

Procedimiento de reporte de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

PARA EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO UPSTREAM
PROVINCIA DE NEUQUÉN

ÍNDICE

1. Introducción.....	3
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Propósito.....	4
1.3 Alcance.....	4
1.4 Glosario.....	5
2. Principios para la elaboración de Inventario y Reporte de Gases de Efecto Invernadero del Sector Hidrocarburífero.....	10
2.1 Relevancia.....	10
2.2 Integridad.....	10
2.3 Consistencia.....	11
2.4 Transparencia.....	11
2.5 Exactitud.....	11
3. Delimitación de los límites organizacionales y operativos a establecer para el inventario y reporte de las emisiones de GEI en el Sector Hidrocarburífero ..	12
3.1 Establecimiento de límites organizacionales.....	14
3.2 Establecimiento de límites operativos.....	15
3.2.1 Emisiones directas de emisiones de GEI (Scope 1).....	17
3.2.2 Emisiones indirectas de GEI (Scope 2).....	22
4. Metodologías de cuantificación/medición de emisiones GEI.....	25
4.1 Programa de detección y reparación de fugas (LDAR).....	28
5. Cronograma de progresividad de implementación de los niveles de cuantificación/medición para el reporte de GEI período 2025-2030.....	29
6. Diseño de Inventario para mantener consistencia de datos en el tiempo ...	32
6.1 Año Base.....	32
7. Presentación de reportes verificados por terceros.....	32
8 ANEXO I ALCANCE 2 SEGÚN METODOLOGÍA MARKET BASED.....	34

1. Introducción

1.1 Antecedentes

El 28 de agosto de 2024 es sancionada la ley provincial N°3454 de Régimen Provincial de Acción Climática donde se definen los objetivos generales, definiciones y principios en políticas públicas por parte de la provincia de Neuquén para trabajar la problemática de Cambio Climático en el territorio. Uno de los temas prioritarios que forma parte de los objetivos a trabajar en materia de cambio climático por parte de la provincia de Neuquén, es el de la mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) de las actividades productivas que se realizan dentro de la misma. En este sentido, teniendo en cuenta el 3er Inventario Nacional de GEI emitido por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de Nación (actual Subsecretaría de Ambiente) en 2019 (Tercer Informe Bienal de Actualización (BUR3)¹ presentado a la *Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático* (CMNUCC)) e información desagregada de las emisiones de GEI por provincia proporcionada por este mismo organismo, se observa que en el último año informado (2018), el sector Hidrocarburífero en la provincia de Neuquén representa aproximadamente el 50% de las emisiones totales de GEI en unidades de CO₂eq en la provincia. A partir de lo anterior, la Subsecretaría de Cambio Climático en conjunto con la Secretaría de Ambiente, decide como estrategia provincial para la mitigación de los GEI de la provincia, elaborar un plan sectorial para el sector Hidrocarburífero para canalizar esfuerzos en el control y mitigación de las emisiones de GEI del sector emisor preponderante. En este sentido, se emite la Resolución 258/25 “**Programa de Monitoreo y Mitigación de Emisiones en el Sector Hidrocarburífero**” y su Anexo I (enmarcada en la Ley provincial N° 3454 “**Régimen Provincial de Acción Climática de la Provincia de Neuquén**”) con la Subsecretaria de Cambio Climático como Autoridad de

¹ Tercer Informe Bienal de Actualización (BUR3), presentado a la [Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático](#) (CMNUCC) en 2019. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación.

Aplicación, donde se definen el objetivo general y los objetivos específicos junto con las etapas de trabajo para el cumplimiento de los mismos.

Este documento forma parte de una serie de documentos que, en conjunto, definen los criterios operativos a nivel provincial para cumplimentar con uno de los objetivos específicos fundamentales de la norma antes nombrada que es, la implementación de un reporte de emisiones que obliga a todas las empresas de la cadena de valor del sector (“Sujetos Obligados” definidos en Resolución N°258/25) a cuantificar, reportar y mitigar las emisiones de GEI que generen sus actividades dentro de la provincia; dentro del abanico de gases de efecto invernadero, la Resolución define como gases prioritarios a cuantificar y reportar, el metano (CH₄), el dióxido de carbono (CO₂) y el óxido nitroso (N₂O).

1.2 Propósito

El propósito de este procedimiento es el definir un marco general donde se presenten las pautas que deben seguir los Sujetos Obligados a la hora de elaborar y verificar sus reportes de emisiones de GEI, a partir de conceptos fundamentales como los límites organizacionales y operativos, metodologías de detección, estimación y cuantificación de emisiones de GEI, año base, indicadores y medidas de reducción de emisiones de GEI, verificación por terceros entre otros y que puedan plasmarlo en un formato que le permita a la Autoridad de Aplicación de forma práctica, consolidar los datos de emisiones reportados ya verificados de las distintas empresas, y poder conformar un inventario anual provincial del sector.

1.3 Alcance

Este procedimiento se enfoca en los criterios y definiciones a nivel provincial en cuanto a cómo las empresas incluidas como Sujetos Obligados deben consolidar a nivel Activo (Área de Concesión/Bloque), las emisiones de GEI generadas en sus operaciones de exploración y explotación para luego presentar ante esta Autoridad, los resultados verificados en un formato definido (“Template”) con posibilidad de solicitar la documentación necesaria para realizar una “re-verificación” de una muestra de la totalidad de los reportes verificados por terceros; todo lo

anterior con el objetivo de confirmar que las verificaciones hayan sido realizadas bajo los principios fundamentales para la cuantificación y reporte de emisiones GEI que se detallan en el capítulo 2 que se detalla en párrafos posteriores y criterios técnicos detallados para un proceso de verificación por terceros definidos en el capítulo 7.

Con los reportes verificados presentados por los Sujetos Obligados, el objetivo de la provincia es poder elaborar el inventario provincial del sector y hacer públicos, tanto el inventario como los avances en mitigación del sector (objetivo específico de la Resolución N°258/25) de manera de hacer transparente para la población, los avances de la provincia en materia de mitigación de emisiones de GEI.

Es importante aclarar que este procedimiento es complementario de otro documento que formará parte del sistema de gestión integral de emisiones de GEI del sector Hidrocarburífero que la provincia definió como política pública en función de la Resolución N°258/25 y que es fundamental para alinear las metas de mitigación de la provincia el sector Hidrocarburífero que es el *Procedimiento de elaboración de Planes de Mitigación para el sector Hidrocarburífero* el cual se elaborará en el transcurso del año 2026.

Este procedimiento se enfocará en el sector *Upstream* dado que es el sector de la cadena de valor con mayor porcentaje de emisiones GEI respecto al total de la cadena de valor (85% del metano es generado en el sector Upstream según el informe sobre metano de la Agencia Internacional de Energía (IEA) del año 2025² en la cual está asociada la Argentina) y por eso su priorización. Las operadoras de los sectores midstream y downstream no se encuentran contemplados en el presente reglamento, y serán incluidas en futuros protocolos de reporte.

1.4 Glosario

Autoridad de Aplicación: es el organismo público designado por ley para reglamentar, ejecutar, controlar y sancionar el cumplimiento de una norma específica. Tiene la potestad de dictar normas complementarias,

² Global Methane Tracker. International Energy Agency (IEA).2025

interpretar la ley y velar por el cumplimiento de las obligaciones de los Sujetos Obligados. Será Autoridad de Aplicación del presente procedimiento la Secretaría de Ambiente a través de la Subsecretaría de Cambio Climático, o los organismos que en el futuro los reemplacen.

Sujetos Obligados: toda empresa o grupo de empresas, concesionarios, permisionarios, operadores, sea cual fuere su naturaleza jurídica, sean de origen nacional o extranjero o unión transitoria de empresas, cuya actividad tenga a su cargo la exploración y explotación de la actividad hidrocarburífera en la provincia del Neuquén, definidas como empresas del sector Upstream.

Upstream: es la primera etapa de la cadena de valor de la industria petrolera. Este sector abarca todas las actividades/Instalaciones de exploración, desarrollo, explotación, acondicionamiento y conducción del gas y petróleo convencional y no convencional asociadas a uno o un conjunto de pozos (en perforación, perforados y en proceso de completación o productores), hasta un punto de transferencia de la producción bajo responsabilidad de un tercero o propio.

Gases de efecto invernadero (GEI): componente gaseoso de la atmósfera, tanto natural como antropogénico, que absorbe y emite radiación a longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación infrarroja emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes y que generan efectos negativos en la evolución de las condiciones climáticas del planeta tierra. A los efectos de este procedimiento, se consideran gases de efecto invernadero (GEI) de interés, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), por ser los más significativos en la actividad hidrocarburíferas. Esta definición no excluye la posibilidad de incluir otros gases en futuras actualizaciones.

Inventario de emisiones GEI: conjunto estructurado y documentado de estimaciones/mediciones de GEI asociadas a las actividades del sector Upstream correspondientes a un año calendario calculadas con una/s metodología/s reconocidas internacionalmente, límites organizacionales y

operativos establecidos y criterios de calidad de datos, incluyendo la trazabilidad de los datos de actividad y factores de emisión utilizados.

Reporte de emisiones GEI: documento formal con el cual el Sujeto Obligado comunica a la Autoridad de Aplicación los resultados de su inventario para un año calendario donde se incluya la Declaración de Verificación (según corresponda) que certifique la consistencia de los datos de actividad, entre otros. Todo lo anterior reflejado en un formato de reporte como es el *Template*.

Template: tabla Excel para el reporte del Inventario de Emisiones de GEI de los Sujetos Obligados.

Fuente emisora: equipo, proceso o actividad dentro un proceso/instalación que libera directa o indirectamente gases de efecto invernadero ya sea por combustión, venteo, fuga, quema en antorcha o por algún incidente no previsto.

Instalación: significa cualquier edificio, estructura, actividad o combinación de los mismos que contenga una o varias fuentes fijas o móviles emisoras de GEI.

Activo u área de concesión: unidad técnica y administrativa que comprende una o más Instalaciones operando bajo un mismo título de concesión hidrocarburífera.

Bloque: agrupamiento geográfico o administrativo de uno o más Activos bajo el control operativo de una misma empresa dentro de la Cuenca Neuquina.

Límite operativo: alcance de las actividades, fuentes y procesos dentro de las operaciones de un Sujeto Obligado que son incluidas en la cuantificación de gases de efecto invernadero, una vez definido el límite organizacional. Se definen como fuentes de emisiones directas (Alcance/Scope 1) y fuentes de emisiones indirectas (Alcance/Scope 2).

Emisiones directas: son las emisiones de GEI generadas por las actividades u operaciones que genera una empresa dentro de sus Activos/Instalaciones

operadas por la misma. En los estándares internacionales de reporte de GEI, a este tipo de alcance se lo define como Alcance/Scope 1.

Emisiones Indirectas: son las emisiones de GEI generadas por las actividades u operaciones que se generan por la compra y consumo de energía ya sea en forma eléctrica, de vapor o calor utilizado para sus operaciones, contratos de servicios a terceros, etc. En los estándares internacionales de reporte de GEI, a este tipo de alcance se lo define como Alcance/Scope 2.

Límite organizacional: delimitación de las operaciones, Activos o Instalaciones cuyas emisiones de gases de efecto invernadero son atribuibles a una organización para efectos del inventario, conforme a un criterio de consolidación que puede ser control operacional, control financiero o control por participación en el capital (equity share).

Control Operacional: en este caso, el Sujeto Obligado tiene autoridad para definir procedimientos operativos y de gestión de un activo o instalación como pueden ser operación, mantenimiento o control ambiental. En este caso, a fines del inventario, el Sujeto Obligado deberá hacerse cargo del 100 % de las emisiones generadas en el Activo o Instalación operados.

Datos de actividad: valor cuantitativo que representa el nivel de actividad de un proceso o fuente emisora que, combinado con un factor de emisión, permiten estimar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Factor de Emisión: coeficiente que relaciona la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero liberadas a la atmósfera con una unidad de actividad asociada a una fuente emisora, permitiendo estimar emisiones a partir de datos de actividad.

Fuente emisora: equipo, proceso o actividad dentro de una operación que libera directa o indirectamente gases de efecto invernadero, ya sea por combustión, venteo, fuga, quema en antorcha u otras que puedan ocurrir en una instalación.

Fuentes De Minimis: son aquellas fuentes que, dado su baja contribución al total de emisiones en un Activo, pueden ser excluidas del total de emisiones

a ser tenidas en cuenta en el reporte anual para su mitigación, pero que igualmente deben ser reportadas de forma paralela en el reporte anual de GEI de manera de poder ser verificada su condición *De Minimis*.

Nivel de cuantificación de GEI: clasificación metodológica que describe el grado de detalle, precisión y representatividad con que se estiman o miden los gases de efecto invernadero provenientes de una fuente o actividad. Estos en general se organizan en orden progresivo desde estimaciones agregadas basadas en factores de emisión por defecto hasta mediciones directas por fuente y reconciliación a escala de instalación.

Intensidad de emisiones de GEI: indicador que expresa la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que se emiten por unidad de actividad o producción asociada a una operación, calculado como la relación de emisiones totales de GEI y una métrica representativa de la actividad productiva durante un período determinado.

Potencial de calentamiento Global (GWP): índice que mide la capacidad de un gas de efecto invernadero para absorber energía térmica en la atmósfera en comparación con el dióxido de carbono (CO₂) durante un horizonte temporal determinado (20 o 100 años). Este indicador permite comparar el impacto climático de las emisiones de los distintos GEI en una misma unidad equivalente, el CO₂eq.

Año Base: año de referencia respecto del cual se cuantifican las emisiones de gases de efecto invernadero de una organización/Sujeto Obligado a partir del cual se evalúan las variaciones de emisiones por cambios estructurales en la organización y el cumplimiento de medidas de reducción/mitigaciones establecidas.

Verificación: proceso de evaluación de una declaración de datos e información histórica para determinar si la declaración es materialmente correcta y que debe ser realizada por un tercero independiente.

2. Principios para la elaboración de Inventario y Reporte de Gases de Efecto Invernadero del Sector Hidrocarburífero

Este capítulo define los principios fundamentales para la elaboración del inventario y reporte de emisiones de GEI para el sector Hidrocarburífero, sentando las bases para las pautas para la cuantificación, reporte y verificación de GEI que se detallan en el resto de este procedimiento. Estos principios se detallan a continuación³:

2.1 Relevancia

Este principio define el marco de la información que debe ser incluida en un reporte de emisiones de GEI para que este refleje apropiadamente la realidad de la empresa en cuanto la gestión de sus emisiones de GEI y que, por último, serán fundamentales para la toma de decisiones de los usuarios de esta información (empresa, Autoridad de Aplicación, inversores etc.). Un aspecto importante de la relevancia es la correcta definición de los límites organizacionales y operativos de la empresa, estos conceptos se definirán más adelante.

Por último, la oportunidad o “*Timeliness*” es una componente de la relevancia, ya que, si la información es reportada después del momento en que puede influir en las decisiones, esta deja de ser relevante.

Todo lo anterior será ampliado y adaptado al sector Hidrocarburífero de la provincia en el capítulo 3 de este procedimiento.

2.2 Integridad

Este principio se refiere al reporte de todas las actividades y fuentes emisoras de GEI dentro de los límites organizacionales y operativos definidos por la empresa y que permite la exclusión de algunas fuentes como pueden ser aquellas definidas como *de minimis*, concepto que se verá en el capítulo 3 de este procedimiento.

³ API-IPIECA. Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions.2011

2.3 Consistencia

Este principio se basa en el uso de metodologías y mediciones consistentes que permitan la comparación de emisiones en el tiempo de manera que los usuarios de la información de los reportes de GEI puedan identificar tendencias y evaluar el desempeño de los Sujetos Obligados. Si hubiese cambios en el alcance, métodos, datos u otros factores que puedan afectar las estimaciones de las emisiones de GEI, esto debe ser documentado en forma transparente y con su respectiva justificación.

2.4 Transparencia

Este principio está relacionado con el grado en el cual la información sobre los procesos, procedimientos de estimación, datos utilizados, suposiciones y limitaciones del inventario de GEI son presentadas. Todo lo anterior debe ser reportado de manera clara, entendible, fáctica, neutral y coherente. Cualquier cambio en los datos, métodos o factores utilizados que afecten la serie temporal de emisiones reportadas debe ser documentado en forma transparente. La información de las verificaciones externas por terceros debe ser incluida con el reporte. Para promover una verificación independiente, el proceso de elaboración del inventario debe estar basado en documentación completa y clara, que permita a un verificador externo o un tercero, certificar la consistencia y trazabilidad de los datos. Otro punto importante de este principio es que, como parte de uno de los objetivos de la Resolución 258/25, los datos de emisiones de GEI del sector serán de carácter público mediante los distintos medios de comunicación del Estado, de manera de demostrar el compromiso de la provincia con la población en cuanto al abordaje de uno de los temas claves del Cambio Climático.

2.5 Exactitud

Este principio define que los datos que se utilicen para la elaboración del inventario de GEI deben ser los suficientemente exactos y precisos para permitir a los usuarios de los datos, tomar decisiones con confianza. Dado que los objetivos de uso de los datos del inventario varían, el nivel de exactitud también variará. Las empresas deben asegurarse que las mediciones, estimaciones o cálculos de las emisiones de GEI no estén

sistemáticamente por encima o por debajo del valor verdadero de las emisiones, reconociendo la necesidad de hacer un balance entre la relación costo-rendimiento de obtener estimaciones de emisiones lo más exactas posibles y el uso que le van a dar los usuarios a la información de los reportes de GEI.

3. Delimitación de los límites organizacionales y operativos a establecer para el inventario y reporte de las emisiones de GEI en el Sector Hidrocarburífero

El sector Upstream es la primera etapa de la cadena de valor de la industria petrolera. Este sector abarca todas las actividades/instalaciones de exploración, desarrollo, explotación, acondicionamiento y conducción del gas y petróleo convencional y no convencional asociadas a uno o un conjunto de pozos (en perforación, perforados y en proceso de completación o productores), hasta un punto de transferencia, el cual no se incluya como parte del Upstream, de la producción que queda bajo responsabilidad de un tercero o propia, como son el procesamiento de gas (fraccionamiento del gas natural en distintos productos que componen el gas natural (gas seco, etano, propano, butano o gasolina; planta Turboexpander con torres de fraccionamiento de gas natural por ej.) para posteriormente ser transportado para su industrialización) o transporte por un tercero mediante gasoducto u oleoducto para su entrega/industrialización. Para mayor detalle, se definirá el sector en dos grandes subsectores donde se detallan las actividades preponderantes de las mismas para un mejor entendimiento. Esta clasificación no se desagregará de forma idéntica en el Template del primer año de reporte, aunque la granularidad del mismo aumentará de forma gradual según lo especifique la Autoridad de Aplicación. El sector Upstream puede dividirse en:

-
- *Exploración/Pre-Producción*: actividades de sísmica, construcción de PADS, perforación (desgasificación de lodos entre otras), completación con/sin fractura hidráulica, ensayo de pozo, operaciones de logística asociadas, etc.
- *Explotación*: operaciones de producción/inyección/tratamiento de hidrocarburos, mantenimiento de instalaciones y sus equipos asociados, abandono de instalaciones y pozos, operaciones logísticas asociadas, remediación ambiental entre otras, las cuales se generan en instalaciones que forman parte del Upstream como son:
- Pozos productores, de inyección o abandonados (PADS).
 - Baterías.
 - CPF (Central Processing Facility) /EPF (Early Processing Facility).
 - Planta de Tratamiento de Crudo.
 - Planta de Tratamiento de Gas.
 - Planta de tratamiento/inyección de agua de formación.
 - Planta de tratamiento y procesamiento de arenas.
 - Plantas de acondicionamiento de punto de rocío sin fraccionamiento de GNL. (salvo que ya esté incluida en Planta de tratamiento de gas).
 - Gasoductos/Oleoductos.
 - Otras

Las fuentes emisoras (lista no exhaustiva) que se deberán considerar a la hora de reportar las emisiones de GEI dentro de las instalaciones antes nombradas son bombeo a combustión, cabezal de pozo, anular entre casing-encamisado, workover/intervención de pozos, ensayo de pozos, descarga de líquido asociado en pozos de gas), tanques de almacenamiento/lavadores/cortadores (llenado, vaciado, respiración, fallo de VRU, por ejemplo), plantas de deshidratación de glicol, plantas de endulzamiento, controladores neumáticos y bombas neumáticas a gas, bombas inyectoras, válvulas de alivio/seguridad, compresores (purgas, sellos, empaquetaduras), líneas de conducción, pozos inactivos, en estudio o abandonados (propiedad de la operadora), entre otras.

Esta definición tiene como objetivo darles un marco general a las empresas del sector a la hora de definir sus límites organizacionales y operativos.

3.1 Establecimiento de límites organizacionales

Esto refiere a la definición de los Activos/Instalaciones que se incluyen en el inventario de la empresa dependiendo de su naturaleza jurídica en los mismos, ya sea como operador (control operacional), con participación accionaria (*equity share*) o control financiero, definiendo de esta manera, el enfoque de consolidación corporativo de los GEI. En el capítulo 3 de este procedimiento, se adaptarán los términos jurídicos (activo, por ejemplo) definidos en la normativa provincial donde la actual Subsecretaría de Hidrocarburos dependiente de Ministerio de Energía es Autoridad de Aplicación, y el tipo de enfoque de consolidación corporativo a utilizar para definir los límites organizacionales de los Sujetos Obligados.

Los límites organizacionales dependen del tipo de enfoque de consolidación de las emisiones de GEI que se determine para las áreas de concesión/Bloques en las cuales la empresa tiene algún tipo de participación legal. A fines de practicidad, se tomará el enfoque de *Control Operacional* para la consolidación de las emisiones de GEI dentro de una/s áreas de concesión/Bloques operados por la misma con algunas excepciones que se definirán más adelante. Esto significa que la empresa que legalmente adquiera la condición de Operador de una o varias áreas de concesión o Activos/Bloques dentro de la Cuenca Neuquina, deberá reportar la totalidad de las emisiones que se generen dentro de los Activos/Instalaciones operadas incluyendo:

- Las actividades que puedan generar emisiones mediante combustión estacionaria de las empresas de servicios con equipos de torre y fractura dentro de un activo.
- Aquellos gasoductos/oleoductos propios que se encuentran dentro del activo y forman parte del proceso productivo del mismo pero que por razones operativas, superan los límites geográficos del activo y puedan finalizar en alguna instalación propia o de un tercero, debiendo

considerar las emisiones que generan en toda su extensión y asignarla al activo donde inicia su traza.

Por último, en el caso de empresas operadoras que realizan algún tipo de tratamiento/conducción de su producción en instalaciones como puede ser un gasoducto/oleoducto de conducción/transporte (concesión de transporte), planta de tratamiento/acondicionamiento de gas o petróleo u otra donde se pueden dar las siguientes situaciones:

- La instalación se encuentra dentro un activo propio, pero es operada por otra empresa. En caso de no tener injerencia en la operación y mantenimiento de la misma, la empresa que opera la instalación deberá hacerse cargo de todas las emisiones de la misma y la producción total que le ingresa, inclusive la de terceros. Caso contrario, se deberá definir si se hace una repartición de emisiones lo cual deberá estar documentado en un acuerdo entre las partes para ser presentado ante la Autoridad de Aplicación.
- La instalación se encuentra ubicada en otra área de concesión/bloque operado por otra empresa. En este caso, la empresa operadora de la otra área de concesión/bloque deberá hacerse cargo del total de las emisiones generadas en la instalación y la producción total que le ingresa, inclusive la de terceros.

Lo anterior se define de manera de clarificar para situaciones que pudiesen ocurrir y que deben clarificarse a la hora de que las empresas operadoras calculen sus intensidades de CH₄ y CO₂eq.

3.2 Establecimiento de límites operativos

Una vez definido el límite organizacional de la empresa, se deben fijar los límites operativos en los cuales debe enfocarse la empresa para terminar de consolidar sus emisiones de GEI lo cual se determina mediante el alcance, que se dividirá en:

- i. *Emisiones directas*: son aquellos GEI generados por las actividades u operaciones que genera una empresa dentro de sus Activos/Instalaciones operadas por la misma. En los estándares

- internacionales de reporte de GEI, a este tipo de alcance se lo define como *Alcance/Scope 1*. Se incluyen en las emisiones directas a aquellas emisiones por combustión estacionaria relacionadas a equipos de perforación, fractura, workover, ensayo de pozos y completación de pozos.
- ii. *Emisiones Indirectas*: son aquellos GEI generados por las actividades u operaciones que se generan por la compra y consumo de energía ya sea en forma eléctrica/vapor/calor utilizado para sus operaciones, contratos de servicios a terceros, etc. En los estándares internacionales de reporte de GEI, a este tipo de alcance se lo define como *Alcance/Scope 2*.
 - iii. Por último, definiremos el criterio de *fuentes de minimis (no materiales)*, que son aquellas fuentes que, dado su baja contribución al total de emisiones en un activo, pueden ser excluidas del total de emisiones a ser tenidas en cuenta en el reporte anual para su mitigación. Estas deben ser calculadas a través de un cálculo simplificado en el nivel anterior al exigido para los Sujetos Obligados en el reporte, y reportadas de forma paralela en el reporte anual de GEI de manera de poder ser verificada su condición *de minimis*. El nivel anterior mínimo de reporte será el Nivel 2. Para que una/conjunto de fuentes pueda categorizarse como *de minimis* debe cumplir con una de las siguientes condiciones:
 - a. Para fuentes auxiliares como purgas de laboratorio, extintores manuales, generadores eléctricos de emergencia u otras que sean de operación infrecuente/emergencia/eventual. Estas podrán ser excluidas del reporte sin verificación de su condición *de minimis*.
 - b. Fuentes/Segmento de fuentes cuyas emisiones sean $\leq 5\%$ de las emisiones anuales del activo para CH₄ y CO₂eq. Al considerar la materialidad de las fuentes de CO₂eq, se debe tener en cuenta el CH₄ y el CO₂ emitidos en cada categoría analizada.

3.2.1 Emisiones directas de emisiones de GEI (Scope 1)

Las emisiones directas de GEI son aquellas emisiones generadas por fuentes en activos/instalaciones operadas por una empresa dentro sus unidades de reporte con la excepción de las líneas de conducción que puedan superar los límites geográficos de estas últimas como ya se detalló anteriormente, las cuales deben ser incluidas en el reporte de GEI del activo. Para tener un mejor entendimiento de la definición de las fuentes emisoras directas que deben ser reportadas por las empresas operadoras de una unidad de reporte, primero se definirán las cinco categorías de fuentes emisoras que englobarán a todas las actividades/procesos considerados fuentes emisoras en el sector Upstream:

- **Combustión:** emisiones de GEI generadas por la combustión de combustibles fósiles para generar electricidad, calor o energía mecánica para el funcionamiento de equipos/Instalaciones del Activo. Este segmento de fuente puede dividirse en las siguientes categorías:
 - i. **Estacionaria:** emisiones generadas por la combustión en equipos fijos permanentes como motores de combustión interna/turbinas que accionan compresores, generación eléctrica, calentadores, calderas, reboiler, generación propia de energía eléctrica o equipos temporales utilizados en campañas (combustión en equipos de perforación, workover, intervención, completación con/sin equipos de fractura hidráulica, bombas/compresores en skid, etc.).
 - ii. **Móvil** (“ON ROAD/OFF ROAD”): emisiones originadas por la combustión de combustibles en vehículos y equipos móviles, como camiones, maquinaria pesada, vehículos de transporte interno y otros medios de movilidad utilizados en las actividades de exploración, explotación, transporte y logística de hidrocarburos. De manera de definir una clasificación de vehículos ON ROAD propios de la operadora (que se trasladan por la ruta hacia los sitios de trabajo, dentro de las áreas de concesión/bloque o entre áreas/bloques o de un área de concesión/bloque a un sitio fuera de las mismas) que clarifique el tipo de factor de emisión que le corresponde a cada tipo de vehículo en caso de ser necesario, se definió que para el reporte a

presentar en el 2026, podrán utilizarse las clasificaciones de los distintos estándares internacionales sobre esta categoría, y en el transcurso del 2026 se discutirá el criterio provincial que definirá una clasificación para los reportes posteriores.

Para los vehículos ON ROAD propios de la empresa operadora deberán considerar los kilómetros recorridos o combustible consumido durante todo el trayecto desde que inicia su recorrido hasta llegar al activo.

Los vehículos OFF ROAD serán aquellos que operan fuera de ruta y que son transportados para cumplir una función dentro de un sitio de trabajo (retroexcavadoras, topadoras, motoniveladoras (vehículos utilizados en la construcción de un PAD por ej.). En este caso, se considerará los kilómetros recorridos o combustible consumido dentro del activo.

Esta distinción se hace solo a fines de un mejor entendimiento del tipo de vehículos que se deben considerar en el cálculo del segmento “Combustión Móvil”, el cual se reporta como una sola categoría.

- **Venteos:** emisiones resultantes de la liberación directa de gases a la atmósfera, planificadas o no, debido a procesos propios de la exploración y explotación de gas y petróleo por razones operativas/de diseño/de mantenimiento/ de seguridad, en caso de no existir sistema de captura o quema de gas. En este caso, para un mejor entendimiento y priorización de medidas de mitigación, de donde se generan los puntos de mayor emisión, se dividirá la categoría “Venteo” en dos grandes segmentos:
 - **Venteos planificados:** emisiones resultantes de la liberación directa, intencional y planificada de gases a la atmósfera durante operaciones de venteo, requeridas por razones operativas, diseño, construcción y puesta en marcha o mantenimiento. Una lista no exhaustiva de estos venteos ocurre en:
 - i. Plantas deshidratadoras con glicol/Disecantes.
 - ii. Plantas de endulzamiento de gas.
 - iii. Tanques de almacenamiento (por flash, carga de líquidos o por cambios diarios de temperatura o presión) de líquidos no

- estabilizados como petróleo crudo, condensados o agua de producción (formación/inyección) como estabilizados (crudo estabilizado, GNL u otros).
- iv. Equipos neumáticos a gas natural.
 - v. Compresores centrífugos con sello húmedo/reciprocantes.
 - vi. Descarga/Carga de hidrocarburos/agua de producción desde tanques de almacenamiento.
 - vii. Despresurización de zona anular (espacio entre casing-tubing) en pozos de petróleo por acumulación de gas.
 - viii. Desgasificación de sólidos de perforación.
 - ix. Muestreo de petróleo/gas.
 - x. Despresurización de compresores, líneas de conducción u otros equipos presurizados para mantenimiento.
 - xi. Descarga de líquidos en pozos de gas.
 - xii. Puesta en marcha de compresores.
- *Venteos no planificados*: emisiones resultantes por la liberación de gases a la atmósfera por eventos o situaciones no planificadas como son paradas por emergencia/fallas/pérdidas de energía, etc. Ejemplos no exhaustivos de estos venteos son:
- i. Blowouts de pozos (pérdida de control de flujo de pozo).
 - ii. Falla de sistema de control de alivio de presiones (ruptura de disco por sobrepresiones).
 - iii. Error humano.
 - iv. Malfuncionamiento de equipos (válvulas de alivio abierta por falla, falla de VRU, por ej.).
 - v. Extinción de fuego.
- *Quema en antorcha/incineradores/oxidación térmica* (“Flaring”): emisiones generadas por la quema de hidrocarburos gaseosos por situaciones de emergencia, seguridad, purga, ensayos de pozos, imposibilidad técnica/económica de evacuación u otras, que se puede generar en las distintas etapas del Upstream incluyendo como excepción y a fines de evaluar/priorizar medidas de mitigación, antorchas con piloto

apagado (unlit flaring). Este podría definirse en tres subcategorías⁴ incluyendo la subcategoría de “*Unlit Flaring*”:

- *Flaring rutinario*: quema en antorcha en instalaciones de producción de petróleo y/o gas, cuando es parte del diseño/operación normal y responde a la ausencia de suficientes instalaciones o geología adecuada para la reinyección del gas producido, utilizarlo in situ como gas fuel o posibilidad de despacho al mercado. Este no incluye la quema por seguridad. Ejemplos de flaring rutinario:
 - ✓ Flaring de gas proveniente de separadores de petróleo/gas (por falta de gasoducto/compresor, por ej.).
 - ✓ Flaring de la producción de gas la cual excede la capacidad de la infraestructura de recolección, transporte, compresión, tratamiento o evacuación de la misma.
 - ✓ Flaring de unidades de proceso como tanques de almacenamiento de petróleo, unidades de deshidratación de glicol, unidades de tratamiento de agua producida excepto cuando se justifique por seguridad.
 - ✓ Flaring en pozos nuevos por falta de infraestructura disponible para usar/inyectar o evacuar en línea de recolección.
 - ✓ Flaring con bajo caudal/presión de gas asociado donde económicamente no se justifica compresión/evacuación.
- Flaring por seguridad: es la quema de gas en antorcha para asegurar la operación segura de una instalación. Esta categoría incluye las siguientes situaciones:
 - ✓ Por parada de emergencia que implica despresurización de equipos.
 - ✓ Por sobrepresión en alguna parte del proceso/Instalación y apertura de válvulas de seguridad/alivio.
 - ✓ Por quema de gas de barrido/purga para mantener la línea del flare en condiciones seguras para evitar mezclas explosivas.

⁴ Global Gas Flaring Reduction Partnership-Gas Flaring Definitions- World Bank/GGRR.2016

- ✓ Por quema de gas piloto para mantener la llama de la antorcha encendida.
- ✓ Por quema de gas con concentraciones de H₂S o altos niveles de compuestos orgánicos volátiles.
- Flaring No Rutinario: toda aquella quema en antorcha que no corresponde a rutinario o de seguridad que normalmente se clasifican como eventos transitorios planificados/no planificados de obra/conexión/modificación y que tienen una duración determinada. Ejemplos de este tipo de flaring son:
 - ✓ Por falla temporal de un equipo que maneja gas en condiciones normales de operación (compresores, controladores neumáticos, cañerías, VRU, válvulas de alivio etc.).
 - ✓ Por quema de gas producido como el resultado de pruebas/simulacros planificados de paros de emergencia, por prueba de estanqueidad después de mantenimiento, de instrumentación de seguridad.
 - ✓ Imposibilidad de evacuar el gas en las instalaciones de un tercero por fallas temporales en sus instalaciones.
 - ✓ Paro de planta/equipo planificado para mantenimiento.
 - ✓ Puesta en marcha de instalaciones/equipos ya sea por previo mantenimiento/inspección/parada de emergencia.
 - ✓ Por proyectos de obras como pueden ser nuevos pozos, modificaciones en diseño de instalaciones, cambios en las condiciones de operación de las instalaciones asociados a lo anterior etc.
 - ✓ Actividades de mantenimiento de pozo/reservorio como acidificación, intervenciones wireline.
 - ✓ Limpieza y puesta en régimen de pozo luego de perforación/workover (intervención).
 - ✓ Ensayo de pozo.
- *Piloto apagado (Unlit Flaring)*: venteo de hidrocarburos gaseosos por antorcha por apagado de piloto/sistema de ignición.

- *Fugitivas*: emisiones no intencionadas de GEI a la atmósfera por fugas en los equipos de todas las instalaciones que forman parte de las actividades pertenecientes al sector Upstream, que generalmente se producen por pérdida de estanqueidad o desgaste/estrés mecánico y térmico, en componentes como pueden ser sellos, bridas, uniones, juntas, válvulas, ductos o equipos presurizados. En este caso, se incluye el monitoreo de los pozos abandonados/inactivos/en estudio que se encuentran improductivos dentro del área de concesión/bloques operados por la empresa y que le pertenecen a la misma.

Este nivel de desagregación para las categorías descritas anteriormente será utilizado para reportar a **Nivel 3**.

3.2.2 Emisiones indirectas de GEI (Scope 2)

El alcance de este tipo de emisiones es consistente con los distintos estándares internacionales de reporte voluntario como son el *GHG Protocol*, *The Climate Registry (TCR, 2008)* y el *API COMPENDIUM (2021)* donde la definición general consiste en las emisiones generadas indirectamente por la compra de energía, ya sea eléctrica (renovable/red/mix de las anteriores), en forma de vapor, calor (agua caliente) o frío.

En el caso específico de las emisiones indirectas por importación de energía eléctrica, se utilizarán dos métodos los cuales tienen perspectivas distintas y necesarias; los métodos Location Based (LB) y el Market Based (MB). Los estándares antes nombrados, exigen la utilización de los dos en paralelo para mayor transparencia y comparabilidad, un paso clave en una gestión más rigurosa del carbono en el consumo eléctrico. No será obligatorio estar dentro del mercado de atributos de energía (Market Based) hasta tanto se fijen metas de reducción para el Scope 2 por lo que su reporte solo se aplica a aquellos que están dentro del mismo debiendo informar la cantidad de energía adquirida en forma de contrato/atributo respecto del total consumido.

Para el reporte y consecuente cálculo de este Alcance para energía eléctrica adquirida, se utilizarán las dos metodologías de referencia detalladas en los estándares internacionales y que se desarrollan a continuación:

- *Método Location Based (LB)*: refleja la intensidad promedio de emisiones de la red eléctrica donde la empresa opera. En el caso de Neuquén, actualmente el sistema eléctrico nacional (SADI) es el que abastece al sistema de distribución provincial por lo que el cálculo de las emisiones de CO₂ en este caso es:

$E_{CO_2}(TnCO_2/año) = \text{Energía adquirida-año de reporte} * \text{Factor de emisión promedio de red-año anterior}$

- Energía adquirida*: energía consumida en el Bloque/Área/s de concesión de la empresa para todas sus operaciones la cual tiene su origen de generación en el SADI.
- Factor de emisión promedio mensual de la red*: este consiste en las emisiones de CO₂ generadas por la mezcla de fuentes de energía que se inyectan en la red (térmica (diferencian por tipo y volumen de combustible utilizado), nuclear, renovables (solar, hidroeléctrica y fotovoltaica)); este se puede obtener de la página oficial de la *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.(CAMMESA)* de manera mensual en formato Excel⁵ y se reporta como “Emisiones Unitario Oferta”.
- Factores de emisión promedio de red del año calendario anterior*: se podrá utilizar un promedio de todos los factores de emisión mensuales de la red del año anterior, para el reporte de las emisiones del año posterior.

A partir de todo lo anterior, se puede concluir la importancia de utilizar esta metodología ya que muestra el impacto real del consumo de energía eléctrica proveniente del sistema eléctrico local y las emisiones generadas asociadas al mismo.

⁵ <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>. Ver carpeta “Base Oferta Informe Mensual”.

- *Método Market Based (MB)*: este refleja las emisiones asociadas a la compra o no de energía renovable mediante instrumentos contractuales (Power Purchase Agreements (PPAs) o certificados con atributos de energía renovable (EACs/I-RECs)) entre los consumidores dentro del mercado eléctrico y generadores de energía renovable. Estas herramientas derivan en factores de emisión de diferente jerarquía dependiendo del instrumento y forman parte de los atributos específicos de generación de la fuente de energía asociada a ese contrato (PPAs) o solo la compra de los atributos sin la energía asociada a los mismos (certificados EACs; I-REC(E) en Argentina). Para mejor entendimiento de los conceptos que definen su correcta utilización y cuantificación, se incluirá una explicación del mismo en el Anexo I.

El cálculo del Scope 2 Market Method Based se define en una simple ecuación en la cual lo que puede variar, es el factor de emisión (FE) a utilizar, lo cual dependerá del instrumento contractual utilizado para la energía comprada:

Emisiones de CO₂ = Energía adquirida por contrato (MWh anuales) *
FE aplicable por jerarquía (Tn CO₂/MWh)

Donde el FE tendrá el siguiente orden decreciente en jerarquía dependiendo del tipo de instrumento contractual o la falta del mismo y suponiendo que cumplen con el *SCOPE 2 QUALITY CRITERIA*:

- I. *PPAs con I-RECs/solo I-RECs reclamados/cancelados*: el FE podrá ser 0 (FE=0) para la cantidad de energía adquirida con el instrumento. Si una parte del total de la energía que consume la empresa no está incluida en instrumento cancelado, esta deberá utilizar el FE residual mix y en caso de no existir, el FE promedio de la red.
- II. *Contratos/PPAs sin I-RECs*: el FE en este caso no puede ser 0 ya que no tiene los I-RECs cancelados a su nombre por lo que debería utilizar el FE residual mix y en caso de no existir, el FE promedio de la red.

- III. Contratos de energía renovable que especifican la transferencia de atributos ambientales a nombre del comprador.
- IV. *FE específico del proveedor/planta*: en este caso, se utiliza el FE del proveedor calculado a partir del mix de energía que el distribuye, como podría ser una distribuidora provincial que compra parte de su energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y otra parte a una planta solar (PPA con I-RECs cancelado con MATER). Este FE puede ser del mix del total de las energías que distribuye (tarifa estándar) o del % renovable (tarifa verde) siempre que tenga sus respectivos I-RECs cancelados.
- V. *FE Residual Mix*: en Argentina no se realiza el cálculo del mismo, pero este representa las emisiones generadas por la energía residual respecto del total que no está atada a ningún I-REC.
- VI. *FE promedio de la red*: este valor es el que actualmente reporta CAMMESA en función del total de emisiones de CO₂ generadas por el mix total de energías que se inyectan a la red eléctrica nacional (Fósil + renovables).

Este método evidencia el compromiso de la empresa con el cambio hacia energías limpias.

4. Metodologías de cuantificación/medición de emisiones GEI

Las metodologías de cuantificación/medición de emisiones de GEI que deberán utilizar están definidas por segmento de fuente y fuente detallada, teniendo en cuenta los estándares internacionales que se utilizan en la industria, los cuales se enmarcan por niveles en orden creciente de granularidad (mayor complejidad y menor incertidumbre):

Nivel 1: emisiones informadas a nivel de Activo o Bloque (es decir, una cifra de emisiones para todas las operaciones de un Activo/Bloque) por segmento de industria (Upstream, Midstream y Downstream). Las operadoras no podrán reportar sus emisiones bajo este nivel de cálculo.

Nivel 2: emisiones reportadas de un modo agrupado por categorías/segmentos de fuente, utilizando diferentes metodologías de cuantificación general por categoría. En el caso específico del sector hidrocarburífero, se definirán como segmento de fuente:

- Combustión/Energía (estacionaria y móvil).
- Venteos (“Venting”).
- Quema en antorcha (“Flaring”).
- Fugitivas (“Fugitives losses”).
- Otras (venteos no planificados por ej.).

Nivel 3: emisiones reportadas por tipo de fuente detallada (motores, calentadores, tanques, etc.) y utilizando factores de emisión genéricos por equipo emisor (ej. factores de compendios o protocolos de emisión) y datos de actividad disponibles a ese nivel (mediciones directas, registros operativos agregados (como puede ser facturas, remitos, conteo genérico por tipo de equipo, medición de volumen enviado a tanque), cálculos de ingeniería o estimaciones).

Nivel 4: emisiones reportadas por tipo de fuente detallada y usando factores de emisión y de actividad propios. La medición y el muestreo a nivel de la fuente pueden usarse como base para establecer estos factores propios de emisión y de actividad, aunque otras metodologías de cuantificación específicas, como herramientas de simulación y cálculos de ingeniería detallados, pueden utilizarse cuando corresponda. Este solo se aplicará a CH₄.

Nivel 5: se realizan mediciones a nivel del sitio (tecnologías top-down como pueden ser drones, avionetas o camionetas equipadas con equipos de medición) con una frecuencia justificada para obtener valores estadísticamente representativos de manera de comparar con la suma de las mediciones anuales de la fuentes materiales a nivel 4 del sitio y evaluar si los intervalos de confianza entre los dos niveles de medición, al calcular la incertidumbre de los mismos se solapan (se logra reconciliación) o no (hay que evaluar de dónde proviene la discrepancia). Para la elaboración de este nivel, deberán utilizarse guías internacionales estandarizadas,

como puede ser el TGD de OGMP 2.0 ***“Reconciliation and Uncertainty (U&R) in methane emissions estimates for OGMP 2.0”*** u otros documentos técnicos relacionados al tema. Este nivel solo se realizará para el gas CH₄. Este será de carácter voluntario y para aquellas empresas que reporten en este nivel, se les otorgará un documento de reconocimiento y se les permitirá la utilización de un sello de titularidad de la Subsecretaría de Cambio Climático de la provincia.

La especificidad de la cuantificación de cada gas por nivel está sujeta a modificaciones por la Autoridad de Aplicación, justificados por cambios tecnológicos, de producción u otro criterio que crea pertinente.

Los criterios mínimos que deben cumplir todas las empresas para la cuantificación de sus emisiones son:

- Los potenciales de calentamiento de los gases a reportar (GWP) a utilizar para el cálculo de las toneladas de CO₂eq emitidas, serán los definidos por el IPCC en su Sixth Assesment Report (AR6) del Working Group 1 (WG1) a 100 años⁶:

CO ₂	CH ₄	N ₂ O
1	29.8	273

Tabla 1: Potenciales de calentamiento de GEI AR6-100 años

- **Definición de Barril de petróleo (bbl) y Barril de petróleo equivalente (BOE):**
 - *Un barril de petróleo (bbl):* 159 litros de petróleo a 15°C. Este es equivalente a un BOE de petróleo.
 - *Un Barril de petróleo equivalente (BOE) de gas:* para esta métrica de producción se define lo siguiente a partir del API COMPENDIUM:
 - i. Un BOE: 5,8 millones de Btu (MMBtu; convención energética).
 - ii. Condiciones standard volumétricas para gas/líquidos: 15°C y 101,325 kPa.
 - iii. HHV/PCS seco a 15°C y 101,325 kPa: 1029 Btu/Scf.

⁶ Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).2021.

iv. De todo lo anterior se obtiene 5638 Scf/BOE o 1 BOEgas=159,6 Sm³.

- Las emisiones deben ser informadas en toneladas de CH₄, CO₂, NO₂ Y CO₂eq por año.
- *Condiciones volumétricas Standard para gases y líquidos*: teniendo en cuenta que en general las ecuaciones y sus variables para el cálculo de las emisiones de GEI pueden variar en las condiciones de presión y temperatura y en el caso de gas, también puede variar si es base seca (sin vapor de agua) o base húmeda, en caso de ser necesario convertir a las condiciones standard (15°C y 101,325 kPa) o reales que se utilizan en campo, deberán utilizar la ecuación de gases ideales o en caso de ser necesario, para condiciones de altas presiones, temperatura o composición/propiedades del gas (monofásico o no por ej.), esta ecuación deberá ser corregida por el factor de compresibilidad Z, detallando el modelo termodinámico o ecuación utilizado para su cálculo justificando su elección.

4.1 Programa de detección y reparación de fugas (LDAR)

El programa de detección y reparación de fugas implica campañas de monitoreo con tecnologías para poder detectar y cuantificar emisiones fugitivas de gas CH₄ en equipos y/o componentes (sellos, bridas, válvulas, juntas, cañerías, conexiones, entre otras) en las distintas instalaciones dentro de un activo para su posterior reparación. Las frecuencias de las campañas de monitoreo LDAR serán definidas en el transcurso del 2026. Para lo realizado en el año 2025 en cuanto a monitoreo LDAR, las empresas que hayan realizado monitoreos, deberán presentar en septiembre 2026 un informe de lo realizado con el formato que viene utilizando que permita visualizar las instalaciones monitoreadas, las fugas halladas y aquellas que fueron reparadas, mitigadas o no reparadas (definir cronograma de reparación). Para aquellas que hayan/estén planificando realizar monitoreos LDAR en 2026, se deberá presentar un informe de lo realizado en 2026 en septiembre 2027.

Durante 2026 se trabajarán en los criterios técnicos que definirán los criterios para la ejecución de los monitoreos LDAR, como son frecuencia, criterios de priorización para la reparación de fugas entre otros.

5. Cronograma de progresividad de implementación de los niveles de cuantificación/medición para el reporte de GEI período 2025-2030

Se define un cronograma 2025-2030, donde se detallan los niveles de metodología de cuantificación/medición mínimos en los cuales deben estar realizados los reportes de emisiones de GEI de las empresas, basado en un principio de progresividad y en función del nivel de producción de la empresa. A continuación, se detalla el cronograma en cuestión:

Año	Nivel de Producción	Metodología de cuantificación/ medición mínima	Avances de Mitigación/ Programa LDAR	Verificación por terceros	Año calendario de reporte	Mes de presentación reporte
2025	"=>9000 kBOE/año	Propia de la empresa	Presentación de lo realizado en Septiembre 2026	SI (la que ya vienen realizando)	Enero-Diciembre	Septiembre 2026
	<9000 kBOE/año	Propia de la empresa	No aplica	NO		
2026	"=>9000 kBOE/año	Propia de la empresa (excepto Scope 2)	Presentación de lo realizado en Septiembre 2027	SI (la que ya vienen realizando)	Enero-Diciembre	Septiembre 2027
	<9000 kBOE/año	Propia de la empresa (excepto Scope 2)	No aplica	NO		
2027	"=>9000 kBOE/año	Nivel 3 del 100 % fuentes materiales (para fugitivas por población de equipos)	A definir	SI (según criterios provincial)	Enero-Diciembre	Septiembre 2028
	<9000 kBOE/año	Nivel 2	A definir	NO		
2028	"=>9000 kBOE/año	Nivel 4 del 50% de fuentes materiales (fugitivas con Nivel 3 por población de componentes en caso de no pasar a nivel 4)	A definir	SI	Enero-Diciembre	Septiembre 2029
	<9000 kBOE/año	Nivel 2	A definir	NO		
2029	"=>9000 kBOE/año	Nivel 4 del 75 % mínimo de fuentes materiales (para fugitivas por población de equipos)	A definir	SI	Enero-Diciembre	Septiembre 2030
	<9000 kBOE/año	Nivel 3 del 50 % mínimo de segmentos materiales (fugitivas con Nivel 3 por población de equipos en caso de tener que incrementar)	A definir	A definir		
2030	"=>9000 kBOE/año	Nivel 4 del 100 % de fuentes materiales	A definir	SI	Enero-Diciembre	Septiembre 2031
	<9000 kBOE/año	Nivel 3 del 75 % mínimo de fuentes materiales (fugitivas con Nivel 3 por población de equipos en caso de tener que incrementar)	A definir	A definir		

Como se observa en el primer año de reporte 2025 a ser presentado en septiembre 2026, las empresas podrán utilizar las metodologías de cuantificación/medición de emisiones que fueron informadas en la etapa piloto debiendo quedar plasmadas en el Template, en tanto que para el reporte de 2026, podrán utilizar las metodologías de cuantificación propias para el Alcance/Scope 1, mientras que el Alcance/Scope 2 para compra de energía eléctrica, deberá ser calculado y reportado según lo definido en la sección 3.2.2 de este procedimiento. Los resultados para este primer inventario, deberán ser reportados mediante la Tabla Excel para el reporte del Inventario de Emisiones de GEI (“Template”) que se anexa al presente procedimiento.

En el transcurso de 2026 se definirá una metodología estandarizada de cuantificación/medición a nivel provincial para el reporte de emisiones de GEI definiendo los criterios de cuantificación/medición para los niveles previamente definidos. Estos serán los niveles mínimos a cumplimentar por las empresas a partir del año 2027; aquellas empresas que actualmente reporten sus emisiones en niveles mayores a los establecidos en el cronograma, no podrán utilizar niveles de menor granularidad, así como bajar del nivel mínimo de cuantificación definido en el cronograma; aquellas que quieran implementar niveles de mayor granularidad a los definidos por el cronograma, lo podrán hacer.

Para el caso específico de emisiones fugitivas para el año 2027 para las empresas con niveles de producción igual o mayor a 9000 kBOE/año, el nivel mínimo de cuantificación y reporte será a nivel población de equipos. Para los años siguientes, en caso de no entrar como fuente material que deba pasar a Nivel 4, deberán informar a nivel población de componentes. Para las empresas con niveles de producción menor a 9000 kBOE/año, lo anterior comienza a regir a partir del reporte de 2029.

Otro punto importante a recalcar que se observa en el cronograma es que para los años de reporte 2025 y 2026, dado que aún la provincia no cuenta con una/s meta/s de mitigación sectorial y procedimiento de elaboración de planes de mitigación de emisiones de GEI, los cuales se prevé su

elaboración en el transcurso de 2026-2027, solo se requerirá la presentación de los reportes verificados por terceros con el formato con el cual ya viene trabajando la empresa en caso de estar verificando (reporte de sustentabilidad o reporte específico de GEI de Neuquén) más el plan de mitigación de GEI definido por la empresa en caso de contar con uno, para el período definido por las mismas (anual/quinquenal o el que definan, con sus hitos anuales objetivo y objetivo final para el año objetivo ya sea en intensidad y/o emisiones absolutas) para la provincia de Neuquén, con un apartado con las medidas realizadas en 2025 y a realizar/realizadas en 2026 y a realizar en 2027.

Para aquellas empresas que, sin importar el nivel de producción, no tengan un plan de mitigación/descarbonización a nivel provincial o medidas de mitigación específicas planificadas para el año 2026, deberán presentar su plan de mitigación en el transcurso de 2028 a definir durante 2026-2027.

6. Diseño de Inventario para mantener consistencia de datos en el tiempo

6.1 Año Base

La necesidad de definir un año base se evaluará en el transcurso de 2027 junto con la métrica y la/s meta/s de mitigación a nivel provincial para el sector a 2030, en función de los reportes de emisiones de GEI verificados presentados por las empresas.

7. Presentación de reportes verificados por terceros

La verificación externa del inventario de emisiones GEI 2025 y 2026 deberá ser presentada por aquellas empresas que lo hayan realizado o lo tengan planificado por cuestiones corporativas, ya sea si es un reporte de sustentabilidad o en el mejor de los casos, el reporte del inventario GEI de la provincia de Neuquén. El cronograma de verificación como los criterios provinciales para su ejecución para los años 2027-2030, será definido en el

transcurso del año 2026 y se informará oportunamente a los Sujetos Obligados los criterios a cumplir para las mismas.

8 ANEXO I ALCANCE 2 SEGÚN METODOLOGÍA MARKET BASED

Para poder entender cómo funciona el Alcance 2 según la metodología market based en cuanto su utilización y posterior efecto en las emisiones por consumo de energía eléctrica, debemos definir algunos conceptos y su posterior aplicación en la cuantificación de emisiones por este método:

- *Atributos de energía*: estos representan las características de la energía generada incluida en un certificado de energía renovable (EAC's/I-RECs). Estos atributos definen los siguientes criterios de un MWh generado:
 - i. Factor de emisión de GEI, el cual suele ser 0 para renovables.
 - ii. Tipo de tecnología/fuente (eólica, solar, hidroeléctrica, etc.).
 - iii. Tipo de combustible (si lo hubiera).
 - iv. Condición de renovable.
 - v. Localización.
 - vi. Vintage (fecha/hora de generación).
 - vii. Cantidad de energía cubierta en GWh/KWh.
- *Criterios de calidad (Scope 2 Quality Criteria)*: estos son los criterios que deben cumplir los instrumentos contractuales (EAC's, PPAs) para poder asegurar su integridad y transparencia, evitando el doble conteo y en forma más específica, utilizar el atributo de factor de emisión de la energía adquirida de mayor jerarquía para el cálculo de las emisiones del *Alcance/Scope 2* según este método. Los criterios antes nombrados son los siguientes:
 - i. Incluir explícitamente el factor de emisión de GEI asociado a la generación de esa energía.
 - ii. Debe ser el único instrumento que lleve ese reclamo para ese factor de emisión para la cantidad de energía adquirida y así evitar doble conteo.
 - iii. Debe ser rastreable y retirado/cancelado en nombre del consumidor (razón social/CUIT) que reclama la energía adquirida por contrato con el fin de evitar que siga circulando en el mercado y evitar doble conteo.

-
- iv. Tenga vintage alineado con el período de consumo.
 - v. Corresponda al mismo mercado geográfico, en este caso, el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).
 - vi. *Factores de emisión específico del proveedor*: define la metodología que debe utilizar un proveedor de energía renovable, para definir/calcular los factores de emisión de los productos que comercialice:
 - Certificados de energía renovable retirados: puede decir que su $FE=0$.
 - Producto estándar (sin certificado): venta de energía sin certificados retirados (“null power”) con lo cual, el comprador deberá usar el FE residual mix del sistema calculado con una metodología adecuada (The Climate Registry Electric Power Sector Protocol por ej.) o en caso de no existir este último, con el FE promedio de la red.
 - vii. En ausencia de un instrumento contractual como los EACs o PPAs y la existencia de un contrato directo de energía renovable con el generador, de manera de poder reclamar atributos propios de esa energía adquirida en caso confirmarse los mismos y asegurarse que el generador no utilice los mismos atributos para su venta a otro usuario, este contrato deberá ser verificado por un tercero independiente (auditor, verificadora).
 - viii. Factor de emisión Residual Mix: para prevenir el doble conteo y asegurarse reclamos únicos por todos los usuarios de electricidad en función de aquellos que tienen instrumentos contractuales que le permiten utilizar atributos de energía renovable ($FE=0$ por ej.) y aquellos que no, el *market method based* requiere para estos últimos, la utilización de un factor de emisión que calcula la intensidad de emisiones de la red eléctrica dejando afuera aquella energía que ya ha sido reclamada y cancelada mediante alguno de los instrumentos contractuales antes nombrados. Este factor se le llama Residual Mix y debe ser proporcionado por el operador de la red/sistema de tracking de instrumentos contractuales. En caso de

no estar disponible, como es el caso de Argentina, se deberá utilizar el factor de emisión promedio de la red (de menor jerarquía) aclarando que esto puede generar doble conteo.

➤ *Instrumentos contractuales de energía eléctrica:*

- i. *Contratos bilaterales de compra de energía:* estos se celebran entre el generador y el consumidor y se los define como Power Purchase Agreements (PPAs) los cuales pueden incluir o no los atributos de la energía comprada. Estos atributos los cuales definimos anteriormente, vienen incluidos en los certificados EACs (Energy Attribute Certificates), que actualmente en Argentina, existen bajo la modalidad de I-REC(E) por estar dentro del estándar del organismo I-TRACK Foundation y se los registra mediante Evident Services. El ente nacional que actúa como emisor de estos certificados en el marco del registro global de Evident Services es el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM). Estos contratos también podrían realizarse con CAMMESA mediante el régimen de *Mercado a Término de Energías de Fuentes Renovables* (MATER) los cuales no necesariamente incluyen I-RECs (E) y sirven para el cumplimiento del % de energía renovable definido en la Ley Nacional Nº 27191 que deben consumir los grandes usuarios (GU/GUDI) definidos como consumidores de potencias ≥ 300 KW (abastecimiento de 20 % con energías renovables para 2030). También se podría hacer por el mecanismo de compra conjunta con CAMMESA (solo para grandes consumidores ≥ 300 KW) si están respaldadas por certificados de atributos o contratos específicos que cumplen con los criterios del *Scope 2 Quality Criteria* y eviten doble conteo.
- ii. *Certificados de atributos de energía:* como se detalló anteriormente, estos se conocen en forma genérica como EACs (Energy Attribute Certificates) y que en Argentina existen bajo el estándar del I-TRACK FOUNDATION el cual los nombra como I-RECS(E) y que localmente son emitidos por IRAM y registrados en el registro global manejado por Evident Services. Para poder utilizar

los atributos que vienen incluidos en los mismos, estos deben ser reclamados y cancelados ante plataforma de Evident Services (no alcanza con solo la adquisición de los mismos).

Habiendo explicado los conceptos detallados en los párrafos anteriores, se resumirá cómo funciona el esquema del *market method based* que en Argentina se encuentra disponible para aquellos que quieran adquirir instrumentos contractuales con atributos de energía renovable (PPAs, I-RECs) y que se nuclea bajo el sistema global de *EVIDENT SERVICES*:

- i. El Generador de energía registra la planta ante IRAM y esta se encarga de validarla y habilitarla en el registro de Evident.
- ii. IRAM valida la generación (MWh producidos) y emite los certificados I-RECs en la cuenta del generador dentro de la plataforma de Evident. Cada certificado corresponde a 1 MWh con sus atributos (FE, planta, país, fecha, etc.).
- iii. El generador puede vender los I-RECs directamente a la empresa consumidora o a un trader/brokers (intermediario) que luego los revende al consumidor final. Todo lo anterior son transferencias internas dentro del registro de Evident, entre cuentas de participantes de este último.
- iv. Para poder utilizar los atributos de los certificados, no alcanza con la mera adquisición de los mismos, sino que estos deben ser retirados/cancelados del registro por el propio comprador o un intermediario a su nombre, donde aclare para qué período de consumo se retiran. Una vez retirados:
 - No se pueden transferir o revender.
 - Quedan asociados a un reclamo específico de un monto de energía renovable para una empresa en un período de consumo determinado.
 - A partir de lo anterior, los atributos del mismo pueden ser utilizados para el cálculo del *Scope 2 Market Method Based* (FE=0 para un monto de MWh determinado por la cantidad de I-RECs cancelados por ej.).

Si se cumple todo lo anterior, se evita el doble conteo.