*. Recuperado el 18 de julio de 2026, de https://www.ogmpartnership.org/

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2020). *Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 reporting framework*. Climate and Clean Air Coalition. Recuperado el 19 de julio de 2026, de https://www.ccacoalition.org/resources/oil-and-gas-methane-partnership-ogmp-20-framework

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2023). *An eye on methane: The road to radical transparency. International Methane Emissions Observatory 2023 report*. Recuperado el 20 de julio de 2026, de https://www.unep.org/resources/report/eye-methane-international-methane-emissions-observatory-2023-report

Fuentes corporativas

Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland. (s. f.-a). *Mapa estratégico corporativo*. Recuperado el 21 de julio de 2026, de https://www.ancap.com.uy/1842/1/mapa-estrategico-corporativo.html

Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland. (s. f.-b). *Memorias anuales*. Recuperado el 21 de julio de 2026, de https://www.ancap.com.uy/165/1/memorias.html

Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland. (s. f.-c). *Reportes de sostenibilidad*. Recuperado el 21 de julio de 2026, de https://www.ancap.com.uy/292/1/reportes-de-sostenibilidad.html

Barbados National Energy Company Limited. (s. f.-a). *Annual reports*. Recuperado el 24 de julio de 2026, de https://www.bnecl.com.bb/media-hub/annual-reports

Barbados National Energy Company Limited. (s. f.-b). *Sustainability goals*. Recuperado el 24 de julio de 2026, de https://www.bnecl.com.bb/who-we-are/sustainability-goals

Barbados National Energy Company Limited. (2025). *Annual report and audited statements 2025*. Recuperado el 24 de julio de 2026, de https://www.bnecl.com.bb/media-hub/annual-reports

Ecopetrol S. A. (2021). *Norma para la estrategia ambiental: Sistema de Gestión HSE* (HSE-N-005, versión 1).

Ecopetrol S. A. (2026). *Informe integrado de gestión 2025*. Recuperado el 26 de julio de 2026, de https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/aga2026/informe-integrado-gestion-informe-anual-gc.pdf

Empresa Nacional del Petróleo. (s. f.). *Memorias y reportes integrados*. Recuperado el 28 de julio de 2026, de https://www.enap.cl/memorias

Empresa Nacional del Petróleo. (2026a). *Memoria integrada Enap Sipetrol 2025 y Reporte Integrado Enap Refinerías 2025*. Recuperado el 28 de julio de 2026, de https://www.enap.cl/memorias

Empresa Nacional del Petróleo. (2026b). Reporte integrado 2025. Recuperado el 28 de julio de 2026, de https://www.enap.cl/files/get/2995

Empresa Nacional del Petróleo. (s. f.). Política de sostenibilidad ENAP 2014–2025. https://www.enap.cl/files/get/2236

EP Petroecuador. (2021). *Reporte de sostenibilidad empresarial: Período 2020*. Recuperado el 30 de julio de 2026, de https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/Reporte-de-sostenibilidad-empresarial-23-06-21_anexo-arte.pdf

EP Petroecuador. (2023). *Plan de Descarbonización y Sostenibilidad Empresarial 2023–2030* [Documento institucional no confidencial remitido al OEMLAC por correo electrónico].

EP Petroecuador. (2025). *Plan de implementación de OGMP 2.0* [Documento institucional no confidencial remitido al OEMLAC por correo electrónico].

EP Petroecuador. (2026). *Antecedentes institucionales complementarios sobre descarbonización y sostenibilidad* [Documentación institucional no confidencial remitida al OEMLAC por correo electrónico].

Heritage Petroleum Company Limited. (s. f.). *Sustainability*. Recuperado el 1 de agosto de 2026, de https://heritage.co.tt/sustainability/

Heritage Petroleum Company Limited. (2026a). ESG report 2024–2025. Recuperado el 1 de agosto de 2026, de https://heritage.co.tt/wp-content/uploads/2026/04/Heritage-ESG-Report-24-25.pdf

Heritage Petroleum Company Limited. (2026b). *GRI content index 2024–2025*. Recuperado el 1 de agosto de 2026, de https://heritage.co.tt/financial-sustainability-reports/

Petróleo Brasileiro S. A. (s. f.). *Strategic plan: What guides our decisions*. Recuperado el 5 de agosto de 2026, de https://petrobras.com.br/en/quem-somos/estrategia

Petróleo Brasileiro S. A. (2026a). *ESG datasheet 2025 y Management report 2025* [Documentos corporativos complementarios al *Sustainability report 2025*]. Recuperado el 5 de agosto de 2026, de https://petrobras.com.br/

Petróleo Brasileiro S. A. (2026b). *Sustainability report 2025*. Recuperado el 5 de agosto de 2026, de https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/a8f27240-4808-431b-2258-a8ef8f01a51b?origin=2

Petróleos del Perú–Petroperú S. A. (s. f.). *Objetivos estratégicos*. Recuperado el 11 de agosto de 2026, de https://www.petroperu.com.pe/acerca-de-petroperu/objetivos-estrategicos/

Petróleos del Perú–Petroperú S. A. (2023). Plan Estratégico Corporativo 2023–2050. Recuperado el 11 de agosto de 2026, de https://www.petroperu.com.pe/Docs/spa/files/transparencia/PEC-PP-2023-2050.pdf

Petróleos del Perú–Petroperú S. A. (2025). *Reporte de sostenibilidad 2024*. Recuperado el 11 de agosto de 2026, de https://sostenibilidad.petroperu.com.pe/reporte-de-sostenibilidad/?pp=1

Petróleos Mexicanos. (s. f.). *Informes*. Recuperado el 8 de agosto de 2026, de https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Paginas/informes.aspx

Petróleos Mexicanos. (2024). *Plan de Sostenibilidad de Pemex*. Recuperado el 8 de agosto de 2026, de https://www.pemex.com/acerca/plan-de-sostenibilidad/Documents/plan_sostenibilidad_pemex.pdf

Petróleos Mexicanos. (2025). *Informe de Sostenibilidad 2024*. Recuperado el 8 de agosto de 2026, de https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Paginas/informes.aspx

Petrojam Limited. (s. f.-a). *Annual reports and financials*. Recuperado el 13 de agosto de 2026, de https://www.petrojam.com/annual-reports-and-financials/

Petrojam Limited. (s. f.-b). *Petrojam*. Recuperado el 13 de agosto de 2026, de https://www.petrojam.com/

Petrojam Limited. (2025). *Corporate strategies 2025–2029*. Recuperado el 13 de agosto de 2026, de https://www.petrojam.com/about-us/corporate-fact-sheet/

Petrojam Limited. (2026). *Summary operational plan 2026/27*. Jamaica Public Bodies Estimates 2026/27.

Staatsolie Maatschappij Suriname N. V. (s. f.-a). *Annual reports and other publications*. Recuperado el 15 de agosto de 2026, de https://www.staatsolie.com/en/media-kit/annual-reports-and-other-publications/

Staatsolie Maatschappij Suriname N. V. (s. f.-b). *Staatsolie*. Recuperado el 15 de agosto de 2026, de https://www.staatsolie.com/en/

Staatsolie Maatschappij Suriname N. V. (2026). *Sustainability report 2025*. Recuperado el 15 de agosto de 2026, de https://www.staatsolie.com/media/ayshb3ga/staatsolie-sustainability-report-2025.pdf

The National Gas Company of Trinidad and Tobago Limited. (s. f.-a). *Health, Safety, Security and Environment*. Recuperado el 3 de agosto de 2026, de https://ngc.co.tt/corporate-social-responsibility/health-safety-security-and-environment/

The National Gas Company of Trinidad and Tobago Limited. (s. f.-b). *Publications*. Recuperado el 3 de agosto de 2026, de https://ngc.co.tt/media/publications/#1539783188369-007ec44f-8804

The National Gas Company of Trinidad and Tobago Limited. (2024). *Sustainability report 2023*. Recuperado el 3 de agosto de 2026, de https://ngc.co.tt/wp-content/uploads/2024/11/NGCSustainabilityReport2023.pdf

YPF S. A. (2021). *Nuestro compromiso con la acción por el clima*. Recuperado el 17 de agosto de 2026, de https://sustentabilidad.ypf.com/assets/docs/es/YPF-Compromiso-accion-clima.pdf

YPF S. A. (2026). *Reporte de sustentabilidad 2025*. Recuperado el 17 de agosto de 2026, de https://sustentabilidad.ypf.com/assets/docs/es/YPF-Reporte-de-sustentabilidad-2025.pdf

YPFB Andina S. A. (2025a). *Desempeño ambiental 2025*. Recuperado el 19 de agosto de 2026, de https://cdn.prod.website-files.com/6981bd68432f9e7a838d8a0c/6a474bd94f383ad356507392_Desempe%C3%B1o%20ambiental%20VINFER%202025_compressed.pdf

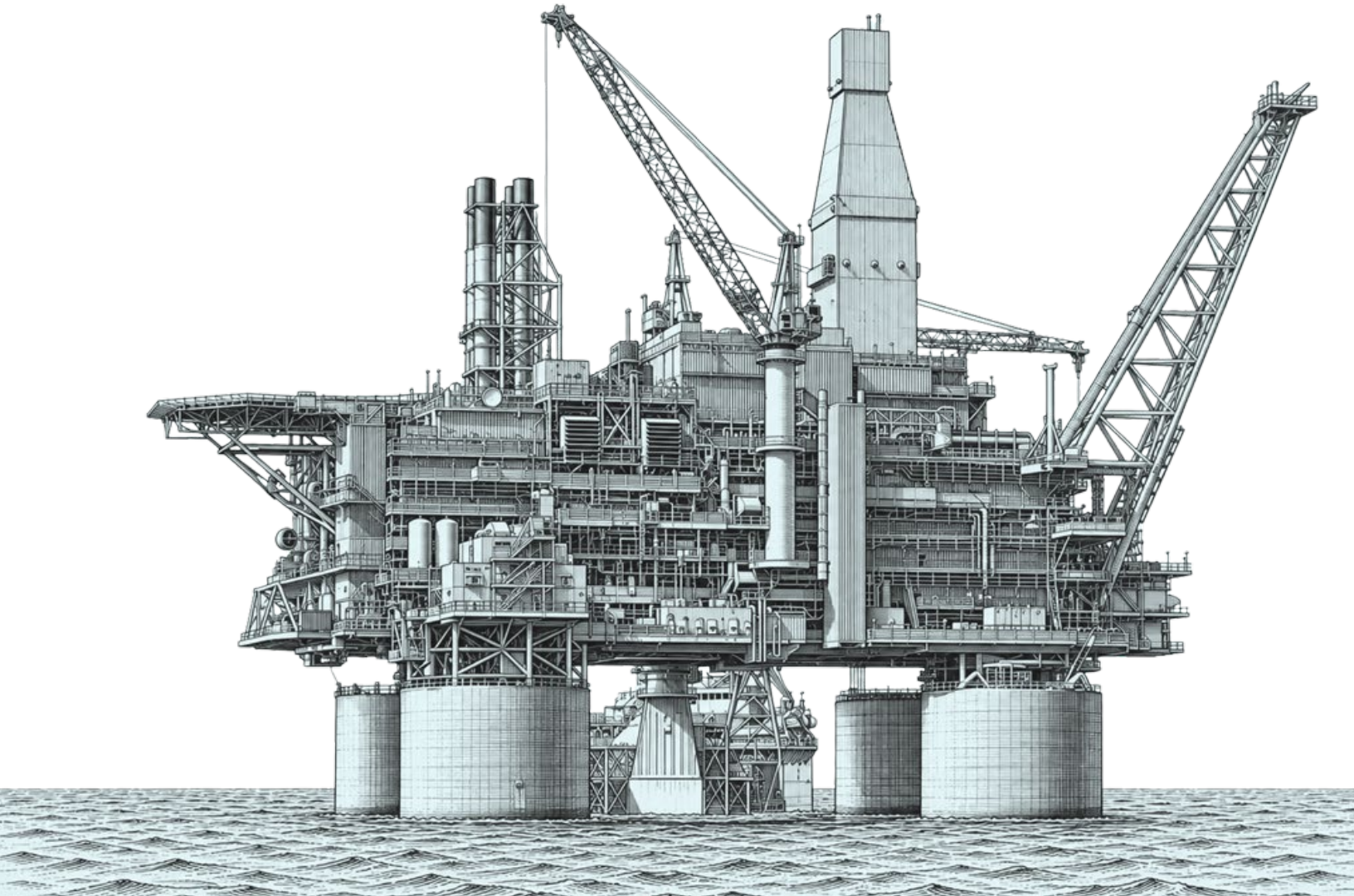
YPFB Andina S. A. (2025b). *Memoria anual 2024–2025*. Recuperado el 20 de agosto de 2026, de https://www.ypfb-andina.com.bo/recursos/img/web_memoria_anual/10_09_2025_09_59_51_552229905.pdf

YPFB Andina S. A. (2026). *Antecedentes institucionales complementarios sobre gestión ambiental, cuantificación de emisiones y aplicación de IOGP y OGMP 2.0* [Documentación institucional no confidencial remitida al OEMLAC por correo electrónico].

Base de datos del estudio

Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe, & Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía. (2026). *NOCs—Revisión 2026* [Base de datos no publicada].

ANEXOS



Anexo 1. Empresas incluidas y cobertura documental de la evaluación

Este anexo identifica la documentación utilizada en cada componente y los principales condicionantes de temporalidad, disponibilidad o naturaleza documental que deben considerarse al interpretar los resultados.

[1] Periodo cubierto por el último reporte corporativo; no es la fecha de publicación ni la de documentación temática complementaria. [2] Fechas o vigencias de los instrumentos listados: no siempre corresponden al año de publicación. «s. f.» indica fecha no identificada. En YPF, 2025 es el periodo del reporte publicado en 2026; en BNECL, 2019 corresponde a la política nacional y no a los objetivos corporativos.

País	Empresa	Perfil	Petróleo	Gas	Planificación revisada	Fecha [2]	Reporte revisado	Periodo[1]	Condicionante documental
Argentina	**YPF**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Compromiso de Acción por el Clima y la eficiencia energética. Reporte de Sustentabilidad 2025	2021 / 2025	Reporte de Sustentabilidad 2025	2025	El Reporte de Sustentabilidad 2025 contiene secciones prospectivas utilizadas en planificación y contenidos retrospectivos utilizados en reporte; se separaron según su función documental.
Barbados	**BNECL**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Objetivos de Sostenibilidad corporativos de BNECL + Barbados National Energy Policy 2019–2030 e Implementation Plan como marco nacional complementario	s. f. / 2019	Annual Report and Audited Statements 2025	2025	La fecha de la política nacional no se atribuye a los objetivos corporativos sin fecha. La transición BNOCL/BNTCL–BNECL condiciona la continuidad de la serie.
Bolivia	**YPFB Andina**	Integrada petróleo y gas	Upstream	Upstream, Midstream	Información institucional comunicada por YPFB Andina S.A. sobre políticas, estrategias y gestión de emisiones. Documento de planificación no revisado directamente.	2026	Memoria Anual 2024–2025; Desempeño Ambiental 2025	2025	Se utilizó información comunicada por YPFB Andina en 2026 sobre políticas, estrategias y gestión de emisiones. No se revisó directamente el documento de planificación; la matriz registra «No» en «Documento revisado». Sí se revisó la documentación de reporte correspondiente a 2025.
Brasil	**Petrobras**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Plan de Negocio 2026–2030, en el marco del Plan Estratégico 2050	2025	Sustainability Report 2025; ESG Datasheet 2025; Management Report 2025	2025	Planificación y reporte comparten el mismo año de referencia (2025), aunque ello no implica correspondencia automática entre cada compromiso y resultado.
Chile	**ENAP**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Política de Sostenibilidad	2014–2025 / s. f.	Reporte Integrado ENAP 2025; Memoria Integrada Enap Sipetrol 2025; Reporte Integrado Enap Refinerías 2025	2025	La política indica vigencia 2014–2025; el marco estratégico y el plan web no tienen fecha formal identificada. No se presume coincidencia temporal con el reporte 2025.
Colombia	**Ecopetrol**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Norma para la Estrategia Ambiental – Sistema de Gestión HSE	2021	Informe Integrado de Gestión 2025	2025	Planificación: 2021; reporte: 2025. La secuencia temporal es compatible con una lectura longitudinal, sin implicar trazabilidad completa por sí sola.
Ecuador	**EP Petroecuador**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Plan de Descarbonización y Sostenibilidad Empresarial 2023–2030, Plan Estratégico Empresarial 2024–2025 y Plan de Implementación OGMP 2.0 2025.	2023 / 2024 / 2025	Reporte de Sostenibilidad Empresarial 2020. Evidencia temática complementaria: ZNR Company Reporting, julio de 2026.	2020	Los instrumentos de planificación son posteriores al reporte corporativo público 2020. La evidencia temática de 2026 amplía el corpus, pero no sustituye ese reporte ni demuestra seguimiento integral del plan.

Jamaica	**Petrojam**	Petróleo	Midstream y Downstream	No aplica	Corporate Strategies 2025–2029 + Summary Operational Plan 2026/27, complementados por Sectoral Presentation 2025 del Ministerio de Energía	2025 / 2026	Annual Report 2021–2022	2022	La planificación evaluada (2026) es posterior al reporte (2022). La lectura debe considerar este desfase y no asumir seguimiento automático del plan.
México	**PEMEX**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos	2024	Informe de Sostenibilidad 2024	2024	Planificación y reporte comparten el mismo año de referencia (2024), aunque ello no implica correspondencia automática entre cada compromiso y resultado.
Perú	**Petroperú**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream, Midstream, Downstream	Plan Estratégico Corporativo de PETROPERÚ 2023–2050 + Objetivos Anuales y Quinquenales 2023–2027 + Política de Gestión Integrada de la Calidad, Ambiente, Seguridad de Procesos, Seguridad y Salud en el Trabajo	2023 / 2025	Reporte de Sostenibilidad 2024	2024	Planificación: 2023; reporte: 2024. La secuencia temporal es compatible con una lectura longitudinal, sin implicar trazabilidad completa por sí sola.
Surinam	**Staatsolie**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Upstream	Decarbonization Roadmap, divulgada en el Sustainability Report 2023 + Staatsolie Bond 2025–2033 Prospectus como fuente complementaria de continuidad y actualización	2023 / 2025	Sustainability Report 2025; Annual Report 2025	2025	Planificación: 2023 / 2025; reporte: 2025. La referencia de planificación combina más de un periodo; la lectura debe considerar esa condición.
Trinidad y Tobago	**HPCL**	Petróleo	Upstream, Midstream	No aplica	Heritage Petroleum Company Limited Energy Transition Framework	2021	ESG Report 2024–2025; GRI Content Index 2024–2025	2025	Planificación: 2021; reporte: 2025. La secuencia temporal es compatible con una lectura longitudinal, sin implicar trazabilidad completa por sí sola.
Trinidad y Tobago	**NGC**	Gas	No aplica	Midstream, Downstream	Perfil corporativo + Estrategia de Sostenibilidad del Grupo NGC + Agenda Verde + esquema estratégico "NGC's Facilitation of Point Lisas 2.0"	2022	Sustainability Report 2023	2023	Planificación: 2022; reporte: 2023. La secuencia temporal es compatible con una lectura longitudinal, sin implicar trazabilidad completa por sí sola.
Uruguay	**ANCAP**	Integrada petróleo y gas	Upstream, Midstream, Downstream	Midstream, Downstream	Mapa Estratégico Corporativo / Cuadro de Mando Integral (CMI)	2022	Memoria Anual 2025; Reporte de Sostenibilidad 2019	2025	Planificación: 2022; reporte: 2025. La secuencia temporal es compatible con una lectura longitudinal, sin implicar trazabilidad completa por sí sola.

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Anexo 2. Evidencia de planificación por empresa

La matriz presenta los seis criterios utilizados para valorar la planificación.
Los valores expresan evidencia documental: 0 = no identificada; 1 = general, parcial o indirecta; 2 = clara, específica y verificable.

Empresa	Metano	Metas	Acciones previstas	Responsables	Seguimiento / MRV	Marcos	Valoración 0–10	Nivel
ANCAP	0	1	0	0	1	0	1,7	Incipiente
BNECL	2	2	1	0	1	0	5	Intermedio
Ecopetrol	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
ENAP	1	1	0	1	1	1	4,2	Intermedio
EP Petroecuador	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
HPCL	2	1	2	1	2	2	8,3	Consolidado
NGC	2	1	2	1	2	2	8,3	Consolidado
PEMEX	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
Petrobras	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
Petrojam	1	1	1	0	0	0	2,5	Básico
Petroperú	1	1	1	1	1	1	5	Intermedio
Staatsolie	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
YPF	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
YPFB Andina	1	1	1	1	1	2	5,8	Intermedio

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.
Nota. En YPF se incorporaron como evidencia de planificación las secciones prospectivas del Reporte de Sustentabilidad 2025, manteniendo separadas las secciones utilizadas para valorar implementación y resultados.

Anexo 3. Evidencia de reporte por empresa

La matriz reúne los ocho criterios utilizados para valorar la información comunicada sobre implementación, medición, avances y resultados.

Empresa	Frecuencia	Metano	Metas	Datos	Avances	Acciones	Responsables	Marcos	Valoración 0–10	Nivel
ANCAP	1	1	1	0	1	1	2	1	5	Intermedio
BNECL	2	2	1	1	1	1	1	1	6,3	Avanzado
Ecopetrol	2	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
ENAP	2	2	1	2	2	2	2	2	9,4	Consolidado
EP Petroecuador	1	1	2	2	2	2	2	2	8,8	Consolidado
HPCL	2	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
NGC	1	2	2	2	2	2	1	2	8,8	Consolidado
PEMEX	1	2	2	2	2	2	2	2	9,4	Consolidado
Petrobras	2	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
Petrojam	1	1	1	0	1	1	2	1	5	Intermedio
Petroperú	1	2	1	2	1	1	2	2	7,5	Avanzado
Staatsolie	2	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
YPF	2	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado
YPFB Andina	1	1	0	1	2	2	2	2	6,9	Avanzado

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Anexo 4. Madurez documental y relación entre planificación y reporte

La madurez documental integra siete dimensiones de evidencia. La forma de relación entre planificación y reporte es una lectura interpretativa complementaria y no constituye un puntaje adicional.

Empresa	Plan.	Rep.	Dispon ib.	Meta no	Metas	Accione s y avances	Marcos	Frecuen cia	Trazab. institucion al	Madurez	Nivel	Forma de relación
ANCAP	1,7	5	2	1	1	1	1	1	2	6,4	Avanzado	El reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de forma más general
BNECL	5	6,3	2	2	2	1	1	2	1	7,9	Avanzado	El reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de forma más general
Ecopetrol	10	10	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado	Planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados
ENAP	4,2	9,4	2	2	1	2	2	2	2	9,3	Consolidado	El reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de forma más general
EP Petroecuador	10	8,8	1	2	2	2	2	1	2	8,6	Consolidado	La planificación presenta actualmente una cobertura documental más completa
HPCL	8,3	10	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado	Planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados
NGC	8,3	8,8	2	2	2	2	2	1	2	9,3	Consolidado	Planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados
PEMEX	10	9,4	2	2	2	2	2	1	2	9,3	Consolidado	La planificación presenta actualmente una cobertura documental más completa
Petrobras	10	10	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado	Planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados
Petrojam	2,5	5	2	1	1	1	1	1	2	6,4	Avanzado	La relación entre planificación y reporte está condicionada por la temporalidad o por el tipo de evidencia
Petroperú	5	7,5	2	2	1	1	2	1	2	7,9	Avanzado	El reporte desarrolla aspectos que la planificación presenta de forma más general
Staatsolie	10	10	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado	Planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados
YPF	10	10	2	2	2	2	2	2	2	10	Consolidado	Planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados
YPFB Andina	5,8	6,9	2	1	1	2	2	1	2	7,9	Avanzado	La relación entre planificación y reporte está condicionada por la temporalidad o por el tipo de evidencia

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Anexo 5. Metas, acciones y mecanismos de seguimiento sobre metano

Este anexo reúne, por empresa, los elementos que permiten observar la relación entre lo previsto y lo posteriormente comunicado, manteniendo separados compromisos, acciones y resultados.

Empresa	Tratamiento del metano	Meta o compromiso principal	Acciones previstas / documentadas	Resultado o avance comunicado	Seguimiento y responsables	Principal limitación documental
ANCAP	No identificado en planificación; indirecto y agregado en reporte.	Orientaciones de eficiencia, reducción de carbono y transición energética; sin meta específica de metano.	Auditorías/certificación de cálculos de GEI, software de emisiones gaseosas, monitoreo ambiental y eficiencia energética.	No se identifican datos ni resultados diferenciados de CH_4.	Gerencia de Medio Ambiente, Seguridad, Salud y Calidad; Gerencia de Transición Energética; Gerencia General y Directorio.	La evidencia permanece agregada a GEI y gestión ambiental; no se identifican acciones específicas de detección o reducción de metano.
BNECL	Explícito, dentro de una agenda amplia de sostenibilidad.	Operaciones netas cero en carbono a 2040 o antes; referencias a reducción de emisiones de metano y desarrollo de biogás/biometano, sin meta cuantificada exclusiva de CH_4.	Desarrollo de proyectos bajos en carbono y BRIDGE; líneas sobre reducción de fugas y biogás/biometano.	El reporte informa una disminución de 33 % de las emisiones operacionales de GEI entre 2021 y 2023; no es un resultado específico de metano.	Directorio y alta gerencia; seguimiento específico de metano permanece general.	La transición BNOCL/BNTCL–BNECL condiciona la continuidad histórica y varias referencias a metano siguen siendo generales.
Ecopetrol	Explícito y diferenciado.	Planificación: reducción de fugitivas y venteos, principalmente metano, y actualización/verificación del inventario. Reporte 2025: -45 % a 2025 y -55 % a 2030 en operaciones directas del segmento de producción, además de avanzar hacia cero emisiones de metano y cero quema rutinaria.	LDAR, mediciones bottom-up y top-down, cámaras infrarrojas, espectroscopía láser, sensores, aeronaves, satélite y proyectos de reducción.	61 iniciativas y proyectos de metano entre 2020 y 2025; reducción acumulada comunicada de 46 % frente a 2019 en producción. La fuente distingue unas 21 $ktCH_4$ consolidadas en el inventario 2025 y 14 $ktCH_4$ cuyo efecto se reflejará plenamente en 2026 (Informe integrado de gestión 2025, p. 174).	Junta Directiva y áreas corporativas y operativas; OGMP 2.0, inventarios e indicadores respaldan el seguimiento.	La relación es ampliamente reconocible, pero el seguimiento futuro requiere mantener cobertura y criterios metodológicos comparables.
ENAP	General en planificación; explícito en reporte.	Metas corporativas de GEI: -25 % a 2035 y -50 % a 2050 respecto de 2023; sin meta corporativa exclusiva de metano.	Medición bajo OGMP, monitoreo y control de fuentes, recuperación de gases de antorcha, electrificación y controles de integridad.	No comunica una reducción cuantificada específica de CH_4; los resultados numéricos se presentan principalmente como GEI.	Directorio, Comité de Sostenibilidad, Gerencia Corporativa de Medio Ambiente y gerencias operativas.	Diferencias pendientes de conciliación: «otras combustiones», 82.211 tCO_2e en el reporte corporativo frente a 84.211 tCO_2e en Sipetrol (diferencia: 2.000 tCO_2e); fugitivas, «No calculado» frente a «No aplica». Localizadores registrados: ENAP 2025, pp. 238–241; Sipetrol 2025, pp. 45–46 y 74. No se modificaron las valoraciones por estas diferencias.
EP Petroecuador	Explícito y específico en planificación; reporte público anterior.	-30 % de emisiones de metano a 2028 respecto de 2023; reducción de quema y aprovechamiento de gas asociado.	OGI, Q-OGI, TDLAS, Hi-Flow, sensores aerotransportados, futura implementación de LDAR, reducción de quema y aprovechamiento de gas asociado.	El reporte 2020 documenta aprovechamiento de gas asociado, sustitución de diésel y reducción de quema; la evidencia específica reciente proviene de instrumentos posteriores.	Comité de Descarbonización y Sostenibilidad Empresarial e indicadores corporativos; reactivación y fortalecimiento institucional en 2026.	Existe un desfase entre planificación 2023–2025 y último reporte corporativo público 2020; la continuidad reciente se complementa con antecedentes institucionales.
HPCL	Explícito en planificación y reporte.	Reporte: reducción de 30 % del metano de Alcance 1 a 2026 y de 40 % de intensidad de carbono a 2030, frente a FY 2021–2022 (GRI 102-4). El marco de 2021 fijaba línea base 2020 y horizonte 2030, con magnitudes aún por definir. GRI 11.2.3 presenta otra meta de	Medición de fugitivas y venteos, OGI, drones, eficiencia de antorchas, conversión de venteo a antorcha, compresor eléctrico y evaluación de VRU.	El 16,3 % está respaldado por GRI 102-4-i, p. 22: (179.963,31 + 50.885,28) / 1.412.464,12 × 100 = 16,3437 %. La base corresponde al metano de Alcance 1 de FY 2021–2022 (102-4-h, p. 21). GP1 aporta	CEO, Directorio, HSE y comités corporativos; seguimiento mediante indicadores y marcos de reporte.	Parte del marco estratégico no está disponible como documento independiente y algunas reducciones corresponden a valores esperados de proyectos.

		GEI a 2030; no se equiparan las formulaciones.		una reducción reportada de 179.963,31 tCO_2e/año; GS-37, una reducción esperada de 50.885,28 tCO_2e/año. El porcentaje combina ambos componentes y no mide la variación interanual del inventario. Fuente: GRI Content Index 2024–2025, pp. 21–22.		
NGC	Explícito en planificación y reporte.	Respecto de 2021: reducir 75 % el venteo rutinario, 50 % las emisiones fugitivas y 25 % el metano total de activos operados a 2025. El mensaje del Presidente sitúa los dos primeros porcentajes en 2030; el reporte no explica la relación entre ambos plazos (Sustainability Report 2023, pp. 5, 8 y 84–94).	Inventarios por activos, medición directa, mejora de factores de emisión, LDAR, inspecciones, verificación de reparaciones, monitoreo proactivo y mantenimiento preventivo.	13,43 mil tCO_2e de metano en 2023, 21 % menos que en 2022.	Seguimiento por activos bajo OGMP 2.0 y Corporate Sustainability Division; función Sustainable Development & Strategic Branding. La atribución específica de las metas de metano a una unidad no queda plenamente identificada.	La atribución de responsabilidades específicas de metano es menos detallada y el último reporte evaluado corresponde a 2023.
PEMEX	Explícito y diferenciado.	-30 % de intensidad de metano por línea de negocio a 2030 vs. 2020; aprovechamiento de gas ≥98 %; cero quema rutinaria en exploración y producción a 2030.	LDAR, medición directa/remota, satélite y sobrevuelos, VRU, aprovechamiento y reinyección de gas, mantenimiento de compresión, sustitución/electrificación de equipos.	Emisiones totales de metano 12,9 % menores en 2024 que en 2023.	Comité de Sostenibilidad, Director General, direcciones corporativas, direcciones generales y áreas operativas.	Al corte de la revisión no se identificó reporte de sostenibilidad 2025 y parte del repositorio presentó restricciones de acceso.
Petrobras	Explícito y diferenciado.	Intensidad de metano upstream de 0,20 tCH_4/mil t de hidrocarburos a 2030; Near Zero Methane 2030 y Zero Routine Flaring.	Reducción de quema, fugitivas y venteo; sustitución/electrificación de equipos; recuperación de gas de antorcha y monitoreo OGMP 2.0.	Intensidad 2025: 0,23 tCH_4/mil tHC, por debajo del compromiso anual de 0,25, aunque por encima de 2024.	Dirección Ejecutiva de Transición Energética y Sostenibilidad; indicadores y horizontes de seguimiento definidos.	Las referencias y acciones deben distinguirse por función; no todas las asociaciones o marcos equivalen a aplicación operativa.
Petrojam	Indirecto y limitado.	Carbon Resilience y reducción de huella ambiental, sin meta cuantificada específica de metano.	Programa de pérdidas de petróleo, reparación e inspección de tanques y planta; proyectos de control de emisiones aparecen principalmente como iniciativas futuras.	No se reporta una reducción de metano. El reporte informa pérdidas operativas y señala que altos niveles de flaring contribuyeron al resultado.	Safety, Environment & Quality Department, Strategic Planning and Business Support, Gerencia General y Directorio.	La planificación 2025–2029/2026–27 es posterior al reporte 2022; las medidas operativas no se presentan como programa específico de mitigación de metano.
Petroperú	General en planificación; explícito en inventario de reporte.	Reducir 15 % la intensidad de GEI a 2030, con línea base 2025 según el Plan ESG. El denominador de intensidad no está identificado en la síntesis de evidencia de la matriz. No constituye una meta específica de CH_4.	Inventario 2024 con cuantificación de CH_4 por fuente; verificación de huella de carbono y seguimiento del Plan ESG.	Se reportan avances del Plan ESG, pero no resultados específicos de mitigación de metano.	Gerencia de Proyectos de Sostenibilidad y Transición Energética; mecanismos de seguimiento del Plan ESG e inventario GEI.	La cuantificación de CH_4 es clara, pero metas y resultados permanecen agregados a GEI y no permiten seguir una reducción específica de metano.
Staatsolie	Explícito en planificación y reporte.	-20 % de intensidad de GEI a 2030 vs. 2021, complementada por compromisos sobre quema, venteo, reinyección y monitoreo de metano en activos/proyectos.	VRU, recuperación de gas, manejo de venteos y quema, compresión y uso de gas residual de proceso (off-gas); GranMorgu incorpora reinyección total, sistema cerrado de antorcha y monitoreo permanente como diseño futuro.	En 2025 la VRU entró plenamente en operación; el aumento de emisiones upstream se atribuye a cuantificación más completa. Reducción corporativa de 0,78 % de intensidad de Alcance 1.	Executive Committee, Supervisory Board, ESG Committee y Corporate HSE Division.	Distinguir medidas operativas de características de proyectos aún en desarrollo; no se reporta una reducción cuantificada específica de CH_4.
YPF	Explícito en planificación y reporte.	Planificación: -30 % de emisiones absolutas de CH_4 a 2030 respecto de 2021; cero quema rutinaria de antorcha en Upstream a	LDAR, VRU, captura de gas venteado, reducción de quema, electrificación y mejora de inventarios.	53.466 tCH_4 en 2025; 19 % menos que en 2024. El reporte también presenta comparaciones frente a 2021.	Comité de Riesgos y Sustentabilidad, Comité Ejecutivo, Vicepresidencia de Nuevas Energías, Dirección de	El Reporte de Sustentabilidad 2025 cumple una doble función documental; se separaron contenidos

		2030; ambición Cero Neto Alcances 1 y 2 a 2050.			Sustentabilidad y Transiciones Energéticas y líneas de negocio; hitos anuales o bianuales.	prospectivos y retrospectivos para evitar doble conteo.
YPFB Andina	General o indirecto; mayor especificidad en metodología.	No se identificó una meta cuantificada específica de CH_4. La planificación evidencia compromiso con cuantificación, monitoreo y gestión de emisiones.	Sistema de Gestión de Emisiones de GEI; ampliación del inventario; factores IOGP; aplicación progresiva de OGMP 2.0; huella de carbono organizacional.	La Memoria Anual 2024–2025 informa 261.724 tCO_2e de GEI para la gestión, no de CH_4 por separado. Atribuye el incremento frente a 2022 a mayor precisión metodológica. Los alcances incluidos en esa cifra requieren confirmación; no se presenta como reducción de metano (pp. 63–65).	Gerencia de Calidad, Salud, Seguridad, Ambiente y RSE y sus jefaturas; informes de monitoreo ambiental.	La planificación institucional remitida en 2026 es posterior al reporte 2025; no deben inferirse medidas de abatimiento a partir de equipos con función productiva.

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Anexo 6. Marcos, estándares e iniciativas: presencia y vinculación documentada

La sola mención de un marco no se interpreta como adhesión formal, aplicación integral ni certificación. La tabla distingue su presencia de la forma en que puede vincularse documentalmente con metodologías, metas, acciones o seguimiento.

Empresa	Plan. 0–2	Rep. 0–2	Cuantificación y medición	Divulgación y reporte	Compromisos e iniciativas	Aspectos de continuidad y trazabilidad
ANCAP	0	1	GHG Protocol; UNIT; AENOR; ISO/IEC 17025	—	Pacto Global; ARPEL; CMNUCC; Agenda 2030/ODS	La vinculación permanece concentrada en GEI, gestión ambiental y sostenibilidad general; futuras publicaciones permitirán observar si se desarrolla una relación más específica con CH_4.
BNECL	0	1	—	GRI y TCFD: alineación prevista, no aplicación acreditada en el reporte 2025.	Barbados National Energy Policy 2019–2030; Acuerdo de París; Agenda 2030/ODS	La vinculación con metano permanece principalmente dentro de una agenda más amplia de sostenibilidad; parte de las referencias de divulgación se presentan como alineaciones futuras.
Ecopetrol	2	2	GHG Protocol; ISO 14064-1; OGMP 2.0	GRI; SASB; TCFD; Ipieca; CDP; OGMP 2.0	Global Methane Initiative; CCAC; OGMP 2.0; Apuntando a Cero Emisiones de Metano; OGDC; Zero Routine Flaring	La comparabilidad entre periodos requiere mantener identificados los cambios de cobertura, alcance y metodología de medición.
ENAP	1	2	ISO 14064; IPCC; OGMP	GRI/GRI 11; SASB; NCG 461/519	OGMP; Pacto Global	La aplicación de los marcos está más desarrollada en el reporte que en la planificación; su seguimiento futuro depende de mantener reconocible esa relación entre ambos componentes.
EP Petroecuador	2	2	ISO 14064; GHG Protocol; OGMP 2.0	GRI; OGMP 2.0	Zero Routine Flaring; Global Methane Pledge; Programa Ecuador Carbono Cero; Acuerdo de París/NDC	Los instrumentos actuales de planificación son posteriores al último reporte corporativo público, por lo que la continuidad debe interpretarse considerando ese desfase temporal.
HPCL	2	2	GHG Protocol; ISO 14064-1; API; IPCC; DEFRA; EcoInvent	GRI; CDP; AA1000; ISAE 3000; OGMP 2.0	OGMP 2.0/Gold Standard; Sustainability-Linked Bond/Loan Principles; CMNUCC; Acuerdo de París/NDC	La evidencia se distribuye entre el Energy Transition Framework 2021 y reportes posteriores; mantener reconocible esa secuencia facilita seguir la evolución de los marcos aplicados.
NGC	2	2	GHG Protocol; API Compendium; IPCC/AR6; OGMP 2.0	GRI/GRI 11; IFRS S1/S2; SASB; OGMP 2.0	OGMP 2.0/Gold Standard	El último reporte evaluado corresponde a 2023; la continuidad de la vinculación deberá observarse en publicaciones posteriores.
PEMEX	2	2	Guía Ipieca/API/IOGP; ISO 14001/50001; ASEA	GRI; TCFD; CDP; IFRS S1/S2	Compromiso Global de Metano; NDC de México; Acuerdo de París	La documentación combina referencias técnicas, de divulgación y compromisos climáticos; conviene mantener diferenciada la función de cada una y su evolución en publicaciones posteriores.
Petrobras	2	2	GHG Protocol; ISO 14064-1; IPCC; OGMP 2.0	GRI/GRI 11; SASB; TCFD; Ipieca	Gold Standard Pathway; Near Zero Methane 2030; Zero Routine Flaring; OGCI; OGDC; OGMP 2.0	La evidencia se distribuye entre planificación, reporte y documentos complementarios; mantener diferenciada la función de cada marco facilita seguir su aplicación y evolución.
Petrojam	0	1	—	—	Jamaica National Energy Policy	La evidencia disponible sitúa la gestión dentro de un marco energético general; la continuidad de una vinculación más específica dependerá de publicaciones posteriores.

Petroperú	1	2	GHG Protocol; ISO 14064-1; IPCC; RAGEI/Infocarbono	GRI/GRI 11; TCFD	Política Energética Nacional; Acuerdo de París; ODS	La trazabilidad es más clara en la cuantificación y divulgación de GEI que en la conexión con metas o resultados específicos de CH_4.
Staatsolie	2	2	ISO 14001; EMMP	TCFD; Ipieca	Zero Routine Flaring by 2030; Brighter Impact Model; NDC de Surinam; ODS	La evidencia relevante está distribuida entre hoja de ruta, reportes y documentación de proyectos; integrar estas fuentes permite seguir mejor la secuencia de la planificación y la implementación.
YPF	2	2	GHG Protocol	GRI/GRI 11; SASB; TCFD	OGDC; Acuerdo de París	La evidencia se distribuye entre instrumentos de planificación y reporte; conviene mantener diferenciada la función de cada referencia y la continuidad entre contenidos prospectivos y resultados.
YPFB Andina	2	2	IOGP; GHG Protocol; OGMP 2.0	OGMP 2.0	OGMP 2.0	Parte de la evidencia se encuentra distribuida entre documentación pública e institucional complementaria; mantener esa secuencia facilita seguir la evolución metodológica.

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Anexo 7. Cambios en la evidencia identificados durante la revisión 2025–2026

Los cambios de esta tabla describen la evolución de la evidencia reunida y no una variación automática del desempeño empresarial.

Empresa	Información incorporada o precisada	Qué permitió precisar	Vacío o cautela que permanece
ANCAP	La Memoria Anual 2025 actualizó gestión ambiental, estructuras responsables, software de emisiones y auditorías de GEI.	Actualiza la evidencia de institucionalidad y seguimiento ambiental.	El tratamiento del metano permanece indirecto y agregado, sin metas, acciones o resultados diferenciados de CH_4.
BNECL	Se incorporó el Annual Report and Audited Statements 2025 y se actualizó la lectura de la transición desde BNOCL/BNTCL hacia BNECL.	Amplía evidencia sobre GEI, estrategia y proyecto BRIDGE y permite reconstruir continuidad corporativa.	La serie bajo la denominación BNECL es reciente y no presenta reducción cuantificada específica de metano.
Ecopetrol	Se incorporó el Informe Integrado de Gestión 2025 con metas, iniciativas, mediciones y resultados actualizados.	Refuerza la relación entre metas, medición, acciones y resultados.	Mantener cobertura y criterios metodológicos comparables en futuras revisiones.
ENAP	Se incorporaron Reporte Integrado ENAP 2025, Memoria Integrada Sipetrol 2025 y Reporte Integrado Enap Refinerías 2025.	Amplía evidencia sobre medición, fuentes y acciones.	Los resultados siguen principalmente agregados a GEI y existen diferencias entre documentos para determinadas cifras.
EP Petroecuador	Se incorporaron Plan de Descarbonización 2023–2030, Plan de Implementación OGMP 2.0 de 2025 y antecedentes institucionales de 2026.	Permite caracterizar planificación reciente y continuidad institucional posterior al reporte 2020.	Persiste el desfase temporal con el último reporte corporativo público.
HPCL	Se incorporaron ESG Report 2024–2025 y GRI Content Index 2024–2025.	Aporta medición, OGI, drones, eficiencia de antorchas y resultados o reducciones esperadas de proyectos.	Distinguir resultados alcanzados de reducciones esperadas; parte del marco estratégico no está disponible como documento independiente.
NGC	Se reexaminó la estrategia 2022 y el Sustainability Report 2023, recuperando evidencia sobre OGMP 2.0, inventarios, medición directa, LDAR y metas.	Fortalece la lectura de planificación, reporte y relación entre ambos.	El último reporte evaluado es 2023; la continuidad posterior debe verificarse.
PEMEX	Se revisaron con mayor detalle el Plan de Sostenibilidad 2024 y el Informe de Sostenibilidad 2024 mediante canales institucionales.	Precisa metas, acciones, responsables, seguimiento y resultados de metano.	No se identificó reporte de sostenibilidad 2025 y parte del repositorio presentó restricciones de acceso.
Petrobras	Se incorporaron Sustainability Report 2025, ESG Datasheet 2025 y Management Report 2025.	Actualiza intensidad de metano, monitoreo OGMP 2.0, recuperación de gas de antorcha y reducción de quema.	La intensidad 2025 fue inferior al compromiso anual, pero superior al valor 2024; mantener ambas referencias.
Petrojam	Se incorporaron Corporate Strategies 2025–2029 y Summary Operational Plan 2026/27 y se reexaminó el Annual Report 2021–2022.	Permite interpretar mejor el caso y el desfase entre planificación y reporte.	No se identifican metas, medición o medidas específicas de metano con el mismo nivel de detalle que otros casos.
Petroperú	Se precisó que el inventario 2024 cuantifica y desagrega CH_4 por fuente y se revisaron huella de carbono, Plan ESG e institucionalidad.	Fortalece la lectura sobre cuantificación de metano.	No se identificaron acciones o resultados específicos de mitigación de metano y no se identificó reporte 2025.
Staatsolie	Los reportes 2025 permitieron distinguir la VRU ya operativa de características previstas para GranMorgu y actualizar la gestión de venteo/quema.	Mejora la distinción entre medidas implementadas, cambios de medición y proyectos futuros.	Parte de la planificación continúa distribuida entre hoja de ruta, reportes y documentación de proyectos.

YPF	Se incorporó el Reporte de Sustentabilidad 2025 y se precisó que sus secciones prospectivas forman parte del marco de planificación corporativa.	La planificación pasa a 10/10 y YPF se integra al grupo donde planificación y reporte permiten relacionar compromisos, acciones y resultados.	Mantener separadas las secciones prospectivas y retrospectivas para evitar doble conteo.
YPFB Andina	Se incorporaron Memoria 2024–2025, Desempeño Ambiental 2025 y antecedentes institucionales de 2026 sobre sistema GEI, IOGP y OGMP 2.0.	Fortalece la lectura sobre cuantificación, metodología y seguimiento.	La planificación institucional 2026 es posterior al reporte 2025; no se identificó meta cuantificada de CH_4 ni abatimiento específico con igual claridad.

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Anexo 8. Segmentos de operación y prácticas documentadas sobre metano

Este anexo reúne las prácticas, tecnologías y mecanismos identificados en la documentación revisada para las 14 empresas. Las prácticas de cuantificación, medición, detección y seguimiento se presentan separadas de las medidas de mitigación para evitar tratarlas como equivalentes.

- Leyenda: ● evidencia clara, específica y verificable; ◐ evidencia general, indirecta, prevista o con atribución limitada; — evidencia no identificada en las fuentes revisadas.
- Abreviaturas: P = petróleo; G = gas; U = upstream; M = midstream; D = downstream; N/A = no aplica.

A8.1 Cuantificación, medición, detección y seguimiento

Tabla A8.1a. Inventarios y métodos de cuantificación

Empresa	Segmentos de operación	Inventario de emisiones	Cuantificación de CH_4	Factores de emisión	Medición directa	Medición remota	Medición bottom-up	Medición top-down
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	◐	—	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	—	●	—	●	●
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	◐	◐	—	—	—	—	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	—	●	—	—	—
HPCL	P: U/M | G: N/A	●	●	—	●	—	—	—
NGC	P: N/A | G: M/D	●	●	●	●	—	—	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	—	●	●	—	—
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	—	●	—	—	—
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	—	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	◐	◐	—	—	—	—	—
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	—	—	—	—	—
YPFB Andina	P: U | G: U/M	●	●	●	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Tabla A8.1b. Monitoreo, detección y reparación de fugas

Empresa	Segmentos de operación	Monitoreo continuo	Monitoreo permanente	LDAR	Detección de fugas	Reparación de fugas	Verificación de reparaciones
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	◐	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	●	●	—	—
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	◐	—	—	◐	—	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	◐	●	●	●
HPCL	P: U/M | G: N/A	—	—	—	●	—	—
NGC	P: N/A | G: M/D	●	—	●	●	●	●
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	●	●	●	●
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	●	—	—
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	—	◐	—	●	—	—
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	●	●	●	—
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Tabla A8.1c. Tecnologías de medición y detección en campo

Empresa	Segmentos de operación	Cámaras OGI	Q-OGI	Cámaras ópticas	Cámaras infrarrojas	TDLAS	Espectroscopía láser	Hi-Flow	Sensores portátiles	Sensores ultrasónicos
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	●	—	●	—	●	—
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—	—	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	—	—	●	—	●	—	—
HPCL	P: U/M | G: N/A	●	—	—	—	—	—	—	—	—
NGC	P: N/A | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—	—	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	—	—	—	—	—	—	—	—	—
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	●	—	—	—	—	—	●
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Tabla A8.1d. Monitoreo remoto y métodos complementarios

Empresa	Segmentos de operación	Drones	Monitoreo satelital	Sobrevuelos / aeronaves	Sensores aerotransportados	Medición de eficiencia de antorchas	Conciliación de mediciones OGMP	Evaluación de venteos en tanques
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	—	●	●	—	—	—	—
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	—	◐	—	●	—	●	—
HPCL	P: U/M | G: N/A	●	—	—	—	●	—	●
NGC	P: N/A | G: M/D	—	●	—	—	—	●	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	—	●	●	◐	—	—	—
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	—	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	—	—	—	—	—	—	—
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	—	—	—	—	—
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

A8.2 Prácticas de mitigación documentadas

Tabla A8.2a. Medidas sobre emisiones fugitivas, venteo y quema

Empresa	Segmentos de operación	Reducción de emisiones fugitivas	Control de emisiones fugitivas	Reducción de venteo	Eliminación de venteo	Conversión de venteo a antorcha	Reducción de quema en antorcha	Cero quema rutinaria
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	●	—	—	●	●
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	◐	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	●	●
HPCL	P: U/M | G: N/A	◐	—	●	—	●	—	—
NGC	P: N/A | G: M/D	●	—	●	—	—	—	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	●	—	—	●	●
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	●	—	—	●	●
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	◐	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	—	—	●	●	●	●	●
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	—	—	—	●	●
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Tabla A8.2b. Recuperación, aprovechamiento y reinyección de gas

Empresa	Segmentos de operación	Recuperación de vapores (VRU)	Recuperación de gas de antorcha	Captura de gas venteado	Aprovechamiento de gas venteado	Aprovechamiento de gas asociado	Reinyección de gas	Recuperación de gases fugitivos
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	—	●	—	—	—	—	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	●	—	—
HPCL	P: U/M | G: N/A	◐	—	●	●	—	—	—
NGC	P: N/A | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	—	—	●	●	—
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	—	●	—	—	●	—	—
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	—	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	●	●	●	●	—	◐	●
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	●	—	—	—	—
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Tabla A8.2c. Compresión, equipos y electrificación

Empresa	Segmentos de operación	Ampliación de capacidad de compresión	Instalación de compresores	Sustitución de sellos húmedos por secos	Reemplazo de equipos con fugas	Electrificación de equipos	Electrificación de activos
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	—	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	●	●
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	●	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—
HPCL	P: U/M | G: N/A	—	●	—	—	●	—
NGC	P: N/A | G: M/D	—	—	—	—	—	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	●	●	●	●	●	—
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	●	●	●
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	●	—	—	—	—	—
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	—	●	—	—	●	—
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Tabla A8.2d. Tanques, válvulas y mantenimiento

Empresa	Segmentos de operación	Reparación de tanques	Inspección de válvulas	Control de válvulas	Mantenimiento preventivo	Instalaciones sin tanques (tankless)
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	●
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—
HPCL	P: U/M | G: N/A	—	—	—	—	—
NGC	P: N/A | G: M/D	—	—	—	●	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	●	—
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—
Petrojam	P: M/D | G: N/A	◐	◐	◐	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	—	—	—	—	—
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Tabla A8.2e. Sustitución, reutilización y eficiencia de combustión

Empresa	Segmentos de operación	Sustitución de diésel con gas asociado	Reutilización de gas recuperado como combustible	Reutilización de gas residual de proceso (off-gas) como combustible	Uso de gas recuperado en recuperación mejorada de petróleo	Mejora de eficiencia de combustión de antorchas	Mejora de eficiencia de combustión de quemadores	Sistema cerrado de antorcha
ANCAP	P: U/M/D | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—
BNECL	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Ecopetrol	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
ENAP	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
EP Petroecuador	P: U/M/D | G: U/M/D	●	—	—	—	—	—	—
HPCL	P: U/M | G: N/A	—	—	—	●	—	—	—
NGC	P: N/A | G: M/D	—	—	—	—	—	—	—
PEMEX	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	●	●	—
Petrobras	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Petrojam	P: M/D | G: N/A	—	—	—	—	—	—	—
Petroperú	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
Staatsolie	P: U/M/D | G: U	—	●	—	—	—	—	◐
YPF	P: U/M/D | G: U/M/D	—	—	—	—	—	—	—
YPFB Andina	P: U | G: U/M	—	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia a partir de la evidencia revisada.

Nota. Una marca indica que la práctica fue identificada en la documentación revisada. No implica cobertura sobre todos los activos o segmentos de la empresa ni, por sí sola, confirma que la medida se encuentre implementada. Cuando la evidencia corresponde a una acción prevista, futura, en desarrollo o con atribución limitada, se utiliza ◐. El estado de implementación, el alcance y los resultados comunicados se desarrollan en los Anexos 5 y 7.

olacde

OEMLAC

Observatorio de Emisiones de Metano de América Latina y el Caribe

MADUREZ DEL REPORTE CORPORATIVO SOBRE METANO

2026