

Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

Años de energía y progreso para Colombia

INFORME FINAL

Informe de Desempeño Ambiental del Sector Hidrocarburos

2023 - 2024

HECHOS DE SOSTENIBILIDAD

Acciones que se ven

BOGOTÁ D.C., DICIEMBRE DE 2025

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS (ACP)



FRANK PEARL
Presidente Ejecutivo

PAOLA CELIS
Vicepresidente de Sostenibilidad

Dirección del informe
HENRY A. MARTÍNEZ C.
Director Ambiental y de Operaciones

Asesoría técnica
LILIAN SILVA
Asesora en instrumentos ambientales

Asesoría Editorial
DIANA SUGEY GONZÁLEZ PIDIACHE
Gerente de Comunicaciones

Consultores que participaron en la elaboración del informe
INGENIERÍA, AMBIENTE Y GESTIÓN Ltda.

Diseño y Diagramación
Piensa Positivo SAS

Fotografía
Banco de imágenes ACP

Para cualquier reproducción total o parcial, debe darse el correspondiente crédito al Informe de Desempeño Ambiental del sector Hidrocarburos 2023-2024.

Asociación Colombia del Petróleo y Gas (ACP).
Carrera 7 No. 73-47 piso 12, Bogotá D.C. Colombia
www.acp.com.co
Email: comunicaciones@acp.com.co
Distribución gratuita

Publicación
Diciembre de 2025



SOBRE LA ACP

Somos el gremio de la industria de los hidrocarburos en Colombia, que reúne a empresas que desarrollan actividades de exploración y producción de petróleo y gas, y distribución de combustibles líquidos y lubricantes en el país. Como organización, sin ánimo de lucro, hemos aportado al sostenimiento energético del país y al desarrollo de las regiones durante 60 años. Trabajamos bajo la premisa de que el petróleo y el gas, a través de la innovación y la tecnología, se transforman para generar la energía que apalanca el desarrollo sostenible y el futuro de Colombia.

MUESTRA

Este informe es producto de la recolección, consolidación, procesamiento y análisis de información, que incluyó indicadores cualitativos y cuantitativos diligenciados por las empresas afiliadas a la ACP y Ecopetrol, con resultados en los ámbitos nacional, departamental y municipal en la etapa de Exploración y Producción de hidrocarburos.

REPRESENTATIVIDAD DE LA INFORMACIÓN

Las empresas de exploración y producción de hidrocarburos que participaron en la construcción del informe para los años reportados representan:

98% de la sísmica realizada

95% de la producción de petróleo

85% de la perforación exploratoria

98% del gas fiscalizado

Asociación Colombiana del Petróleo y Gas | acp

EMPRESAS AFILIADAS 2024

Anadarko Colombia Company Sucursal Colombia

Biomax Combustibles S.A.S

Bp Latin America LLC - Sucursal Colombia

Canacol Energy Colombia S.A.

Cepsa Colombia S.A.

Chevron Petroleum Company (DS)

Drummond Energy, Inc.

Emerald Energy PLC Sucursal Colombia

Exxonmobil Exploration Colombia Limited

Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia

Geopark Colombia S.A.S.

Gran Tierra Energy Colombia, LLC Sucursal

Hocol S.A.

Hupecol Operating Co. LLC

La Luna E&P S De Rl Sucursal Colombia

Lewis Energy Colombia Inc.

Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Maurel & Prom Colombia B.V.

Noble Energy Colombia Limited

Ongc Videsh Limited Sucursal Colombiana

Organización Terpel S.A.

Parex Resources (Colombia) AG Sucursal

Perenco Colombia Limited

Petrobras International Braspetro B.V.-Sucursal Colombia

Petroleos Del Milenio S.A.S. Sigla Petromil S.A.S.

Primax Colombia S.A.S

Repsol Exploración Colombia S.A.

Shell Exploration And Production GmbH (SEPC)-Suc. Colombia

Sierracol Energy Arauca, LLC

Tecpetrol Colombia S.A.S.

C.I. Trafigura Petroleum Colombia S.A.S.

World Fuel Services Company, LLC Sucursal Colombia

CONSEJO DIRECTIVO ACP 2024

Miembros Principales

Juan José Martínez Trillos, *Primax Colombia S.A.*
Alberto García, *Drummond Energy Inc*.
Daniel Ferreiro, *Parex Resources Colombia Ltd*
Orlando Cabrales, *Frontera Energy*
Liliana Gómez, *Shell Colombia S.A*
Alejandra Castaño, *Sierracol Energy*
José Feretti, *Tecpetrol Colombia S.A.S*
Mónica Jiménez, *Geopark Colombia S.A.S*
Antonio Iglesias, *Cepsa Colombia S.A.*
Charle Gamba, *Canacol Energy Colombia S.A.*
Manuel Buitrago, *Gran Tierra Energy Colombia GMBH Sucursal Colombia*
Óscar Bravo, *Organización Terpel S.A.*
Alejandro Riveros, *Chevron Petroleum Company*
Jorge Humberto Arango, *Biomax Combustibles S.A.*
Jesús Chillón Fernández, *Repsol Exploración Colombia S.A.*

ÍNDICE

1 **METODOLOGÍA** Pag 9

2 **INDICADORES DE DESEMPEÑO AMBIENTAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN COLOMBIA** Pag 14

3 **USO DEL AGUA POR ZONA Y SUBZONA HIDROGRÁFICA** Pag 51

4 **PROCESO LICENCIAMIENTO AMBIENTAL** Pag 61

5 **SEGUIMIENTO AMBIENTAL** Pag 82

6 **INVERSIONES AMBIENTALES** Pag 110

7 **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES** Pag 116

8 **BIBLIOGRAFÍA** Pag 121

9 **FACTORES DE CONVERSIÓN Y GLOSARIO** Pag 123



ÍNDICE DE SIGLAS

ACP — Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

ANDI — Asociación Nacional de Empresarios de Colombia

ANH — Agencia Nacional de Hidrocarburos

ANLA — Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

BOE — Barrel of Oil Equivalent (Barril de petróleo equivalente)

BOEPD — Barrels of Oil Equivalent Per Day (Barriles de petróleo equivalente por día)

bp — Barril de petróleo

DAA — Diagnóstico Ambiental de Alternativas

DANCP — Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa

DANE — Departamento Administrativo Nacional de Estadística

DRMI — Distrito Regional de Manejo Integrado

ENA — Estudio Nacional del Agua

gal — Galón

GJ — Gigajulio

GWh — Gigavatio hora

IDEAM — Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

km — Kilómetro

KPC — Miles de pies cúbicos de gas

kt — Mil toneladas

kWh — Kilovatio hora

LA — Licencia Ambiental

M — Millones

m^3 — Metros cúbicos

MJ — Megajulio

Mm^3 — Millones de metros cúbicos

Mt — Millones de toneladas

Mod — Modificación de Licencia

MWp — Megavatio pico

NDA — Necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas

OELA — Operación Estadística de Licenciamiento Ambiental

PMA — Plan de Manejo Ambiental

RESPEL — Residuos peligrosos

RIA — Reunión de Información Adicional

SELA — Subdirección de Evaluación de Licencias Ambientales

Superservicios — Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

SZH — Subzona hidrográfica

t — Toneladas (Sistema Internacional de Unidades)

VITAL — Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea

VPD — Verificación Preliminar de Documentación

YNC — Yacimientos No Convencionales

ZH — Zona hidrográfica

ZODME — Zonas de Depósitos de Materiales de Excavación Sobrante

INTRODUCCIÓN

El informe de desempeño ambiental presenta el análisis de los indicadores relevantes de la gestión ambiental del sector de hidrocarburos para las etapas de exploración y producción en Colombia, correspondiente a los años 2023 y 2024. Dicho análisis se realiza a partir de la información y las estadísticas proporcionadas por las compañías operadoras del sector, así como de la consulta a diversas entidades, entre ellas la ANH, el IDEAM y la ANLA. Los resultados obtenidos permiten visualizar el estado de la gestión ambiental del sector durante los años evaluados.

Asimismo, el informe incluye el análisis del Proceso de Licenciamiento Ambiental del Sector de Hidrocarburos para los años 2023 y 2024, así como el estudio de los seguimientos ambientales, las investigaciones y las sanciones adelantadas por la ANLA. Adicionalmente, se analizan las inversiones ambientales realizadas por las Compañías, diferenciando entre inversiones obligatorias e inversiones voluntarias.

El informe se compone de los siguientes capítulos principales:

- Indicadores de desempeño ambiental del sector de hidrocarburos.
- Captación de agua del sector de hidrocarburos por zona y subzona hidrográfica.
- Proceso de licenciamiento ambiental.
- Seguimiento ambiental.
- Inversiones Ambientales.





1

METODOLOGÍA

1.1 Indicadores de desempeño ambiental del sector hidrocarburos en Colombia

1.1.1 Diseño del instrumento para recopilación de la información

Para la recopilación de la información se elaboró un formato definido de manera conjunta con la ACP, tomando como base el formato utilizado para la elaboración de los informes de desempeño ambiental de años anteriores, así como la información presentada en los informes de sostenibilidad de las compañías.

1.1.2 Procesamiento de la información y cálculo de los indicadores

Con la información obtenida por parte de las compañías afiliadas y de Ecopetrol[1], se proyectó un indicador general para cada aspecto ambiental evaluado. Los indicadores se generaron a partir de la suma de todos los consumos reportados por las operadoras en cada etapa operacional del upstream para los años 2023 y 2024.

Las cantidades correspondientes a cada una de las etapas de la cadena productiva fueron obtenidas del BI de la ACP[2], elaborado por dicha entidad.

Para comparar los volúmenes, los consumos y los residuos generados por el sector de los hidrocarburos durante los años 2023 y 2024 con los de otros sectores de la economía, se utilizaron datos reportados por entidades oficiales encargadas de recopilar y presentar esta información. Entre estas entidades se encuentran el IDEAM, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y otros organismos nacionales e internacionales. Los diferentes reportes tenidos en cuenta para el desarrollo de este informe de desempeño ambiental corresponden a las versiones más recientes, destacándose especialmente el Estudio Nacional del Agua (ENA) 2022, publicado por el IDEAM en marzo de 2023[3].

[1] Ecopetrol no hace parte de las compañías afiliadas a la ACP; sin embargo, la compañía también hizo parte en la elaboración del informe.

[2] BI ACP. 2025.

[3] Estudio Nacional del Agua. 2022. IDEAM.

Para los valores de los residuos no peligrosos, estos fueron extraídos del informe[4] publicado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios correspondiente al año 2022, mientras que los valores de los residuos peligrosos se compararon con la información remitida por el IDEAM para el año 2023[5]. La información utilizada como referencia para las comparaciones a nivel nacional sobre Gases de Efecto Invernadero se tomó del Anexo 1, documento del Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones Atmosféricas de Colombia[6].

1.2 Uso del agua por zona y subzona hidrográfica

1.2.1 Procesamiento de información y cálculo de indicadores

Para el presente capítulo se tuvieron en cuenta los puntos de captación y los volúmenes de agua reportados por las compañías. Una vez identificados y ubicados geográficamente, se determinó la subzona y la zona hidrográfica a la cual pertenecen, de acuerdo con la clasificación establecida en el Estudio Nacional del Agua (ENA 2022).

Para el cálculo de los volúmenes captados por zona y subzona hidrográfica, se totalizaron los volúmenes reportados por cada compañía que aportó esta información. El volumen restante se distribuyó de acuerdo con el peso que representaba cada zona y subzona hidrográfica dentro del total calculado.

Para el cálculo del porcentaje captado por el sector en cada zona y subzona hidrográfica, se descargaron los anexos del Estudio Nacional del Agua 2022[7], con el fin de determinar la Oferta Hídrica en Año Seco para cada zona y subzona hidrográfica identificada como área de captación de agua del sector.

[4] Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos 2022. Superservicios y DNP

[5] Informe Nacional de residuos o desechos peligros 2023 realizado por el IDEAM y publicado en diciembre de 2024.

[6] Anexo 1. Documento del Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones Atmosféricas de Colombia. Gases de efecto invernadero (1990-2021). MADS, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, IDEAM y PNUD

[7] Estudio Nacional del Agua. 2022.IDEAM



1.3

Proceso de licenciamiento ambiental

Para la elaboración del capítulo de licenciamiento ambiental, se realizó la consulta de los informes de gestión de la ANLA correspondientes a los años 2023 y 2024, así como de su portal institucional y de las nuevas aplicaciones dispuestas por esta entidad. En las siguientes tablas se describen los canales consultados en la ANLA y las radicaciones oficiales realizadas ante dicha autoridad:

Tipo de canal consultado en la ANLA. Proceso de licenciamiento ambiental

Entidad	Canal	Tipo de consulta
ANLA	**Presencial**	Revisión de los expedientes de los proyectos del sector de hidrocarburos.
	GACETA	Revisión de los diferentes actos administrativos promulgados por la Autoridad Ambiental para proyectos del sector de hidrocarburos durante los años 2023–2024.
	OELA Operación Estadística de Licenciamiento Ambiental	Datos y estadísticas sobre licenciamiento ambiental.
	VITAL	Análisis de las diferentes actuaciones ejecutadas dentro del proceso de licenciamiento ambiental de los proyectos.

Fuente: ACP - 2025

1.4

Seguimiento ambiental, aperturas de investigación y sanciones ambientales

Para la elaboración de los capítulos de seguimiento ambiental, aperturas de investigación y sanciones ambientales, se realizó la consulta de los canales oficiales y del portal de la ANLA, analizando los seguimientos efectuados al sector, los tipos de seguimiento (virtual, visitas y documental), así como las investigaciones y sanciones ambientales impuestas por la autoridad competente.

1.5

Costos de trámites y seguimiento por parte de la ANLA

Para el desarrollo de este capítulo se tomaron como base los siguientes insumos:

- Informes de gestión de la ANLA de los años 2023 y 2024, utilizados para realizar el análisis y la comparación del sector de hidrocarburos con respecto a los diferentes sectores productivos del país.
- Información reportada por las compañías en el Formato de Recopilación de Información diseñado por la Consultoría, relacionada con el costo promedio de los servicios de evaluación de licencia ambiental, el costo promedio de los servicios de evaluación de modificación de licencia y el costo promedio de los servicios de seguimiento.
- Consulta directa con la ANLA sobre los cobros por los servicios de evaluación y seguimiento.



1.6

Inversiones ambientales

Para el desarrollo de este capítulo se tomaron como base los siguientes insumos:

- Informes de gestión de la ANLA de los años 2023 y 2024, empleados para realizar el análisis y la comparación del sector de hidrocarburos con respecto a los diferentes sectores productivos del país.
- Información reportada por las compañías en el Formato de Recopilación de Información diseñado por la Consultoría, sobre el valor de las inversiones obligatorias (1% y compensaciones) y el valor de las inversiones voluntarias (Proyectos Ambientales Especiales); con base en esta información se realizó una comparación entre ambos tipos de inversión.



2

INDICADORES DE DESEMPEÑO AMBIENTAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN COLOMBIA



En este capítulo se consolida y analiza la información reportada por las operadoras del sector de hidrocarburos para los años 2023 y 2024, con el fin de establecer los indicadores de desempeño ambiental del sector en Colombia, asociados a los aspectos ambientales de captación de agua, generación de residuos sólidos y líquidos, generación de emisiones atmosféricas y consumo de energía, para las etapas de exploración y producción.

Los indicadores se comparan para los diferentes años reportados, y posteriormente se presenta la relación existente entre las captaciones de agua, los residuos o las emisiones generadas por la industria petrolera y los consolidados nacionales disponibles.

La información desarrollada en el informe se analiza en dos niveles:

1. Por las etapas de sísmica, perforación y producción.
2. A nivel general de la etapa de upstream.

2.1

Cantidades totales por etapa

2.1.1 Reporte Operacional 2023

Cantidades por etapa según datos reportados por la ACP 2023 y comparación con los datos reportados por las operadoras

Etapa	Unidad de reporte	Cantidades totales reportadas por ANH	Cantidades reportadas por las operadoras 2023
Sísmica terrestre	km de Sísmica	1366,7	812,32
Perforación exploratoria Cantidad de pozos	Pozos exploratorios	42	41
	Pozos de desarrollo	600	519
Producción de crudo	Barriles de petróleo equivalente por día (BOEPD)	777.015,9	766.466,4

Fuente. ACP - 2025

2.1.2 Reporte Operacional 2024

Cantidades por etapa para el año 2024. Comparación con los datos reportados la ANH y las Compañías

Etapa	Unidad de reporte	Cantidades totales reportadas por ANH	Cantidades reportadas por las operadoras 2024
Sísmica terrestre	Km de Sísmica	2811,09	1857,97
Perforación exploratoria	Pozos exploratorios	27	26
Cantidad de pozos	Pozos de desarrollo	477	467
Producción de crudo	Barriles de petróleo equivalente por día (BOEPD)	772.621	710.691,86

Fuente. ACP - 2025

En el año 2024 se presentó un **incremento de 1.444,39 km de sísmica** con respecto al año 2023, lo que representa un aumento de más del 100 %. Mientras tanto, el número de pozos exploratorios y de desarrollo disminuyó, al igual que la producción de crudo, la cual presentó una reducción de **4.394 barriles de petróleo equivalente por día.**

2.2 Indicadores para sísmica

2.2.1 Captación de agua, generación de vertimientos y residuos sólidos

El análisis de los indicadores de la actividad sísmica se realizó a partir de los reportes presentados por las compañías operadoras que adelantaron esta actividad durante los años 2023 y 2024. Se calculó la captación de agua y la generación de residuos para la totalidad de los kilómetros de sísmica realizados en el país.

Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos para el año 2023

Indicador	Unidad	Factor año 2023	Total, km de sísmica 2023	Total	Unidad
Captación de Agua Uso Industrial	m^3/km de sísmica	NR	1366,7	NR	m^3
Captación de Agua Uso Doméstico	m^3/km de sísmica	NR		NR	m^3
Residuos Sólidos No Peligrosos	t/ km de sísmica	0,03		34,41	tonelada
Residuos Peligrosos	t/ km de sísmica	0,01		10,87	tonelada

NR: No reportan

Fuente. ACP - 2025

Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos para el año 2024

Indicador	Unidad	Factor año 2023	Total, km de sísmica 2024	Total	Unidad
Captación de Agua Uso Industrial	m^3/km de sísmica	0,21	2.811,09	596,12	m^3
Captación de Agua Uso Doméstico	m^3/km de sísmica	0,24		686,90	m^3
Agua residual domestica	m^3/km de sísmica	0,42		1.187,58	m^3
Residuos Sólidos No Peligrosos	t/ km de sísmica	2,83		7.950,87	t
Residuos Peligrosos	t/ km de sísmica	0,01		14,65	t

Fuente. ACP - 2025

2.3 Indicadores para perforación exploratoria

2.3.1 Captación de agua, generación de vertimientos y residuos sólidos

La etapa de perforación incluye la construcción[8] de pozos exploratorios y pozos de desarrollo. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) reporta para el año 2023 un total de **42 pozos de exploración** y para el año 2024 un total de **27 pozos.**

Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos en la etapa de perforación de pozos exploratorios para el 2023.

Indicador	Unidad	Factor	Cantidad de pozos exploratorios 2023	Total	Unidad
Captación de agua uso industrial	m^3/1000 pies perforación	80,07	42	26.916,07	m^3
Captación de agua uso doméstico	m^3/1000 pies perforación	10,93		3.675,88	m^3
Vertimientos industriales	m^3/1000 pies perforación	17,09		5.746,30	m^3

[8] Construcción: incluye conformación y/o adecuación de localizaciones nuevas o antiguas; adecuación de vías de acceso y perforación de los pozos.

Indicador	Unidad	Factor	Cantidad de pozos exploratorios 2023	Total	Unidad
Vertimientos domésticos	m^3/1000 pies perforación	14,84	42	4.988,37	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	t/ 1000 pies perforación	26,20		8.805,71	t
Residuos peligrosos	t/ 1000 pies perforación	3,05		1.023,67	t

Profundidad promedio ponderada de los pozos 8.070,66 pies, año 2023

Fuente. ACP - 2025

Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos en la etapa de perforación de pozos exploratorios para el 2023.

Indicador	Unidad	Factor	Candidad de pozos de desarrollo 2023	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/1000 pies perforación	80,07	600	384.515,34	m^3
Consuno de agua uso doméstico	m^3/1000 pies perforación	10,93		52.512,52	m^3
Vertimientos industriales	m^3/1000 pies perforación	17,09		82.090,01	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1000 pies perforación	14,84		71.262,37	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/ 1000 pies perforación	26,20		125.795,89	t
Residuos peligrosos	Ton/ 1000 pies perforación	3,05		14.623,84	t

Fuente. ACP - 2025

Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos en la etapa de perforación de pozos exploratorios para el año 2024

Indicador	Unidad	Factor	Candidad de pozos exploratorios 2024	Total	Unidad
Captación de agua uso industrial	m^3/1000 pies perforación	51,94	27	11.951,21	m^3
Captación de agua uso doméstico	m^3/1000 pies perforación	8,33		1.916,21	m^3
Vertimientos industriales	m^3/1000 pies perforación	14,68		3.378,63	m^3

Indicador	Unidad	Factor	Candidad de pozos exploratorios 2024	Total	Unidad
Vertimientos domésticos	m^3/1000 pies perforación	10,68	27	2.457,08	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	t/ 1000 pies perforación	27,92		6.424,25	t
Residuos peligrosos	t/ 1000 pies perforación	2,64		607,69	t

Profundidad promedio ponderada de los pozos 8.654,97 pies, año 2024

Fuente. ACP - 2025

Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos en la etapa de perforación de pozos en desarrollo para el año 2024

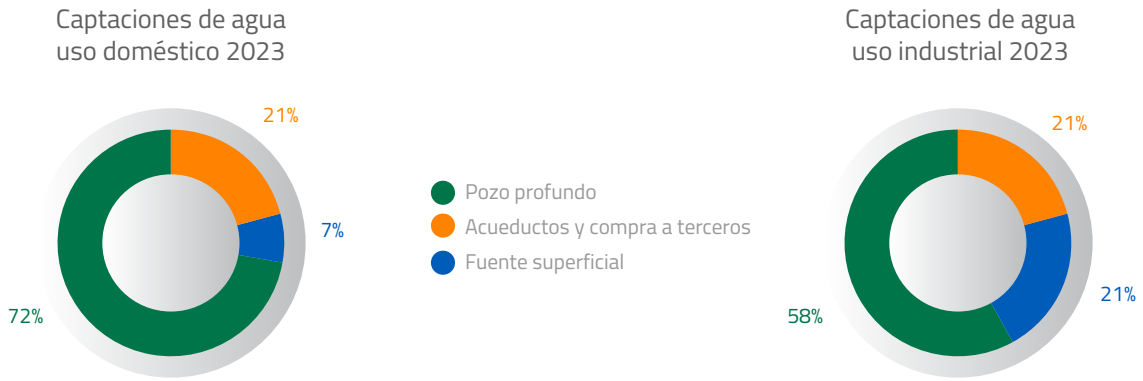
Indicador	Unidad	Factor	Candidad de pozos de desarrollo 2024	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/1000 pies perforación	51,13	477	211.138,11	m^3
Consuno de agua uso doméstico	m^3/1000 pies perforación	8,33		33.853,10	m^3
Vertimientos industriales	m^3/1000 pies perforación	14,65		59.689,18	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1000 pies perforación	10,67		43.408,44	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/ 1000 pies perforación	27,92		113.495,16	t
Residuos peligrosos	Ton/ 1000 pies perforación	2,03		10.735,83	t

Profundidad promedio ponderada de los pozos 8.654,97 pies, año 2024

Fuente. ACP - 2025

En los años 2023 y 2024 se presentó un aumento en la captación de agua para uso industrial con respecto al periodo 2016–2019, evidenciándose una tendencia creciente que alcanzó los **51,94 m³/1.000 pies de perforación en 2024**. Durante este último año, el agua captada para uso industrial provino principalmente de fuentes subterráneas, como se evidencia a continuación.

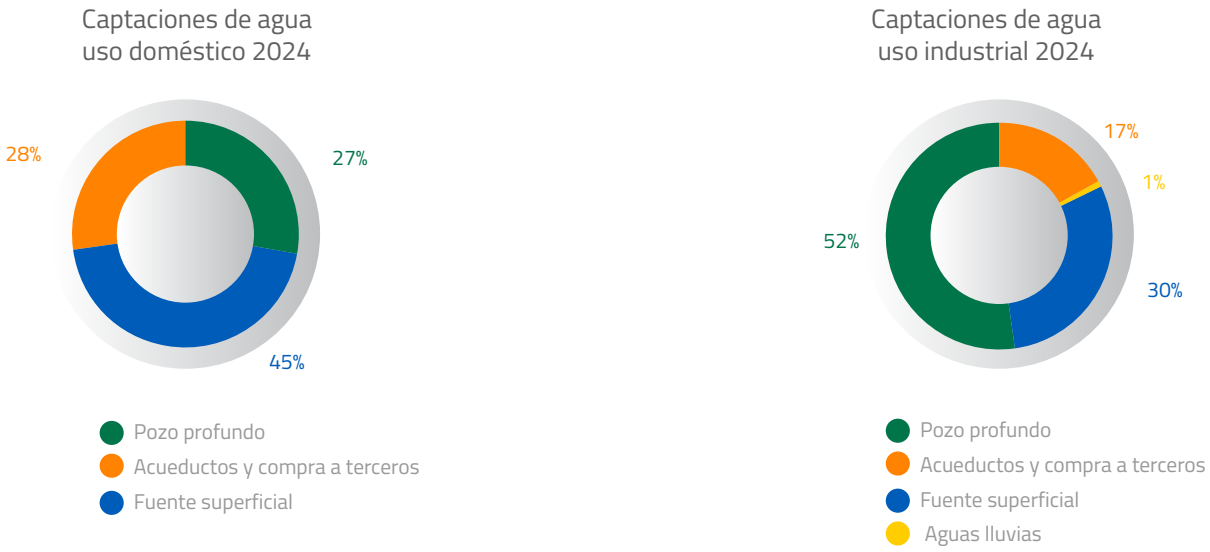
Captación de agua uso industrial y doméstico etapa perforación 2023



Fuente. ACP - 2025

Por otro lado, la captación de agua para uso doméstico presentó un incremento en el año 2023, seguido de una disminución en 2024.

Captaciones de agua uso industrial y doméstico etapa perforación 2024



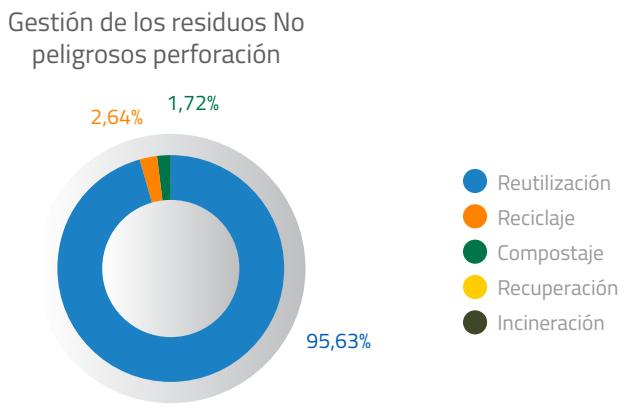
Fuente. ACP - 2025

Los vertimientos industriales y domésticos disminuyeron en el año 2024 en comparación con el año anterior. Durante 2024 se generaron **14,68 m³ de vertimientos industriales por cada 1.000 pies perforados**, lo que representa una reducción de **2,41 m³** frente a 2023. Esta disminución se asocia tanto a la reducción en las captaciones como al interés de las compañías por disminuir el volumen de vertimientos, mediante la implementación de estrategias de recirculación y reúso. A través de estas estrategias, se realizó el aprovechamiento de **18.514 m³ en 2023 y de 15.606 m³ en 2024**.

El reúso y la reutilización de aguas resaltan la gestión de la industria petrolera orientada a la minimización de los impactos ambientales negativos, así como la implementación del reúso de aguas reglamentado por la Resolución 1256 de 2021, "por la cual se reglamenta el uso de las aguas residuales y se adoptan otras disposiciones". Esta normativa permite reutilizar las aguas para usos agrícolas o industriales, fomentando el aprovechamiento de los recursos naturales y la economía circular, en el marco del uso eficiente del agua.

En promedio, durante los años 2023 y 2024, el **97,62 % de los residuos no peligrosos** generados en la etapa de perforación fueron entregados a terceros, mientras que el **2,27 % fue reutilizado.**

Distribución porcentual de la gestión de los residuos no peligrosos.

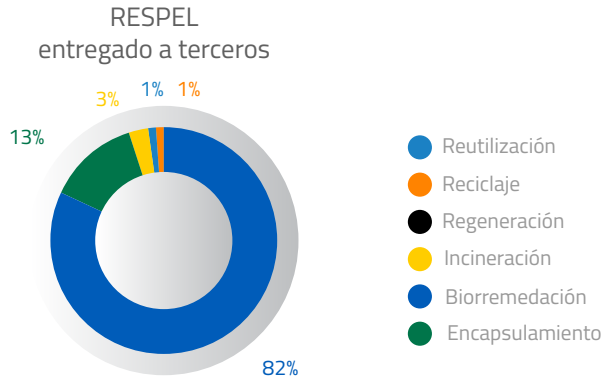


Fuente. ACP - 2025

Con relación a los residuos peligrosos, se identificó una **disminución de 0,64 t por cada 1.000 pies perforados** entre los años 2023 y 2024.

De acuerdo con lo reportado por las compañías, la mayor proporción de los residuos peligrosos (RESPEL) **generados es entregada a terceros para su gestión (83%)**. Estos residuos son manejados mediante diferentes prácticas, de acuerdo con sus características. Entre los principales sistemas de gestión se encuentra la biorremediación, que representa el 82 % del tratamiento de los residuos peligrosos. Otras prácticas comunes son las **celdas de seguridad, el encapsulamiento y la incineración.**

Sistema de gestión residuos peligrosos entregados a terceros



Fuente. ACP - 2025

2.4 Indicadores para producción

2.4.1 Captación de agua y generación de vertimientos

En la siguiente tabla se presentan los resultados de los indicadores correspondientes a los años 2023 y 2024, relacionados con la captación de agua superficial y subterránea, así como con la generación de vertimientos, a partir de la información reportada directamente por las compañías.

Indicadores de captación de agua y generación de vertimientos en la etapa de producción 2023

Indicador	Unidad	Factor 2023	Boe al año 2023	Total	Unidad
Captación de agua uso industrial	m^3/ BOE	0,031	382.597.435,02	11.847.308	m^3
Captación de agua uso doméstico	m^3/ BOE	0,005		1.783.557	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/ BOE	0,004		1.457.953,89	m^3

Indicador	Unidad	Factor 2023	Boe al año 2023	Total	Unidad
Vertimientos industriales	m^3/ BOE	0,004	382.597.435,02	1.401.573,82	m^3
Aguas de producción reinyectadas	m^3/ BOE	1,651		631.691.815	m^3
Aguas de producción vertidas	m^3/ BOE	0,504		192.955.199	m^3

Fuente. ACP - 2025.

Indicadores de captación de agua y generación de vertimientos en la etapa de producción 2024

Indicador	Unidad	Factor 2024	Boe al año 2024	Total	Unidad
Captación de agua uso industrial	m^3/ BOE	0,034	373.451.881,51	12.620.440	m^3
Captación de agua uso doméstico	m^3/ BOE	0,006		2.162.831	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/ BOE	0,003		1.191.237	m^3
Vertimientos industriales	m^3/ BOE	0,005		1.856.335,75	m^3
Aguas de producción reinyectadas	m^3/ BOE	2,316		864.791.855	m^3
Aguas de producción vertidas	m^3/ BOE	0,514		191.973.699	m^3

Fuente. ACP - 2025.

Los indicadores resultantes se evidencia una disminución constante en las captaciones de agua de uso industrial, con un ligero incremento en el 2024, tendencia que se mantiene en las captaciones de agua de uso doméstico, pasando de 0,005 m³/BOE en 2023 a 0,006 m³/BOE en 2024.

En el año 2023 el 63,67% de las captaciones de agua correspondieron a fuentes subterráneas, mientras que para el 2024 representaron el 54,58%.

Fuentes de captación de agua 2024

Captación de aguas	Uso industrial	Uso domestico	Total
Fuente superficial	3.930.411,47	552.696,86	4.483.108,33
Pozo profundo	7.505.176,98	1.177.576,54	8.682.753,52
Acueductos	379.474,06	37.398,57	416.872,64
Captación de aguas lluvias	39.539,03	15.884,94	55.423,97
Total Captaciones	11.854.601,54	1.783.556,92	13.638.158,46

Fuente. ACP - 2025

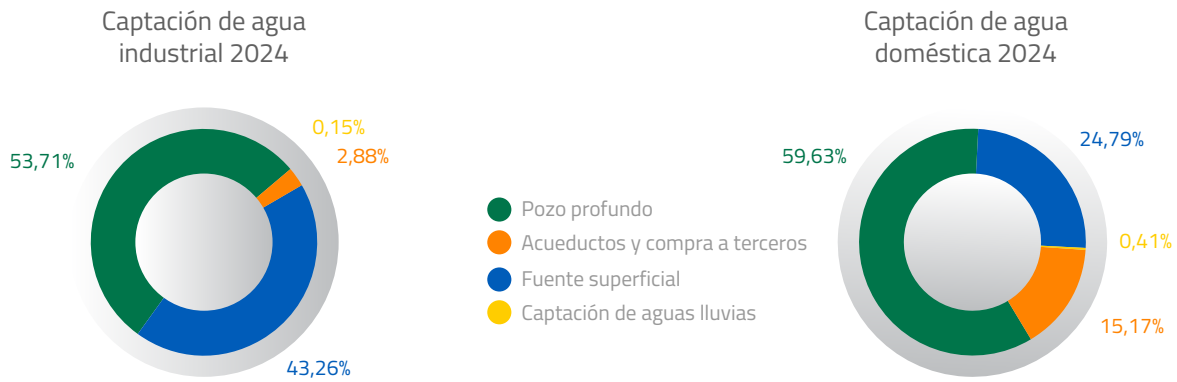
[9] BOE: Barrel of Oil Equivalent (Barril de petróleo equivalente) Energía liberada en la combustión de un barril de petróleo. Como puede variar según la composición del crudo, se toma un valor aproximado de un (1) Barril Equivalente de Petróleo (1 BEP) que es igual a cinco coma setenta y tres gigajulios (5,73 GJ). En

Fuentes de captación de agua 2023

Captación de aguas	Uso industrial	Uso domestico	Total
Fuente superficial	5.459.578,57	536.179,19	5.995.757,77
Pozo profundo	6.778.406,99	1.289.725,94	8.068.132,93
Acueductos	363.147,18	328.144,83	691.292,01
Captación de aguas lluvias	19.307,24	8.780,93	28.088,17
Total Captaciones	12.620.439,98	2.162.830,90	14.783.270,87

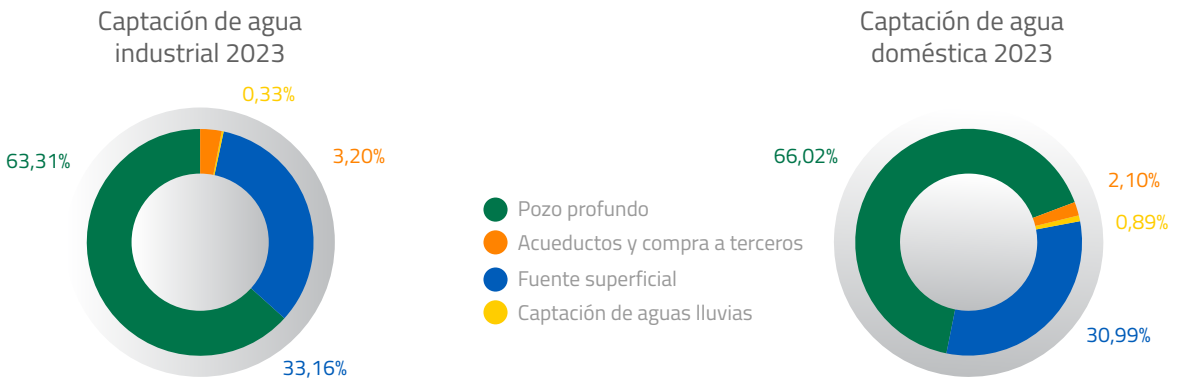
Fuente. ACP - 2025

Captación de agua uso industrial y doméstico etapa de producción 2024



Fuente. ACP - 2025

Captaciones de agua uso industrial y doméstico etapa de producción 2023



Fuente. ACP - 2025

2.4.2 Generación y disposición de aguas de producción

A continuación, se presentan los indicadores de generación y disposición de aguas de producción, los cuales se calcularon a partir de la información reportada por las compañías y de la producción de crudo y gas.

Indicadores aguas de producción 2023

Aguas de producción					
Indicador	**Unidad**	**Factor 2023**	**Aguas de producción**	**Total**	**Unidad**
Reinyección para recobro mejorado	m^3 de agua reinyectada/ m^3 de agua de producción	0,19484	801.257.914,53	156.116.721	m^3
Inyección como disposición final	m^3 de agua reinyectada/ m^3 de agua de producción	0,55906		447.949.332	m^3
Vertimiento a cuerpos de agua	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,17688		141.726.235	m^3
Vertimiento entregado a gestores externos	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,00057		457.671	m^3

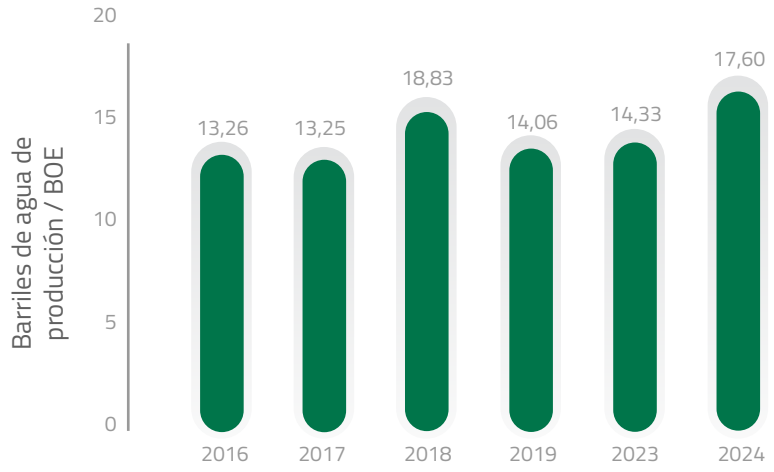
Aguas de producción					
Indicador	**Unidad**	**Factor 2023**	**Aguas de producción**	**Total**	**Unidad**
Reúso (Uso agrícola)	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,00665	801.257.914,53	5.329.078	m^3
Reutilización (p.e. prep. lodos perforación, SCI, generación energía, etc)	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,00023		182.397,26	m^3

Fuente. ACP - 2025

Indicadores aguas de producción 2024

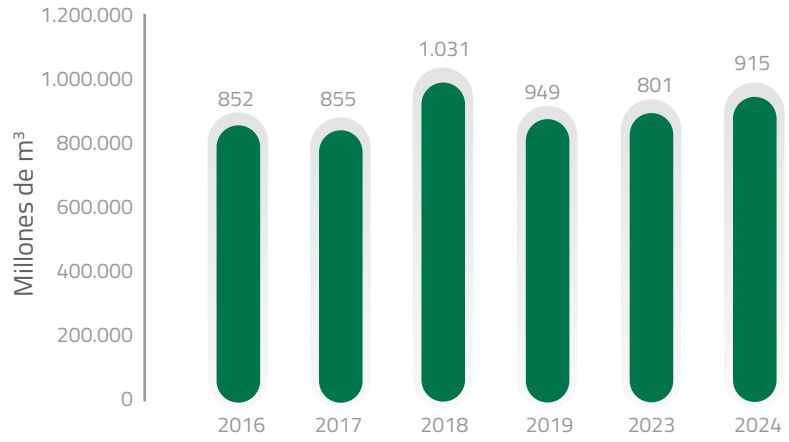
Aguas de producción					
Indicador	**Unidad**	**Factor 2024**	**Aguas de producción**	**Total**	**Unidad**
Reinyección para recobro mejorado	m^3 de agua reinyectada/ m^3 de agua de producción	0,21671	915.513.921,14	198.403.942	m^3
Inyección como disposición final	m^3 de agua reinyectada/ m^3 de agua de producción	0,56656		518.689.749	m^3
Vertimiento a cuerpos de agua	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,20660		189.141.074	m^3
Vertimiento entregado a gestores externos	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,00125		1.141.516	m^3
Reúso (Uso agrícola)	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,00782		7.163.790	m^3
Reutilización (p.e. prep. lodos perforación, SCI, generación energía, etc)	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,00049		452.411,50	m^3

Comparación multianual indicador de barriles de agua de producción por barril de crudo producido.



Fuente. ACP - 2025

Comparación multianual millones de m³ de agua de producción

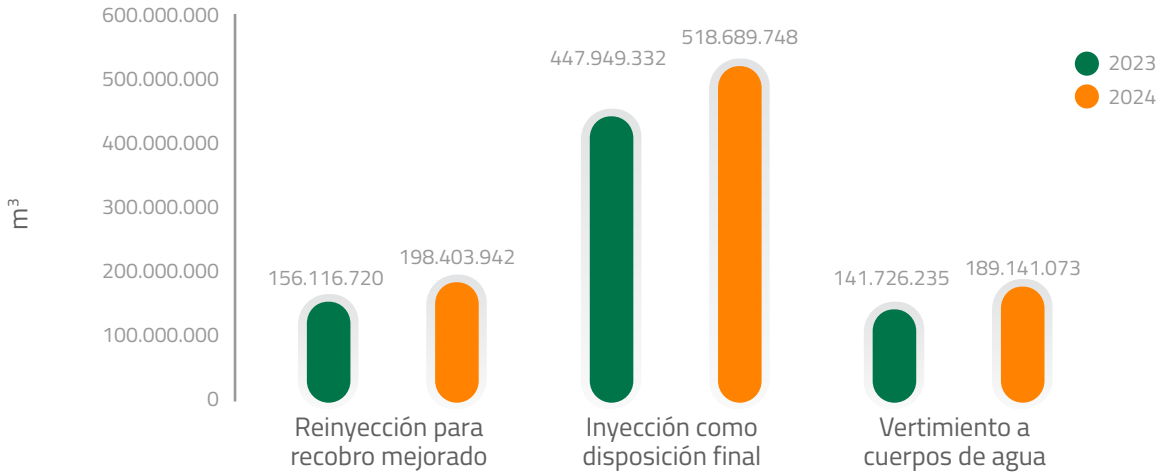


Fuente. ACP - 2025

Se presenta una **tendencia de aumento en las aguas de producción generadas por el sector de hidrocarburos** desde el año 2016 hasta 2019, tendencia que se mantiene para los años 2023 y 2024. Cada año se incrementa la curva de declinación de los pozos de producción y, en consecuencia, aumenta el **corte de agua**, es decir, el volumen de agua por barril de petróleo equivalente producido. Asimismo, se evidencia un **incremento significativo en los m³ de agua entregados a gestores externos.**

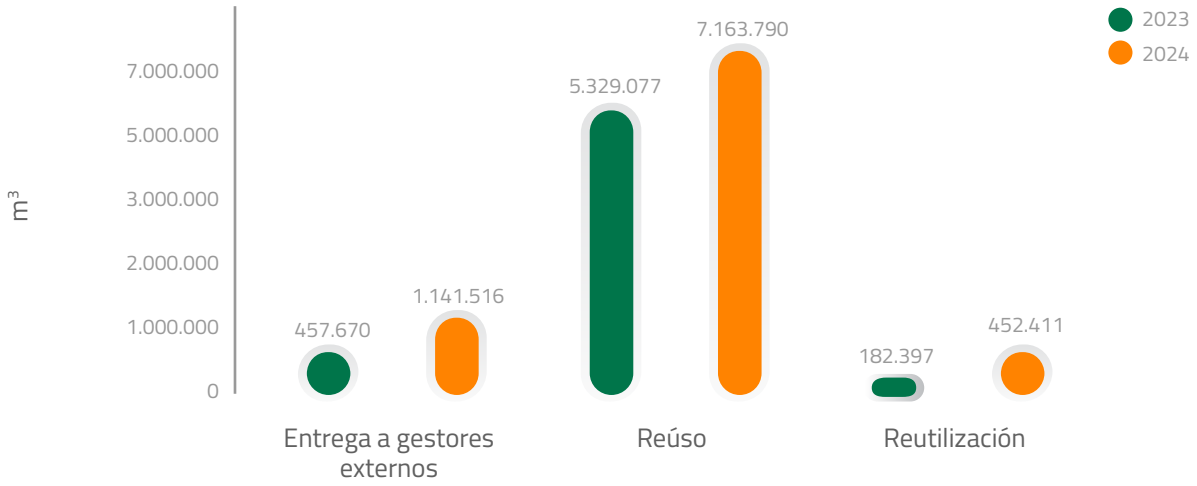
Para el año 2024, por cada barril de petróleo equivalente producido, en promedio a nivel nacional, se generan **17,6 barriles de agua de producción.** Esta tendencia está asociada a la **curva de declinación de los pozos** y a la **producción secundaria de los campos** que ya no producen en etapa primaria, lo cual genera una mayor cantidad de aguas de producción.

Comparación multianual del destino de las aguas de producción



Fuente. ACP - 2025

Comparación multianual de otros destinos de las aguas de producción



Fuente. ACP - 2025

Las aguas de producción, en su mayoría, son reinyectadas como disposición final, con un aumento constante a lo largo del tiempo. El año 2024 no fue la excepción, registrándose un incremento de **70.740.416,25 m³**, lo que representa un aumento aproximado del **15,7 %**.

Las aguas de producción no solo tienen como destino la reinyección como disposición final o para recobro mejorado, ni exclusivamente el vertimiento a cuerpos de agua continentales, sino que también presentan otros destinos, como la disposición al suelo, la entrega a terceros, el reúso para actividades agrícolas o la reutilización para diferentes procesos dentro de la misma industria petrolera.

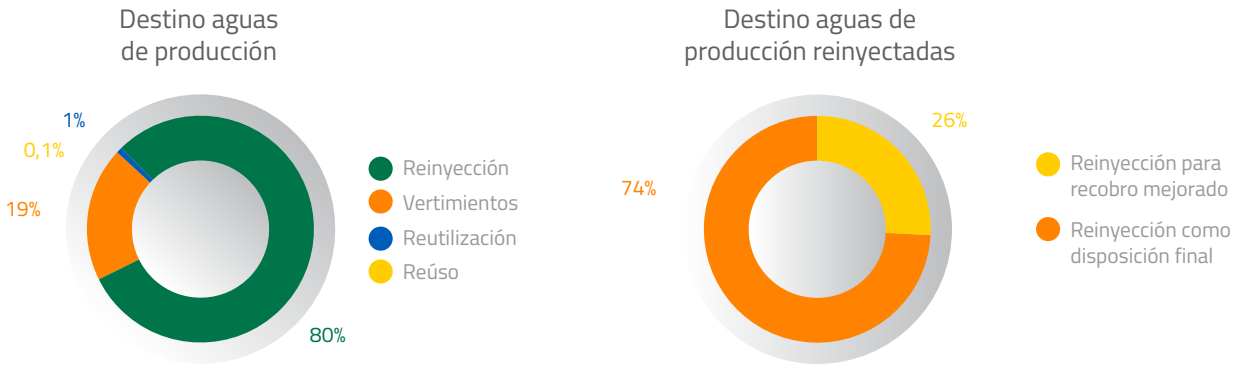
Los vertimientos de agua de producción a cuerpos de agua fueron uno de los parámetros con menor variación, con un aumento del **0,88 %** entre los años 2023 y 2024. Por su parte, el reúso de aguas de producción también presentó un aumento, pasando de **5.182.815,55 m³ en 2023 a 7.119.790,46 m³ en 2024,** lo que corresponde a un incremento de **1.936.974,91 m³.**

El aumento en el reúso, la reutilización y la reinyección de estas aguas de producción resalta la gestión de la industria petrolera orientada a la minimización de los impactos ambientales negativos, así como la implementación del reúso de aguas reglamentado por la Resolución 1256 de 2021, la cual permite reutilizar las aguas para usos agrícolas o industriales, fomentando el aprovechamiento de los recursos naturales y la economía circular, en el marco del uso eficiente del agua.

De igual forma, el incremento del reúso y la reutilización del agua refleja la implementación de acciones encaminadas al cumplimiento de las metas del **Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 6: Agua limpia y saneamiento**, dentro de las cuales se destacan: mejorar la calidad del agua, el tratamiento de aguas residuales y su reutilización segura; aumentar la eficiencia en el uso del agua y asegurar los suministros de agua dulce; promover la gestión integrada de los recursos hídricos y la cooperación transfronteriza; y fortalecer el compromiso local en el manejo del agua y el saneamiento, entre otros.

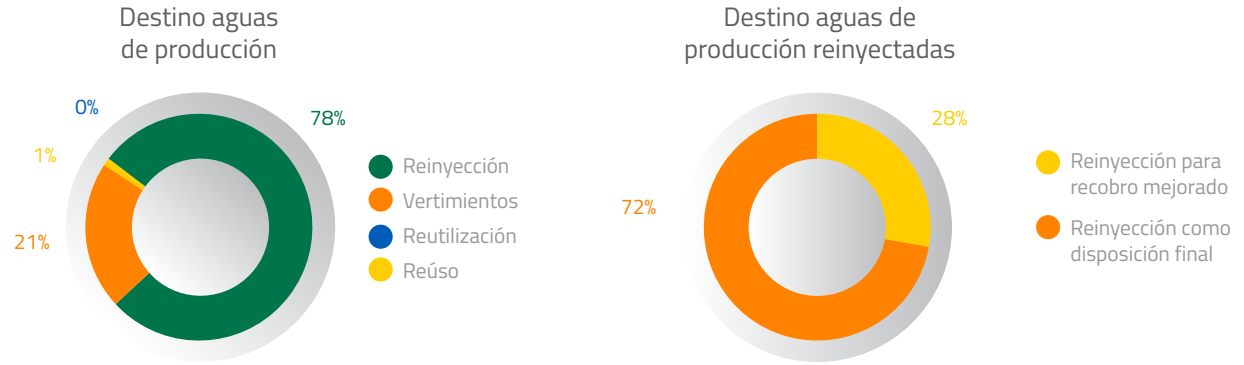
2.4.2.1 Destino de las aguas de producción

Destino aguas de producción 2023



Fuente. ACP - 2025

Destino aguas de producción 2024



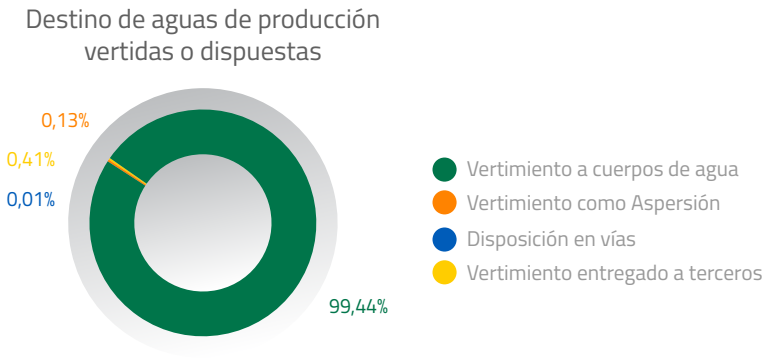
Fuente. ACP - 2025

Para el año 2024, el **78 % de las aguas de producción son reinyectadas**, el **21 % son vertidas** y **el 1 % se destina al reúso**, en su mayoría para uso agrícola.

Del **78 % de las aguas reinyectadas**, el **28 % se destina a recobro mejorado**, lo cual se traduce en menores captaciones de agua y menores vertimientos, mientras que el **72 % restante se utiliza como disposición final**. Las aguas reinyectadas como disposición final se disponen en las formaciones geológicas de donde fueron extraídas.

En el balance de masas de las aguas de producción se presentan algunas pérdidas asociadas a los procesos de tratamiento, transporte, bombeo u otros, las cuales generan evaporación; por lo tanto, el volumen finalmente dispuesto es menor que el volumen producido. Esta situación es común en todos los procesos de tratamiento de aguas. La distribución de las aguas se presenta en las siguientes gráficas.

Destino de las aguas de producción vertidas o dispuestas



Fuente. ACP - 2025

El **99,44 % de las aguas de producción que no se reinyectan** para recobro mejorado ni como disposición final **se vierten a cuerpos de agua**, previo tratamiento, **cumpliendo con todos los requisitos establecidos en la normatividad vigente.**

En la siguiente tabla se presenta una comparación entre la producción de barriles de petróleo equivalente y las aguas de producción, según su destino final.

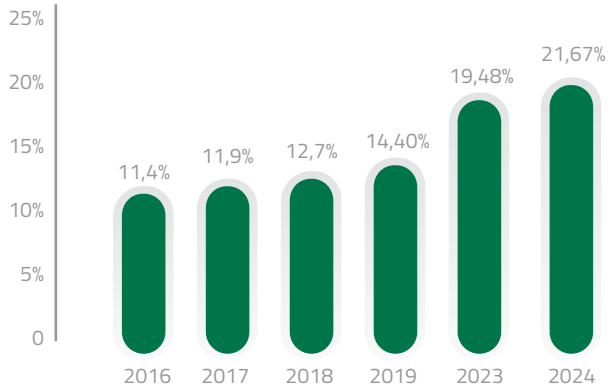
Comparación producción vs aguas de producción

Parametro	2023	2024
Producción (BOE)[10]	382.597.435,02	373.451.881,51
Aguas de producción m^3	801.257.914,53	915.513.921,14
% de agua barriles / BOE	14,33	17,60
Aguas reinyectadas como disposición m^3	447.949.332,26	518.689.748,51
% Aguas reinyectadas como disposición / Total aguas de producción	55,91	56,66
Reutilización para recobro mejorado m^3	156.116.720,80	198.403.942,20
% Reutilización para recobro mejorado/Total aguas de producción	19,48	21,67
Aguas de producción vertidas m^3	183.864.896,67	174.432.223,23
% Aguas de producción vertidas / Total aguas de producción	22,95	19,05

Fuente. ACP - 2025

Se ha presentado un incremento constante en el porcentaje de aguas reinyectadas y una disminución en el porcentaje de aguas vertidas pasado de 44,9% en 2016 a 18,03 % en 2024, reflejando el reflejo de las compañías por la disminución de los vertimientos.

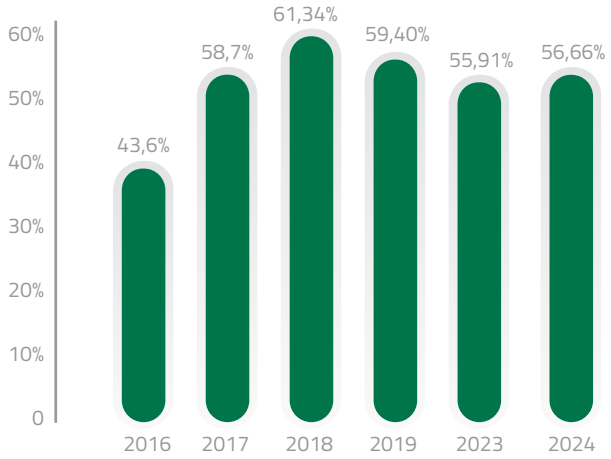
% Reutilización para recobro mejorado



Fuente. ACP - 2025

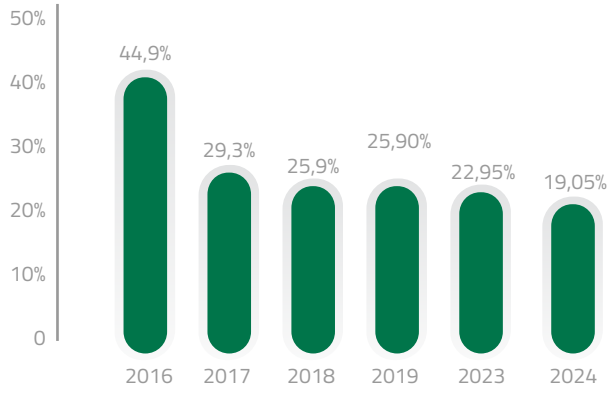
[10] Valor calculado a partir de la producción de crudo y gas (BOE) de las compañías que reportan el volumen de aguas de producción.

% Aguas reinyectadas como disposición



Fuente. ACP - 2025

% Aguas de producción vertidas



Fuente. ACP - 2025

2.4.3 Generación de residuos sólidos

Indicadores de generación de residuos en la etapa de producción del año 2023

Indicador	Unidad	Factor	BOE al año 2023	Total	Unidad
Residuos sólidos no peligrosos	Toneladas/ BOE	0,00071	382.597.435,02	272.848,74	Toneladas
Residuos peligrosos	Toneladas/ BOE	0,00038		146.434,27	Toneladas

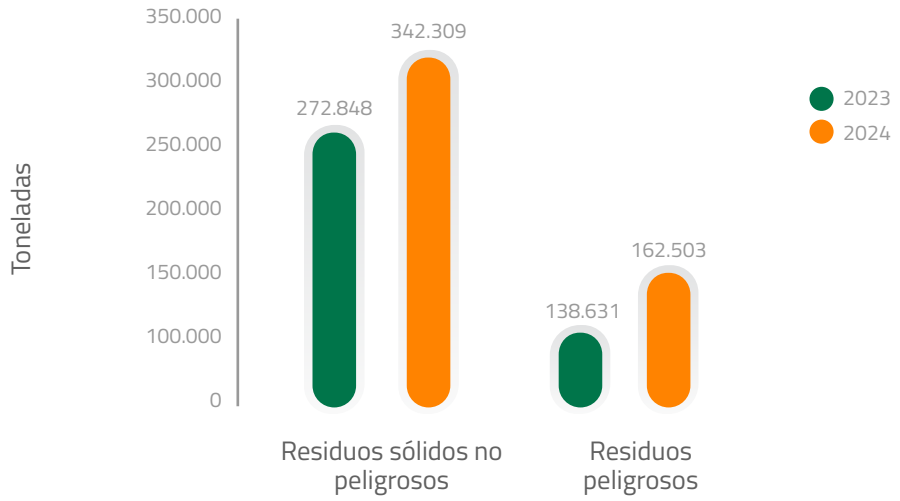
Fuente. ACP - 2025

Indicadores de generación de residuos en la etapa de producción del año 2024

Indicador	Unidad	Factor	BOE al año 2024	Total	Unidad
Residuos sólidos no peligrosos	Toneladas/ BOE	0,00092	373.451.881,51	342.309,55	Toneladas
Residuos peligrosos	Toneladas/ BOE	0,00044		162.503,33	Toneladas

Fuente. ACP - 2025

Comparación multianual toneladas de generación de residuos en la etapa de producción



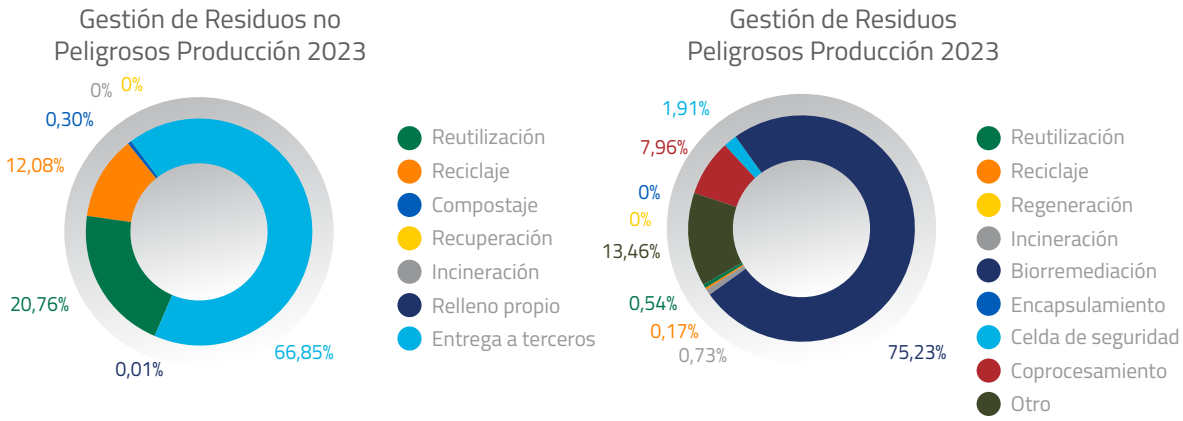
Fuente. ACP - 2025

En el año 2023 se generaron **272.848,74 toneladas de residuos no peligrosos** y **146.434,27 toneladas de residuos peligrosos**; mientras que en el año 2024 se registraron **342.309,55 toneladas de residuos no peligrosos** y **162.503,33 toneladas de residuos peligrosos.**



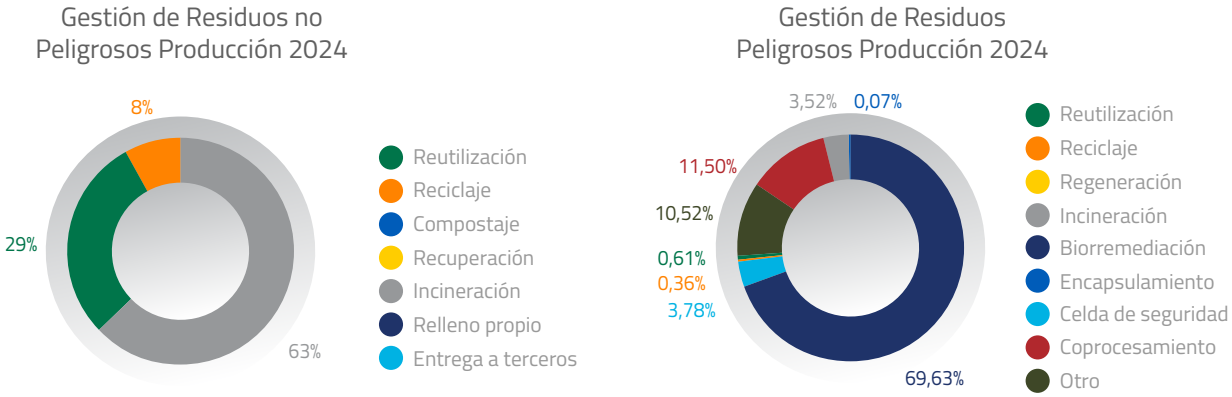
2.4.3.1 Gestión de los residuos no peligrosos y peligrosos

Gestión de los residuos peligrosos y no peligrosos en la etapa de producción 2023



Fuente. ACP - 2025

Gestión de los residuos peligrosos y no peligrosos en la etapa de producción 2024



Fuente. ACP - 2025

Dentro de los residuos peligrosos que genera la industria de hidrocarburos se encuentran los **lodos aceitosos**, los cuales se definen como una emulsión de varios hidrocarburos, aguas aceitosas y partículas sólidas. Estos residuos se generan a partir del mantenimiento de los tanques de almacenamiento de crudo y sus derivados, así como del mantenimiento de los sistemas de tratamiento dentro de las estaciones de tratamiento de crudo (limpieza de los fondos de las piscinas).

En el año 2024, el **69 % del total de los residuos peligrosos** fue tratado mediante **procesos de biorremediación.**

2.4.4 Generación de emisiones atmosféricas

Generación de emisiones atmosféricas en la etapa de producción del 2023

Indicador	Unidad	Factor 2023	BOE al año	Total	Unidad
Emisiones SOx	kg/ BOE	0,0162		6.211.809	kg
Emisiones NOx	kg/ BOE	0,0800		30.616.854	kg
Emisiones CO2	kg/ BOE	19,7023	382.597.435,02	7.538.053.201	kg
Metano CH4	kg/ BOE	0,1671		63.923.694	kg
Material Particulado	kg/ BOE	0,0037		1.398.045	kg

Fuente. ACP - 2025

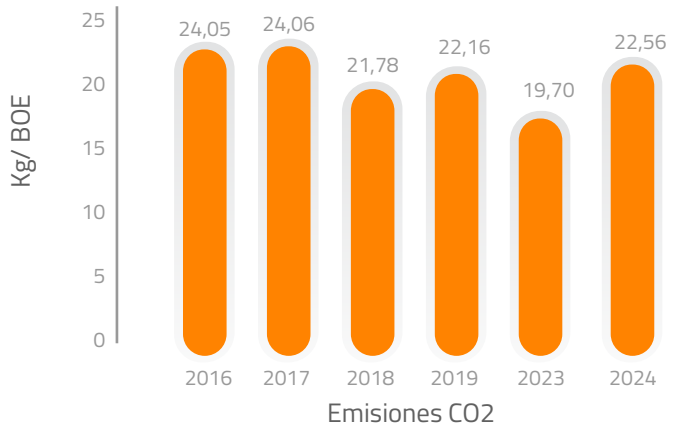
Generación de emisiones atmosféricas en la etapa de producción del 2024

Indicador	Unidad	Factor 2024	BOE al año	Total	Unidad
Emisiones NOx	kg/ BOE	0,0823		30.731.093	kg
Emisiones SOx	kg/ BOE	0,0170		6.338.226	kg
Emisiones CO2	kg/ BOE	22,5649	373.451.881,51	8.426.890.355	kg
Metano CH4	kg/ BOE	0,1753		65.455.230	kg
Material Particulado	kg/ BOE	0,0038		1.410.245	kg

Fuente. ACP - 2025

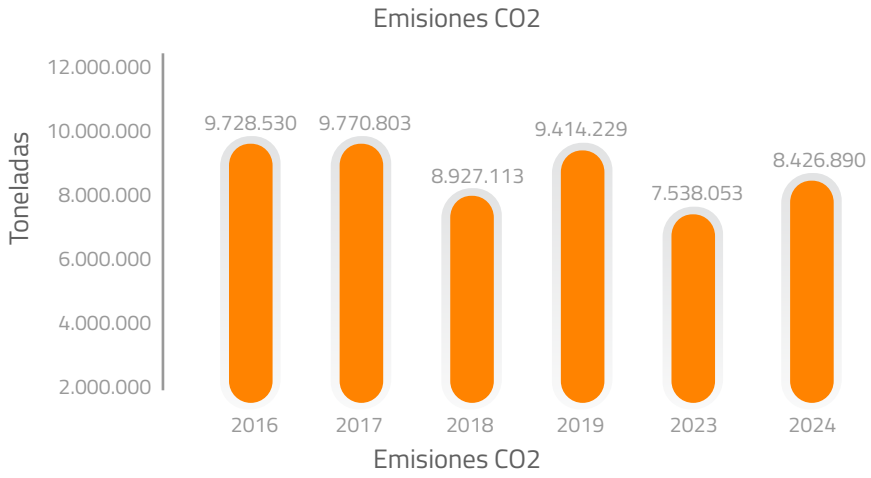
El **dióxido de carbono (CO_2)** es el principal gas emitido durante la etapa de producción del sector de hidrocarburos. En el año 2023 se emitieron aproximadamente **7.538.053 t** de este gas. Estas emisiones provienen principalmente de la quema y combustión en motores, del funcionamiento de plantas generadoras de energía eléctrica y calderas, así como de diferentes procesos operativos.

Comparación multianual de indicadores de generación de CO2 durante la etapa de producción



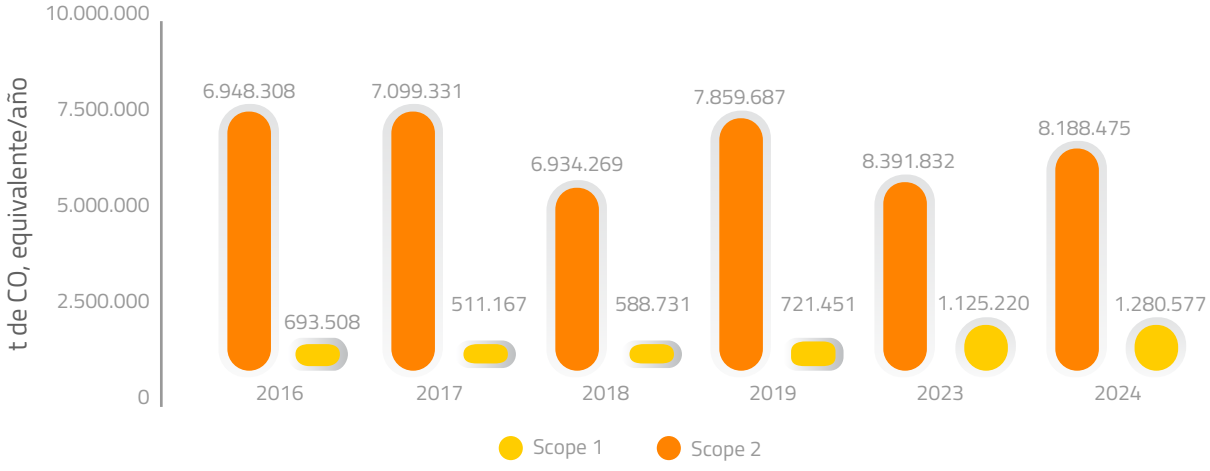
Fuente. ACP - 2025

Comparación multianual de toneladas de generación de CO2 durante la etapa de producción



Fuente. ACP - 2025

Comparación multianual de indicadores de generación de GEI directas e indirectas durante la etapa de producción



Fuente. ACP - 2025

Las **emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) directas (Scope 1)** son aquellas que provienen de fuentes que son propiedad de cada compañía y que están bajo su control, como las emisiones por combustión, emisiones fugitivas, teas y venteos.

Nota: La metodología para el cálculo del inventario de GEI cambió en 2023 con respecto a la utilizada hasta 2019. Anteriormente, el cálculo se basaba en el uso de factores de emisión y balances de masa, los cuales generaban subestimaciones. Actualmente, el cálculo se basa en **mediciones directas de tipo bottom-up y de tipo top-down en las diferentes instalaciones operativas.**.

Asimismo, se evidencia claramente la aplicación por parte de las compañías de lo dispuesto en la **Resolución 40066 de 2022** del Ministerio de Minas y Energía, "por la cual se establecen los requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, la quema y el venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos", a través del establecimiento, entre otros, de **Planes de Detección de Emisiones Fugitivas.**

En 2024 la industria presentó ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, la línea base de emisiones fugitivas y el programa de detección y reparación de fugas (Leak, Detection and Repair - LDAR), y el programa de cierre de venteos mediante los Planes de Gestión Integral de Cambio Climático Empresariales - PIGCCe



2.4.5 Consumo de combustibles y energía

Indicadores de consumo de energía eléctrica en la etapa de producción 2023

Energía	Consumo reportado	Producción	Unidades	Indicador
Autogeneración (KWh)	10.538.561.928,19	347.580.301,77	KWh/ Barril Producido	23,48
Combustión (combustibles) (KWh)	15.354.351.407,13	264.152.178,07	KWh/ Barril Producido	58,13
Compra de Energía Eléctrica (KWh)	4.740.224.167,50	360.573.035,36	KWh/ Barril Producido	13,15
Solar (KWh)	138.401.234,03	288.476.751,66	KWh/ Barril Producido	0,48
Total	30.771.538.736,85	364.218.414,28	KWh/ Barril Producido	84,49

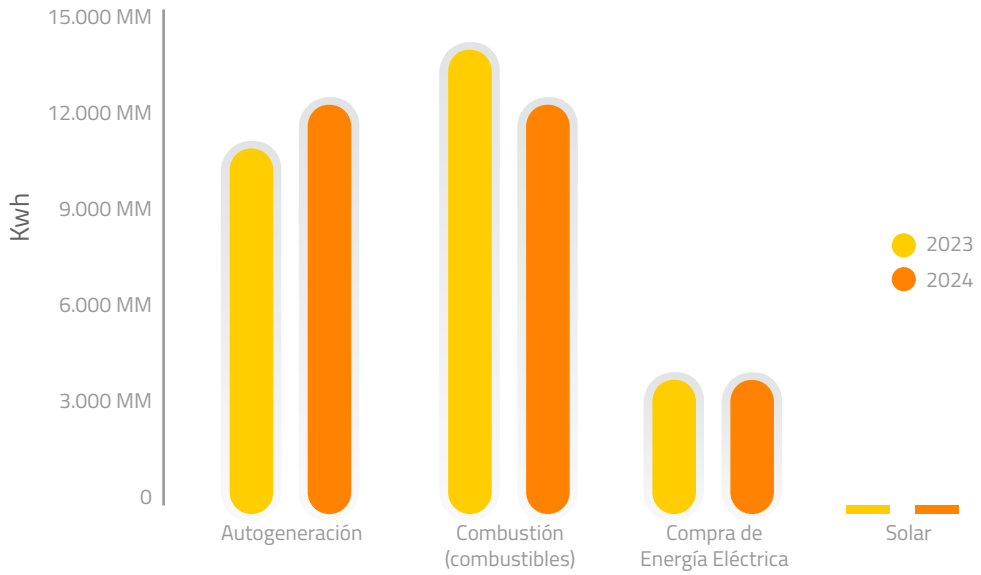
Fuente. ACP - 2025

Indicadores de consumo de energía eléctrica en la etapa de producción 2024

Energía	Consumo reportado	Producción	Unidades	Indicador
Autogeneración (KWh)	11.643.264.603,40	336.585.173,78	KWh/Barril Producido	34,59
Combustión (combustibles) (KWh)	12.076.573.721,70	276.915.509,29	KWh/Barril Producido	43,61
Compra de Energía Eléctrica (KWh)	4.904.009.841,14	332.702.751,37	KWh/Barril Producido	14,74
Solar (KWh)	150.452.291,00	295.495.777,30	KWh/Barril Producido	0,51
Total	28.774.300.457,24	336.679.186,72	KWh/Barril Producido	85,47

Fuente. ACP - 2025

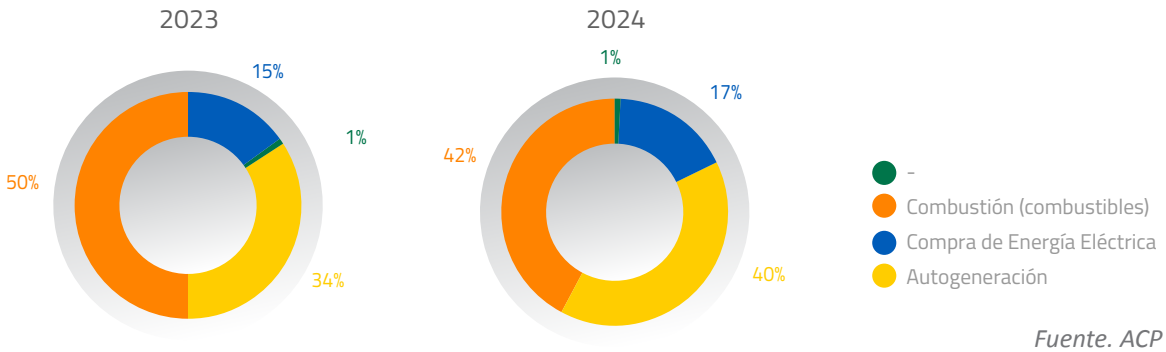
Consumo de energía eléctrica en la etapa de producción 2023 y 2024



Fuente. ACP - 2025

El consumo de energía proveniente de **autogeneración** aumentó en la etapa de producción, pasando de **8.550.382.999,75 kWh en el año 2023 a 11.646.516.729,78 kWh en el año 2024.** Por su parte, el **consumo de energía por combustión disminuyó un 21 %** entre 2023 y 2024. Se destacan principalmente la **compra de energía y la autogeneración** como las principales fuentes de abastecimiento energético.

Matriz energética en la etapa de producción 2023 y 2024



Fuente. ACP - 2025

La autogeneración representó el **34 % del consumo total de energía en 2023** y aumentó al **40 % en 2024**, con un incremento de **1.104.702.675,22 kWh** en la etapa de producción.

En 2023, el **50 % del consumo de energía correspondió a combustión**, valor que disminuyó al **42 % en 2024**. Este parámetro corresponde al consumo de combustible para usos diferentes a la generación de energía, tales como **calor, compresión, bombeo**, entre otros, asociados al control operacional.

Indicadores de consumo de combustible en la etapa de producción 2023

Combustible	Unidad	Factor	Barriles Producidos al Año	Total	Unidad
Consumo de crudo	Barril combustible/ Barril Producido	0,005	382.597.435	1.754.922,64	Barril
Consumo de gas	KPC/ Barril Producido	0,17		60.891.142,03	KPC
Consumo de biodiésel	Barril combustible/ Barril Producido	0,0002		67.113,77	Barril
Consumo de diésel	Barril combustible/ Barril Producido	0,001		401.975,94	Barril
Fuel Oil #4	Barril combustible/ Barril Producido	0,004		1.341.392,78	Barril

Fuente. ACP - 2025

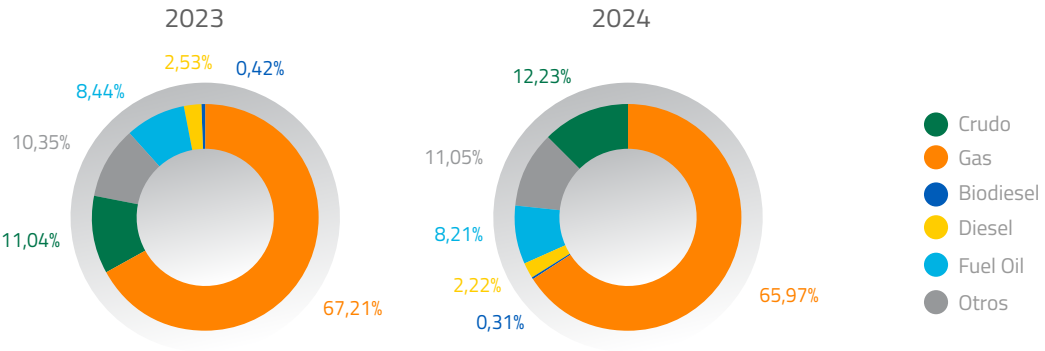
Indicadores de consumo de combustible en la etapa de producción 2024

Combustible	Unidad	Factor	Barriles Producidos al Año	Total	Unidad
Consumo de crudo	Barril combustible/ Barril Producido	0,006	373.451.882	1.956.555,34	Barril
Consumo de gas	KPC/ Barril Producido	0,18		60.140.811,38	KPC
Consumo de biodiésel	Barril combustible/ Barril Producido	0,0002		49.741,44	Barril
Consumo de diésel	Barril combustible/ Barril Producido	0,001		354.266,65	Barril
Fuel Oil #4	Barril combustible/ Barril Producido	0,004		1.313.373,99	Barril

Fuente. ACP - 2025

El gas es el principal combustible utilizado en la etapa de producción, representando en barriles equivalentes el **67,21 % del consumo en 2023 y el 65,97 % en 2024**. Este combustible se utiliza principalmente para la **generación de energía**, así como en **calentadores, calderas, compresores** y otros equipos requeridos durante el proceso de producción.

Consumo de combustible en la etapa de producción 2023 y 2024



Fuente. ACP - 2025

En la operación de los campos maduros y de difícil acceso se utiliza crudo como combustible para la generación de energía, lo que hace que el consumo de crudo represente el **11,04 % del consumo total de combustibles en 2023 y el 23,23 % en 2024.**



2.5

Consolidación de los aspectos ambientales de las distintas etapas upstream del sector de hidrocarburos

A continuación, se presentan los totales de los diferentes aspectos ambientales —consumo de recursos, generación de vertimientos, residuos, emisiones atmosféricas y emisiones de GEI— consolidados para las etapas de exploración y producción (upstream) correspondientes a los años 2023 y 2024.

Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y aguas de producción para la etapa de Upstream para los años 2023 y 2024

Consumo de agua, generación de vertimientos y aguas de producción							
Parámetro	Unidad	Sismica		Perforación		Producción	
		2023	2024	2023	2024	2023	2024
Captación de Agua Industrial	m^3	N/A	596,12	411.431,41	223.089,32	11.854.601,54	12.620.439,98
Captación de Agua Doméstica	m^3	N/A	686,90	56.188,40	35.769,31	1.783.556,92	2.162.830,90
Vertimientos Industriales	m^3	N/A		87.836,31	63.067,81	1.401.573,82	1.856.335,75
Vertimientos Domésticos	m^3	N/A	784,92	76.250,74	45.865,52	1.457.953,89	1.191.237,25
Aguas de Producción	m^3	N/A	92,22	93.503,48	56.500,55	801.257.914,53	915.513.921,14
Reinyección para Recobro Mejorado	m^3	N/A	N/A	N/A	N/A	156.116.720,80	198.403.942,20
Inyección como Disposición Final	m^3	N/A	N/A	N/A	N/A	447.949.332,26	518.689.748,51

Consumo de agua, generación de vertimientos y aguas de producción							
Parámetro	Unidad	Sismica		Perforación		Producción	
		2023	2024	2023	2024	2023	2024
Vertimiento a cuerpos de agua (Aguas de Producción)	m^3	N/A	N/A	4.987,64	372,40	183.390.002,49	172.911.957,11
Vertimiento entregado a gestores externos (Aguas de Producción)	m^3	N/A	N/A	88.515,84	56.128,15	424.628,39	1.043.569,07
Reúso (Uso agrícola)	m^3	N/A	N/A	N/A	N/A	5.092.151,77	6.549.106,40
Reutilización (p.e. prep. lodos perforación, SCI, generación energía, etc)	m^3	N/A	N/A	N/A	N/A	308.462,03	413.592,65

NA: No aplica.

Fuente. ACP - 2025

Indicadores de generación de residuos sólidos para la etapa de upstream de los proyectos del sector hidrocarburos para los años 2023 y 2024

Generación y gestión de residuos							
Parámetro	Unidad	Sísmica		Perforación		Producción	
		2023	2024	2023	2024	2023	2024
Residuos Sólidos No Peligrosos	t	19,13	5255,06	117.409	117.295	272.849	342.310
Residuos Orgánicos	t	1,56	9,51	704,173	417,7439	9.413,47	15.858,52
Residuos Ordinarios e Inertes	t	13,79	26,28	116.469,69	116.704,10	205.651,87	298.257,56

Generación y gestión de residuos							
Parámetro	Unidad	Sísmica		Perforación		Producción	
		2023	2024	2023	2024	2023	2024
Reciclaje	t	2,32	15,97	235,63	180,28	57.783,40	28.193,47
Gestión de residuos sólidos no peligrosos							
Reutilización	t	0,00	NR	4.739,65	269,25	77.323,82	129.934,03
Reciclaje	t	2,20	12,45	119,06	19,07	44.987,32	35.627,01
Compostaje		NR	NR	59,60	30,75	1.129,26	917,27
Incineración		NR	NR	0,22	NR	4,19	28,32
Relleno propio	t	NR	NR	NR	NR	35,87	2,24
Entrega a terceros	t	19,13	5.255,07	109.671,68	105.293,43	249.053,10	282.056,90
Otro	t	16,93	5.226,49	109.095,00	104.785,06	91.107,62	162.193,57
Residuos Sólidos Peligrosos	t	6,46	9,68	13.648,92	11.095,94	138.631,10	162.503,33
Gestión de residuos sólidos peligrosos							
Reutilización	t	NR	0,23	1,96	1,07	635,48	661,80
Reciclaje	t	NR	0,01	7,66	7,89	199,10	395,42
Regeneración	t	NR	NR	0,00	0,00	0,17	3,35
Incineración	t	0,01	0,72	43,76	27,23	866,75	3.817,49
Biorremediación	t	0,45	0,69	2.620,80	1.274,94	88.751,61	75.608,27
Encapsulamiento	t	NR	NR	0,00	26,99	0,48	78,48
Celda de seguridad	t	5,99	6,93	300,30	117,49	2.255,18	4.109,59
Coprocesamiento	t	0,00	NR	8,00	14,36	9.387,74	12.488,00
Otro:	t	0,01	1,10	10.170,20	9.379,03	15.872,92	11.426,40

NR: No reportan.

Fuente. ACP - 2025

2.6

Comparación de consumos de agua y residuos generados por el sector de hidrocarburos en los años 2023 y 2024, con datos nacionales

2.6.1 Captación de agua y comparación con el consumo total nacional

El Estudio Nacional del Agua (IDEAM, 2022) presenta la estimación de la demanda de agua por sectores usuarios del recurso hídrico. Los cálculos realizados por la ACP indican que el consumo del sector de hidrocarburos en las etapas de exploración y producción fue de **13,13 millones de metros cúbicos en el año 2023 y de 13,6 millones de metros cúbicos en el año 2024.**

Comparación del consumo de agua del sector hidrocarburos con los demás sectores productivos y el consumo nacional

Sector de consumo	2023		2024	
	Total consumo (mm^3)	% del total nacional	Total consumo (mm^3)	% del total Nacioal
Agrícola y Poscosecha	13.984,10	43,8	13.984,10	43,8
Hidroeléctrico	8224,4	25,76	8224,4	25,76
Piscícola	3971,8	12,44	3971,8	12,44
Doméstico	2857,9	8,95	2857,9	8,95
Pecuario y Sacrificio	1538,7	4,82	1538,7	4,82
Minería	660,9	2,07	660,9	2,07
Industria	364,1	1,14	364,1	1,14
Servicios	210,7	0,66	210,7	0,66
Construcción	99,9	0,31	99,9	0,31
Exploración y Producción de Hidrocarburos	14,11	0,044	15,04	0,047
Total, mm^3	31.926	100	31.926	100

Fuente. ENA,2022(Año Base,2020) ACP – 2025

El uso de agua del sector de hidrocarburos en los años 2023 y 2024, en las etapas de exploración y producción, equivale únicamente al **0,0411% y 0,0426%**, respectivamente, del consumo total de todos los sectores en Colombia.

2.6.2 Comparación de la generación de residuos sólidos no peligrosos con la generación a nivel nacional

De acuerdo con el **Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos 2022** de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el país generó un total de **11.983.709,70 toneladas de residuos sólidos no peligrosos** durante el año 2022.

Es importante resaltar que los residuos sólidos generados por la actividad petrolera son tratados y dispuestos correctamente a través de programas de gestión de residuos, los cuales contemplan procesos de **separación, almacenamiento, transporte y entrega a terceros autorizados para su disposición final,** garantizando así una disposición segura y el mayor aprovechamiento posible de su valor.

Para las etapas de exploración y producción se identificó una generación de **390.277 toneladas** en el año 2023 y de **464.860 toneladas en el año 2024,** lo cual representa el **3,25% y el 3,28%** de la producción nacional registrada en 2022, respectivamente.

2.6.3 Comparación de la generación de residuos sólidos peligrosos con la generación a nivel nacional

De acuerdo con el **Título 6, Capítulo 1, Sección 3, Anexos I y II del Decreto 1076 de 2015**, los residuos peligrosos generados en el sector de hidrocarburos se clasifican, según proceso o actividad, en **Y9**, correspondiente a mezclas y emulsiones de desechos de aceite y agua o de hidrocarburos y agua. Algunos residuos generados por el sector, como las baterías de base plomo, se clasifican en **Y31**, relacionados con plomo y compuestos de plomo.

Con relación a la clasificación por corrientes de residuos, el sector de hidrocarburos se clasifica como **A4**, equivalente a desechos que pueden contener constituyentes inorgánicos u orgánicos, y a su vez como **A4060**, correspondiente a desechos de mezclas y emulsiones de aceite y agua o de hidrocarburos y agua. En conclusión, la clasificación **A4060** es la equivalencia de la clasificación **Y9**.

De acuerdo con lo indicado por el IDEAM, lo reportado en el Registro de Generadores de Residuos Peligrosos para el año 2023 fue de **719.978,76 t**. La comparación de los años 2023 y 2024 del sector de hidrocarburos se realiza con respecto a esta cifra, dado que el IDEAM señala que las cifras oficiales del año 2024 estarán disponibles en diciembre de 2025.

Esta cifra, en contraste con la producción actual del sector, equivale aproximadamente al **22,2%**, con un total de **160.090 t de residuos peligrosos en 2023 y de 159.837 t en 2024**, generados por el sector de hidrocarburos (exploración y producción), constituidos principalmente por borras, lodos aceitosos, trapos, estopas y material impregnado con hidrocarburos, residuos aceitosos sobrantes en equipos y tanques, cortes de perforación, baterías y pilas.

Es importante resaltar que estos residuos peligrosos cuentan con un adecuado programa de gestión y tratamiento. Los tratamientos más utilizados son la **biorremediación (87,16%)**, mediante el uso de microorganismos capaces de disminuir los contaminantes, así como el **tratamiento fisicoquímico.**

2.6.4 Comparación de emisiones de gases efecto invernadero GEI generadas por el proceso petrolero y el total nacional reportado por el IDEAM

Se presenta la comparación entre las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el sector de hidrocarburos en Colombia y el total nacional reportado por el IDEAM en su último reporte correspondiente al año 2021.

De la emisión de GEI y el total nacional reportado por el IDEAM

Año	Nacional ktCO2eq	Upstream ktCO2eq	Porcentaje
1990	222.664.778	3.256.609	1.46%
1991	226.351.604	3.211.569	1.42%
1992	231.753.163	3.259.974	1.41%
1993	234.376.118	3.363.084	1.43%
1994	236.424.298	3.400.585	1.44%
1995	239.190.879	4.097.875	1.71%
1996	240.853.394	4.514.811	1.87%
1997	248.720.048	4.984.112	2.00%
1998	247.879.112	5.510.390	2.22%
1999	242.869.476	7.512.861	3.09%
2000	225.112.676	6.713.637	2.98%
2001	204.327.321	6.511.550	3.19%
2002	203.998.877	6.312.755	3.09%
2003	223.720.561	6.242.210	2.79%
2004	225.390.627	6.166.392	2.74%
2005	214.818.301	6.244.018	2.91%
2006	217.084.833	7.269.851	3.35%
2007	220.948.446	7.108.170	3.22%
2008	217.741.258	7.745.706	3.56%
2009	216.200.506	8.859.520	4.10%
2010	224.846.784	9.679.309	4.30%
2011	234.677.536	10.240.145	4.36%
2012	237.968.801	10.647.038	4.47%
2013	224.539.867	10.651.617	4.74%

Año	Nacional ktCO2eq	Upstream ktCO2eq	Porcentaje
2014	233.522.358	10.462.781	4.48%
2015	231.512.660	10.595.632	4.58%
2016	260.182.147	10.060.809	3.87%
2017	279.815.406	9.849.692	3.52%
2018	284.504.088	9.916.998	3.49%
2019	272.526.568	10.384.726	3.81%
2020	274.792.519	8.486.724	3.09%
2021	280.101.984	8.136.549	2.90%

Fuente: IDEAM , 2021

Comparando la información obtenida con los registros nacionales del IDEAM, se obtuvo la siguiente relación.

Comparación de la emisión de GEI y el total nacional reportado por el IDEAM

Sector de consumo	Kt CO_2 Eq	% del Total Nacional
Emisiones Directas 2023 Scope 1	8.391,83	2,99
Emisiones Directas 2024 Scope 1	8.188,91	2,92
Dato IDEAM 2021	280.101,98	100

Fuente. ACP - 2025

El aporte de gases de efecto invernadero por parte de la industria petrolera en el segmento de exploración y producción corresponde al **2,99% en el año 2023 y al 2,92% en el año 2024** del total nacional reportado para el año 2021 en el Anexo 1. Documento del Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones Atmosféricas de Colombia. Gases de efecto invernadero (1990–2021). Contaminantes criterio y carbono negro (2010–2021). Primer Informe Bienal de Transparencia (BTR 1) de Colombia, presentado ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

2.6.5 Comparación del consumo de energía eléctrica del sector hidrocarburos en los años 2023 y 2024 con la demanda de energía nacional

Se presenta la comparación del consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) utilizado por el sector de hidrocarburos en Colombia con la demanda total de energía del país, de acuerdo con los datos reportados por XM para los años 2023 y 2024.

Comparación del consumo de energía eléctrica del sector hidrocarburos años 2023 y 2024 con la demanda de energía total del país

Año	Consumo sector hidrocarburos (GWh)	Demanda nacional de energía (GWh)	% del Total nacional
2023	4735	79982,06	5,92
2024	4897	82084,86	5,96

Fuente. ACP,2023, 2024. XM,2023, 2024

El consumo de energía eléctrica del SIN por parte del sector de hidrocarburos es bajo en relación con el consumo nacional, presentando una participación del **5,92% en 2023 y del 5,96% en 2024**. Es importante resaltar que, para esta comparación, se tuvo en cuenta únicamente la cantidad de energía eléctrica demandada por el sector en las etapas de exploración y producción.

Este consumo de energía del SIN por parte del sector se complementa con **autogeneración** y el aporte de **parques solares**.





3

USO DEL AGUA POR ZONA Y SUBZONA HIDROGRÁFICA



Este capítulo presenta los volúmenes de agua captados de acuerdo con la información reportada por las empresas del sector petrolero durante cada una de las etapas de la cadena de valor, en las regiones donde desarrollan sus actividades. Se realiza un análisis para cada una de las zonas y subzonas hidrográficas donde se efectúan captaciones de agua para las etapas de **sísmica, perforación y producción**, y se comparan estos volúmenes con la oferta hídrica de cada zona y subzona hidrográfica, de acuerdo con la clasificación establecida en el Estudio Nacional del Agua (ENA, 2022).

La zonificación de cuencas hidrográficas en Colombia está jerarquizada en tres niveles: **áreas hidrográficas, zonas hidrográficas y subzonas hidrográficas**. Las áreas hidrográficas corresponden a las grandes cuencas que agrupan un conjunto de ríos con sus afluentes y que desembocan en un mismo mar **(Caribe, Magdalena-Cauca, Pacífico, Orinoco y Amazonas)**. Las zonas hidrográficas son aquellas que entregan sus aguas superficiales directamente a un área hidrográfica (41 zonas hidrográficas), mientras que las subzonas hidrográficas corresponden a las que entregan sus aguas a una zona hidrográfica (316 subzonas hidrográficas).

La siguiente tabla presenta la información reportada por las compañías sobre los sitios de captación de agua superficial, a partir de la cual se identificaron las subzonas hidrográficas en las que se localizan.

Ubicación captaciones de agua superficial por compañía operadora

Área hidrográfica	Zona hidrográfica	Cod SZH	Subzona hidrográfica
Magdalena Cauca	Cesar	2805	Bajo Cesar
Caribe	Caribe - Guajira	1506	Río Ranchería
Caribe	Caribe - Guajira	1506	Río Ranchería
Orinoco	Vichada	3301	Alto Vichada
Orinoco	Meta	3518	Río Túa y otros Directos al Meta (mi)
Orinoco	Meta	3527	Directos al río Meta entre ríos Guatiquía y Upía (mi)
Orinoco	Meta	3515	Río Manacacías y otros Directos al Meta (md)
Orinoco	Meta	3515	Río Manacacías y otros Directos al Meta (md)
Orinoco	Meta	3522	Caño Guanápalo y otros Directos al Meta (mi)
Orinoco	Meta	3509	Rio Upía
Orinoco	Río Casanare	3602	Casanare
Amazonas	Alto Caquetá	4401	Caquetá
Amazonas	Alto Caquetá	4401	Caquetá
Amazonas	Putumayo	4701	Alto Río Putumayo
Amazonas	Putumayo	4701	Alto Río Putumayo
Amazonas	Alto Caquetá	4401	Caquetá
Amazonas	Alto Caquetá	4401	Caquetá
Amazonas	Alto Caquetá	4401	Caquetá
Amazonas	Alto Caquetá	4401	Caquetá
Magdalena Cauca	Alto Magdalena	2105	Río Páez
Magdalena Cauca	Alto Magdalena	2105	Río Páez
Magdalena Cauca	Alto Magdalena	2105	Río Páez
Magdalena Cauca	Alto Magdalena	2116	Río Prado
Orinoco	Casanare	3602	Río Casanare
Orinoco	Meta	3509	Rio Upía
Orinoco	Meta	3521	Río Cravo Sur

Área hidrográfica	Zona hidrográfica	Cod SZH	Subzona hidrográfica
Orinoco	Meta	3509	Rio Upía
Orinoco	Casanare	3602	Río Casanare
Orinoco	Casanare	3602	Río Casanare
Orinoco	Casanare	3603	Río Cravo Norte
Orinoco	Vichada	3301	Alto Vichada
Orinoco	Vichada	3301	Alto Vichada
Orinoco	Vichada	3301	Alto Vichada
Caribe	Caribe - Litoral	1206	Arroyos Directos al Caribe
Caribe	Catatumbo	1601	Río Pamplonita
Caribe	Catatumbo	1603	Río Nuevo Presidente - Tres Boca
Caribe	Catatumbo	1606	Río Socuavo del Norte y Río Socu
Magdalena - Cauca	Alto Magdalena	2108	Río Yaguará y Río Iquira
Magdalena - Cauca	Alto Magdalena	2112	Río Baché
Magdalena - Cauca	Medio Magdalena	2307	Rio Cocorna y Directos Magdalena Medio (mi)
Magdalena - Cauca	Medio Magdalena	2314	Río Opón
Magdalena - Cauca	Medio Magdalena	2319	Río Lebrija
Magdalena - Cauca	Sogamoso	2405	Río Sogamoso
Orinoco	Guaviare	3206	Río Ariari
Orinoco	Vichada	3301	Alto Vichada
Orinoco	Meta	3501	Río Metica (Guamal - Humadea)
Orinoco	Meta	3510	Río Negro
Orinoco	Meta	3511	Directos Rio Metica entre Rios G
Orinoco	Meta	3519	Río Cusiana
Orinoco	Meta	3521	Río Cravo Sur
Orinoco	Arauca	3703	Río Cobugón - Río Cobaría
Guainía	Caquetá	4401	Alto Caquetá
Guainía	Caquetá	4408	Río Mecaya
Amazonas	Putumayo	4701	Alto Río Putumayo
Amazonas	Putumayo	4702	Río San Miguel

Fuente. Compañías Operadoras & ACP - 2025.

3.1

Uso del agua por zona hidrográfica

Teniendo en cuenta los volúmenes de agua superficial captados por las operadoras en las etapas de sísmica, perforación, producción y refinación, así como la oferta hídrica disponible por zona hidrográfica en año seco, reportada en el Anexo 1 "Valores por subzona hidrográfica de oferta y demanda hídrica, calidad de agua y zonas potencialmente inundables" del ENA (2022), se determinó el porcentaje de captación del sector en cada zona hidrográfica.

Oferta disponible por Zona hidrográfica vs Captaciones del Sector

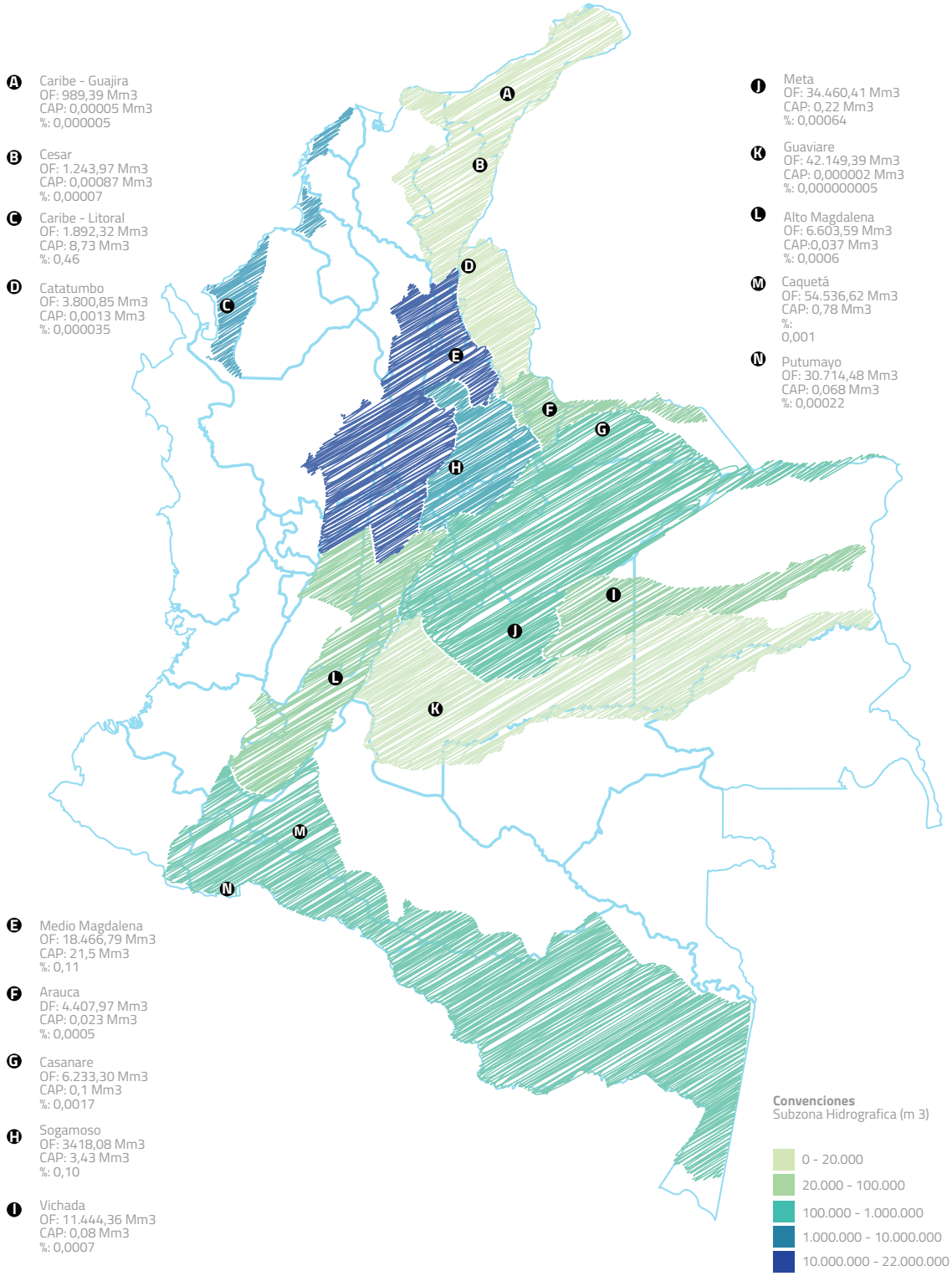
Zona hidrografica	Cod ZH	Datos ENA,2022		Datos industria HC 2023			Datos industria HC 2024		
		Oferta de la subzona hídrica en mm^3	Demanda hídrica mm^3	Captación total del sector mm^3	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total	Captación total del sector mm3	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total
Caribe - Litoral	12	1.892,32	1.300,96	8,74	0,46	0,67	8,30	0,44	0,64
Caribe - Guajira	15	989,39	546,92	0,00005	0,00000	0,00001	0,00005	0,00000	0,00001
Catatumbo	16	3.800,85	1.177,60	0,0013	0,00003	0,0001	0,0034	0,0001	0,0003
Alto Magdalena	21	6.603,59	6.544,54	0,04	0,0006	0,0006	0,03	0,0005	0,0005
Medio Magdalena	23	18.466,79	3.279,72	21,55	0,12	0,66	21,60	0,12	0,66
Sogamoso	24	3.418,08	2.126,07	3,43	0,10	0,16	2,87	0,08	0,13
Cesar	28	1.243,97	1.070,56	0,0009	0,0001	0,0001	0,00101	0,00008	0,00009
Guaviare	32	42.149,39	612,96		-	-	0,000002	0,000000005	0,0000003
Vichada	33	11.444,36	305,84	0,09	0,0007	0,03	0,07	0,0006	0,02
Meta	35	34.460,41	3.860,31	0,22	0,0006	0,01	0,13	0,0004	0,003
Casanare	36	6.233,30	473,19	0,11	0,002	0,02	0,10	0,0016	0,02
Arauca	37	4.407,97	227,32	0,02	0,0005	0,01	0,01	0,0003	0,01
Caquetá	44	54.536,62	113,65	0,80	0,0015	0,70	0,79	0,0014	0,69
Putumayo	47	30.714,48	79,39	0,11	0,0004	0,14	0,12	0,0004	0,16
Total		220.361,54	21.719,02	35,11	0,02	0,16	34,04	0,02	0,16

Fuente. Compañías Operadoras & ACP – 2025

La zona hidrográfica en la que el sector de hidrocarburos realiza la mayor captación de agua, en comparación con la oferta hídrica disponible, corresponde a **Caribe Litoral**, la cual se encuentra representada por un **0,46%**, con un volumen de captación de **8,73 Mm³ en 2023 y de 8,3 Mm³ en 2024**.

Durante los años **2023 y 2024**, el sector petrolero, en las etapas de **perforación, producción y refinación**, captó el **0,014% del total de la oferta hídrica** en las zonas hidrográficas donde se realizan estas captaciones, lo que representa únicamente el **0,15% de la demanda total** de dichas zonas hidrográficas.

Zonas Hidrográficas donde el sector Hidrocarburos realiza captaciones



Fuente. Compañías Operadoras & ACP – 2025

3.2

Uso del agua por subzona hidrográfica

Teniendo en cuenta los volúmenes de agua captados por las operadoras y la oferta hídrica disponible por subzona hidrográfica en año seco, reportada en el Anexo 1 "Valores por subzona hidrográfica de oferta y demanda hídrica, calidad de agua y zonas potencialmente inundables" del ENA (2022), se determinó el porcentaje de captación del sector en cada subzona hidrográfica.

Tabla 46. Oferta disponible por Subzona hidrográfica vs Captaciones del Sector

Cod SZH	Subzona hidrografica	Datos ENA, 2022		Datos industria HC 2023			Datos industria HC 2024		
		Oferta de la subzona hídrica en mm^3	Demanda hídrica mm^3	Captación total del sector mm^3	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total	Captación total del sector mm^3	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total
1206	Arroyos Directos al Caribe	82,4	306,7	8,74	10,60	2,85	8,30	10,07	2,71
1506	Río Ranchería	93,3	152,9	0,00005	0,00005	0,00003	0,00005	0,00005	0,00003
1601	Río Pamplonita	122,1	161,6	0,001	0,001	0,001	-	-	-
1603	Río Nuevo Presidente - Tres Boca	721,3	126,8	0,0002	0,00002	0,0001	0,0002	0,0000	0,0001
1606	Río Socuavo del Norte y Río Socu	443,9	64,9	-	-	-	0,003	0,001	0,005
2105	Río Páez	1058,8	69,8	0,01	0,001	0,02	0,01	0,00	0,02
2108	Río Yaguará y Río Iquira	196,6	426,5	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,00
2112	Río Baché	171,6	119,5	0,0002	0,0001	0,0002	-	-	-
2116	Río Prado	276,9	301,2	0,0006	0,0002	0,0002	0,0011	0,0004	0,0004
2307	Rio Cocorna y Directos Magdalena Medio (mi)	589,3	15,6	-	-	-	0,0016	0,0003	0,0100
2314	Río Opón	1661,5	146,5	21,55	1,30	14,71	21,60	1,30	14,75
2319	Río Lebrija	1763,5	826,9	0,00013	0,00001	0,00002	0,00022	0,00001	0,00003

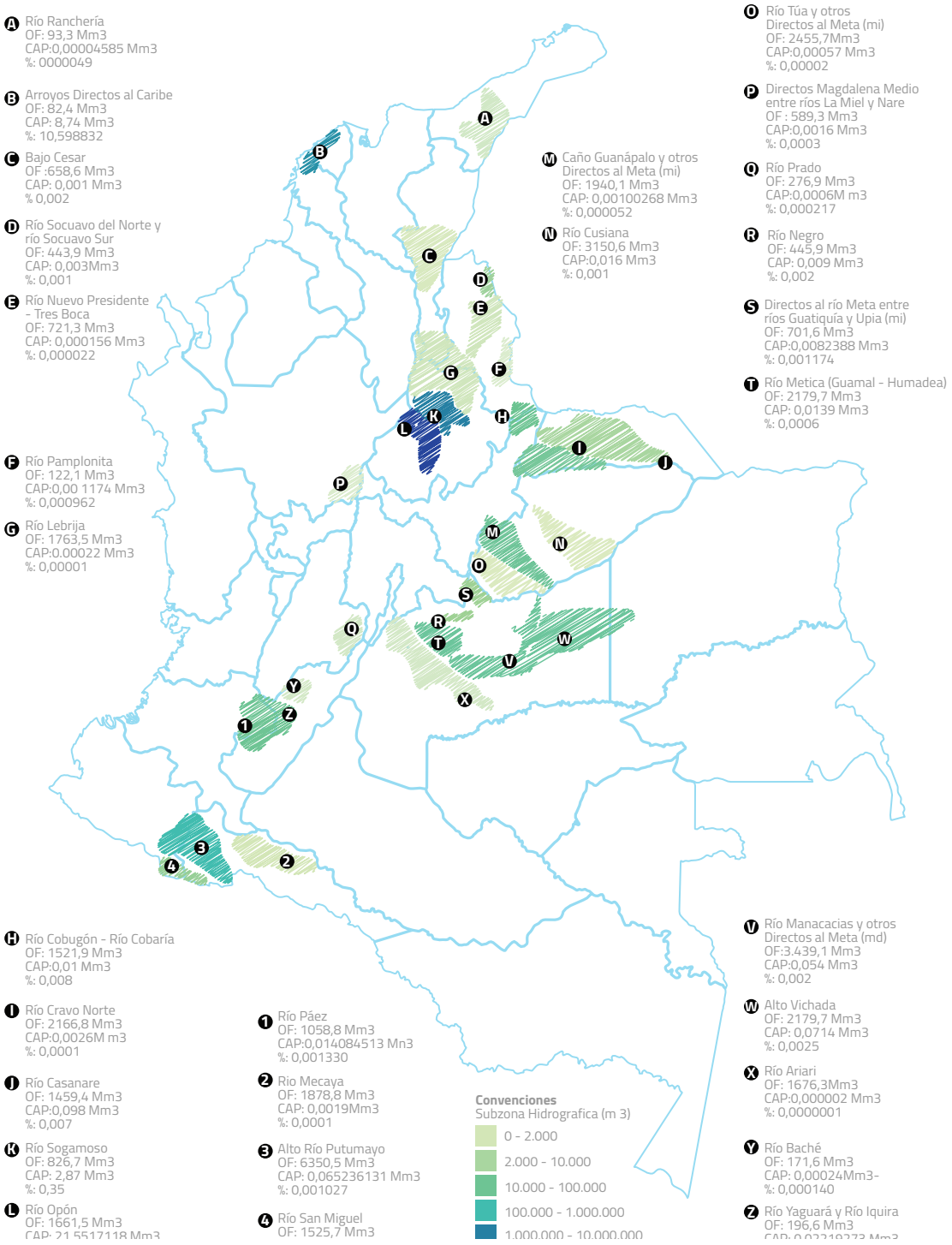
Cod SZH	Subzona hidrografica	Datos ENA, 2022		Datos industria HC 2023			Datos industria HC 2024		
		Oferta de la subzona hídrica en mm³	Demanda hídrica mm³	Captación total del sector mm³	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total	Captación total del sector mm³	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total
2405	Río Sogamoso	826,7	1626,8	3,43	0,42	0,21	2,87	0,35	0,18
2805	Bajo Cesar	658,6	226,4	0,0009	0,0001	0,0004	0,0010	0,0002	0,0004
3206	Río Ariari	1676,3	341,7	-	-	-	0,000002	0,000000	0,000001
3301	Alto Vichada	2911,8	82,4	0,0852	0,0029	0,1033	0,0714	0,0025	0,0867
3501	Río Metica (Guamal - Humadea)	2179,7	337,2	0,0246	0,0011	0,0073	0,0139	0,0006	0,0041
3509	Rio Upía	746,7	144,7	0,06	0,01	0,04	-	-	-
3510	Río Negro	445,9	44,7	0,004	0,001	0,010	0,009	0,002	0,019
3511	Directos Rio Metica entre Rios G	710,0	78,8	0,004	0,001	0,005	-	-	-
3515	Río Manacacías y otros Directos al Meta (md)	3439,1	57,8	0,054	0,002	0,093	0,054	0,002	0,093
3518	Río Túa y otros Directos al Meta (mi)	2455,7	328,8	0,0010	0,00004	0,00030	0,00057	0,00002	0,00017
3519	Río Cusiana	3150,6	267,0	0,043	0,001	0,016	0,016	0,001	0,006
3521	Río Cravo Sur	1537,9	168,8	0,024	0,002	0,014	0,035	0,002	0,021
3522	Caño Guanápalo y otros Directos al Meta (mi)	1940,1	148,7	0,0010	0,0001	0,0007	-	-	-
3527	Directos al río Meta entre ríos Guatiquía y Upía (mi)	701,6	244,3	0,008	0,001	0,003	0,007	0,001	0,003
3602	Río Casanare	1459,4	114,4	0,111	0,008	0,097	0,098	0,007	0,085

Cod SZH	Subzona hidrografica	Datos ENA, 2022		Datos industria HC 2023			Datos industria HC 2024		
		Oferta de la subzona hídrica en mm^3	Demanda hídrica mm^3	Captación total del sector mm^3	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total	Captación total del sector mm^3	% Captado	% Demanda del sector hidrocarburos frente a la demanda total
3603	Río Cravo Norte	2166,8	326,7	-	-	-	0,0026	0,0001	0,0008
3703	Río Cobugón - Río Cobaría	1521,9	3,1	0,02	0,0015	0,77	0,01	0,00	0,42
4408	Río Mecaya	1878,8	8,8	0,00	0,0001	0,02	0,00	0,00	0,02
4701	Alto Río Putumayo	6350,5	59,1	0,11	0,0017	0,18	0,12	0,00	0,20
4702	Río San Miguel	1525,7	9,5	0,00	0,0002	0,04	0,00	0,00	0,04

Fuente. Compañías Operadoras & ACP – 2025



Subzonas Hidrográficas donde el sector Hidrocarburos realiza captaciones



Fuente. Compañías Operadoras & ACP - 2025

El sector petrolero, en la etapa upstream, realiza la captación superficial del **0,014% del total de la oferta hídrica** en las zonas hidrográficas donde se efectúan captaciones y del **0,007% de la oferta hídrica superficial a nivel nacional.** Estas captaciones se localizan principalmente en el **área hidrográfica Magdalena–Cauca.**

El sector de hidrocarburos continúa siendo uno de los de **menor captación de agua en el país**, y su impacto sobre la oferta hídrica de Colombia muestra una **tendencia a la baja**, asociada al incremento en los volúmenes de agua **reutilizada y reusada**, provenientes tanto de captaciones superficiales y subterráneas como de las aguas de producción.

Fuente: ACP – 2025



4

PROCESO LICENCIAMIENTO AMBIENTAL



En este capítulo se presenta el análisis del proceso de licenciamiento ambiental realizado para los proyectos del sector de hidrocarburos durante los años **2023 y 2024**, correspondientes únicamente a las etapas de upstream (exploración y producción).

El proceso de licenciamiento ambiental está reglamentado por el **Decreto 1076 de 2015**, expedido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el cual establece el trámite para la evaluación de los estudios ambientales, la obtención de la licencia ambiental, la modificación de la licencia ambiental, entre otros aspectos, así como los tiempos para el pronunciamiento por parte de la Autoridad Ambiental competente.

4.1

Solicitud de trámite de licencia y modificación de licencia del sector hidrocarburos en comparación con los demas sectores

Con el objetivo de analizar la tendencia en las solicitudes de Licencias Ambientales (LA) y las modificaciones tanto de licencias ambientales como de planes de manejo, para los cinco sectores productivos más importantes del país, se presentan las cifras correspondientes al período comprendido entre los años **2020 y 2024**.

Solicitudes de evaluación por sector año 2020-2024

Sector/Año	2020		2021		2022		2023		2024		Totales	
	LA	MOD	LA	MOD	LA	MOD	LA	MOD	LA	MOD	LA	MOD
Hidrocarburos	5	9	18	14	21	22	12	4	8	6	64	55
Agroquímicos	22	4	31	19	24	9	15	3	14	7	106	42
Energía	8	4	16	14	26	19	14	7	17	8	81	52
Infraestructura	6	21	8	18	3	13	14	6	6	8	37	66
Minería	3	2	0	9	0	4	2	6	0	3	5	24
Totales	44	40	73	74	74	67	57	26	45	32	293	239

LA: Licencia ambiental. MOD. Modificación de licencia ambiental

Fuente: Operación Estadística de Licenciamiento Ambiental (OELA)

Con respecto a la comparación entre sectores, durante los años **2020 a 2022** se presentó un aumento general en las solicitudes de evaluaciones de licencia y de modificaciones de licencia ambiental para todos los sectores. Esta tendencia empieza a disminuir a partir del año **2023**, en cuanto a las solicitudes de licencia ambiental, y continúa con menores cantidades durante el año **2024**.

Para el sector de **hidrocarburos**, en los años **2023 y 2024**, la disminución de las solicitudes de licencia ambiental y de sus modificaciones es significativa en comparación con los años anteriores.

Asimismo, la **ANLA** reporta otros trámites solicitados por la industria del sector de hidrocarburos durante el período comprendido entre los años **2020 y 2024**.

Otras solicitudes del sector de hidrocarburos ante ANLA años 2020 a 2024

Tipo de solicitud /año	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas- NDA	3	2	9	8	4	26
Modificación de Plan de manejo Ambiental	2	3	0	2	0	7
Diagnóstico Ambiental de Alternativas- DAA	0	2	1	0	3	6
Total	5	7	10	10	7	39

Fuente: Operación Estadística de Licenciamiento Ambiental (OELA)

Durante los años **2020 y 2023** se adelantó la mayor cantidad de solicitudes para los trámites señalados, siendo el de mayor participación el correspondiente a la **consulta sobre la Necesidad o No de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (NDA)**. Esta consulta se realiza al inicio del proceso de solicitud de licencia ambiental de los proyectos y, en caso de que la ANLA emita un pronunciamiento sobre la **no necesidad de DAA**, el usuario evita la realización y el trámite del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, lo cual representa un **ahorro significativo en tiempos y costos**. En consecuencia, el proceso continúa directamente con la elaboración del respectivo **Estudio de Impacto Ambiental (EIA)** para la solicitud de la licencia ambiental del proyecto.

Año 2023

Para el año 2023 no se realizaron trámites de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA); no obstante, se resolvieron **nueve (9) trámites** asociados a solicitudes de Necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (NDA), de los cuales **ocho (8)** arrojaron como resultado que el proyecto **sí requiere** la presentación de DAA y, por otro lado, **una (1)** solicitud determinó que **no se requiere DAA**.

Año 2024

Para el año 2024 se evaluaron **tres (3) solicitudes de DAA**, las cuales se resolvieron de manera positiva mediante la elección de una alternativa para la realización del respectivo **Estudio de Impacto Ambiental** del proyecto.

Los **tres (3) DAA evaluados en 2024** presentaron un tiempo de trámite promedio de **125 días calendario**, valor superior al establecido en el **artículo 2.2.2.3.6.1 del Decreto 1076 de 2015**, que fija un plazo para la evaluación de DAA por parte de la ANLA de **28 días hábiles**, equivalentes aproximadamente a **38,2 días calendario**, más **dos (2) meses calendario** para la presentación de la información adicional, lo que suma un total de **98,2 días calendario**.

4.2

Pronunciamientos sobre solicitudes de licencia y modificación de licencia para el sector de hidrocarburos años 2023 y 2024

Durante los años **2023 y 2024**, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) se pronunció sobre 36 solicitudes de licencias o modificaciones de licencias y planes de manejo del sector de hidrocarburos. De estos 36 pronunciamientos, 24 correspondieron a solicitudes de licencias ambientales y 12 a solicitudes de modificación, tanto de licencias ambientales como de Planes de Manejo Ambiental (PMA).

Año 2023

En el año **2023**, la ANLA se pronunció sobre 19 trámites de proyectos relacionados con el upstream: 13 solicitudes de licencia y 6 solicitudes de modificación (una de ellas correspondiente a PMA). De las 13 solicitudes de licencia ambiental, la ANLA otorgó 10 licencias, 2 solicitudes fueron desistidas y 1 solicitud fue archivada. De las 6 solicitudes de modificación de licencias, la ANLA otorgó 5, mientras que 1 solicitud presentó desistimiento.

Año 2024

En el año **2024**, la ANLA se pronunció sobre 17 trámites: 11 solicitudes de licencia y 6 solicitudes de modificación, incluyendo una modificación de PMA. De las 11 solicitudes de licencia ambiental, 8 fueron otorgadas, 2 fueron archivadas y 1 presentó desistimiento. De las 6 solicitudes de modificación de licencia ambiental y PMA, todas fueron otorgadas.

4.3

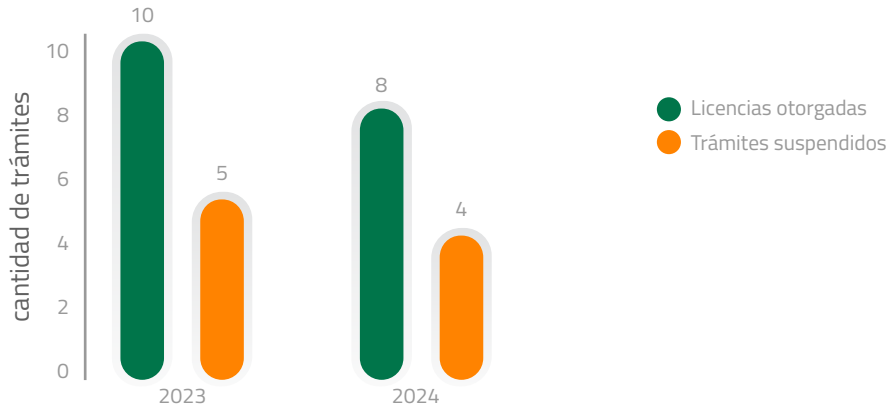
Trámites suspendidos años 2023 y 2024

Con relación a las solicitudes de licencia o modificaciones de licencia ambiental, se presentaron suspensiones de estos trámites, cuya cantidad se presenta en las siguientes tablas, y cuyas razones se comentan en los numerales respectivos.

En el año 2023 se presentaron 2 suspensiones correspondientes al trámite de solicitud de modificación de licencia ambiental. Para el año 2024, se presentaron 3 suspensiones para este mismo tipo de trámite. Asimismo, en el año 2023 se presentaron suspensiones en 5 procesos de solicitud de licencia, mientras que en el año 2024 se registraron 4 procesos suspendidos.

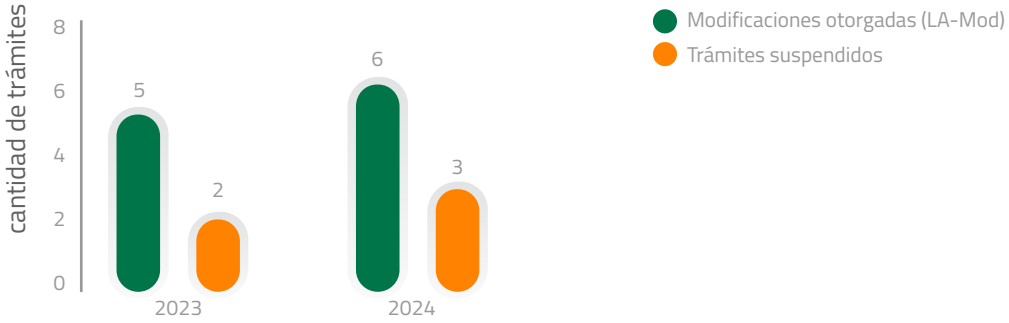
En cuanto a las solicitudes de modificación de licencia ambiental, en el año 2023 se presentaron 2 procesos suspendidos, y en el año 2024 se registraron 4 procesos suspendidos de este tipo.

Cantidad de LA otorgadas respecto a la cantidad de estas suspendidas



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Cantidad de Modificaciones otorgadas respecto a la cantidad de estas suspendidas



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

La causa de suspensión más frecuente corresponde a la falta o ausencia del pronunciamiento por parte de la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP). Otras causas de suspensión están relacionadas con condiciones de seguridad en las zonas donde se localizan los proyectos, debido a la presencia de grupos al margen de la ley. También se menciona como causa de suspensión la imposibilidad de realizar el levantamiento de información en el área del proyecto por bloqueos de vías, los cuales impiden el acceso de los profesionales encargados de elaborar los estudios ambientales.

4.4

Tiempos de evaluación de solicitudes de licencia ambiental

Los tiempos de licenciamiento se evalúan desde la fecha del auto de inicio de cada proceso hasta la fecha del acto administrativo correspondiente al pronunciamiento del trámite solicitado. A continuación, se presentan estos tiempos para los años 2023 y 2024, tanto para trámites de licencia como para trámites de modificación de licencia ambiental.

El trámite inicia con la Verificación Preliminar de Documentación (VPD), reglamentada en la Resolución 108 de 2015 del MADS, cuyo propósito es revisar que los estudios ambientales cumplan con los contenidos definidos en los Términos de Referencia y con los requerimientos establecidos en la Metodología General para la Elaboración y Presentación de Estudios Ambientales, cuya versión vigente corresponde a la edición de 2018.

Posteriormente, y tras la expedición del auto de inicio del proceso, el procedimiento de evaluación incluye la realización de una visita técnica por parte de funcionarios de la ANLA al sitio donde se desarrolla el proyecto. Seguidamente, el proceso continúa con la Reunión de Información Adicional (RIA), en caso de que la Autoridad considere necesaria la solicitud de información adicional. Después de la RIA, la Autoridad concede un plazo de un mes, prorrogable por un mes más, para la presentación de dicha información.

Una vez recibida la información adicional, la Autoridad puede solicitar conceptos a otras entidades y, tras recibirlos —o tras vencer los plazos establecidos en el Decreto 1076 de 2015—, la ANLA emite el pronunciamiento de fondo sobre el trámite solicitado por las compañías operadoras.

Cabe resaltar que todos los procesos de solicitud de licencia ambiental evaluados en 2023 y 2024 requirieron información adicional mediante la realización de una Reunión de Información Adicional (RIA).

4.4.1 Sobre la Verificación Preliminar Documental VPD para los años 2023 y 2024

El proceso de evaluación de las solicitudes de licencia o modificación de licencia ambiental está reglamentado en el Decreto 1076 de 2015, el cual define una serie de pasos que deben surtirse dentro del debido proceso por parte de las autoridades ambientales competentes.

En el año 2023, de las 19 solicitudes evaluadas, 18 obtuvieron la aprobación de la VPD en su primera radicación. Una solicitud requirió tres (3) VPD para finalmente obtener la aprobación en el tercer intento.

Las principales causas de no aprobación estuvieron asociadas a:

- Falta de información en la caracterización del medio abiótico (geología, suelo, hidrología).
- Falencias en la caracterización del medio biótico, especialmente en la consulta de ecosistemas estratégicos.
- Inconsistencias en la caracterización del medio socioeconómico (por ejemplo, límites de unidades territoriales veredales).

- Ausencia o insuficiencia de documentos del PMA y de programas de seguimiento y monitoreo.
- Errores o vacíos en el diligenciamiento de la Geodatabase (GDB).

Para el año 2024, la ANLA se pronunció sobre 17 trámites del sector hidrocarburos: 11 solicitudes de licencia ambiental, 6 solicitudes de modificación (5 de licencia y 1 de modificación al PMA).

Todas las 17 solicitudes evaluadas obtuvieron la aprobación de la VPD en su primera radicación.

4.4.2 Análisis del Proceso de Reunión de Información Adicional (RIA)

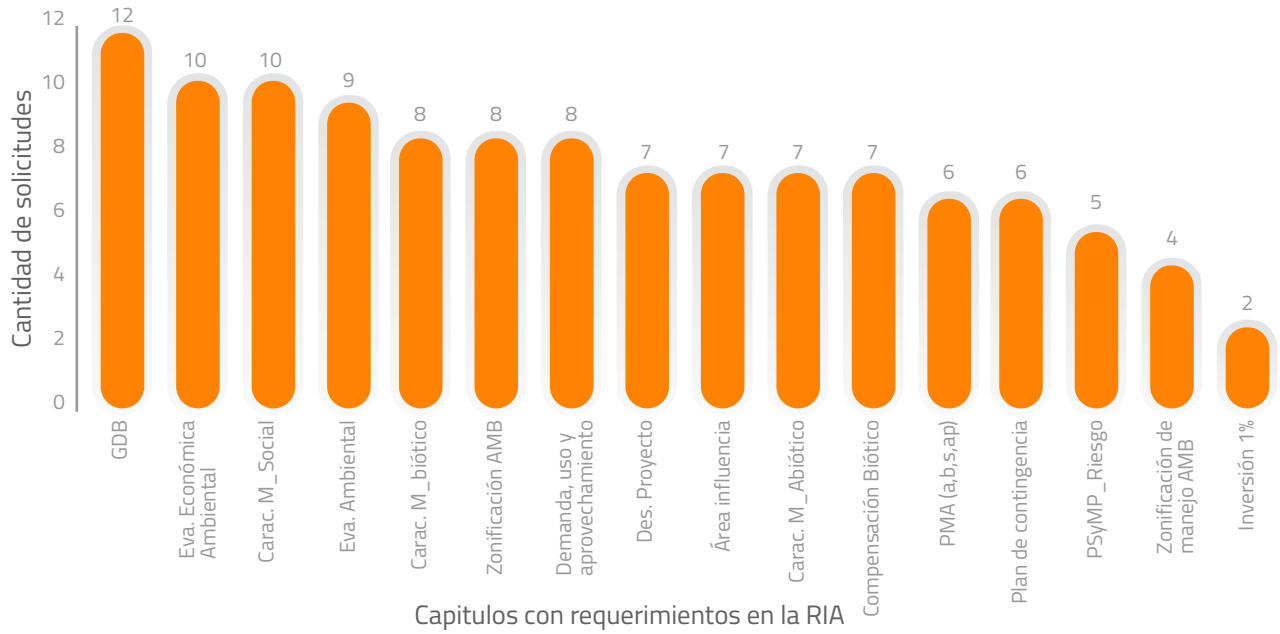
La solicitud de información adicional es un proceso definido en la legislación ambiental dentro de la evaluación de los estudios ambientales, en la cual mediante una reunión la Autoridad Ambiental realiza requerimientos de información adicional sobre los estudios ambientales presentados por los usuarios para su evaluación en el trámite de licenciamiento ambiental de proyectos. Este proceso se conoce como Reunión de Información Adicional RIA.

Una revisión a los requerimientos presentados en las diferentes reuniones de información adicional sobre los estudios ambientales tanto para solicitud de licencia como solicitud de modificación de licencia ambiental, sobre los cuales la ANLA se pronunció durante los años 2023 y 2024, permite deducir las siguientes consideraciones:

Para el año 2023, los capítulos de los estudios ambientales teniendo en cuenta los términos de referencia emitidos por la Autoridad ambiental, sobre los cuales se presentaron requerimientos respecto a las 13 solicitudes de Licencia Ambiental fueron:

1. (92%) GDB
2. (77%) Caracterización del medio socioeconómico
3. (77%) Evaluación económica ambiental
4. (69%) Evaluación ambiental

Capítulos con requerimientos adicionales más frecuentes respecto a la cantidad de licencias, año 2023

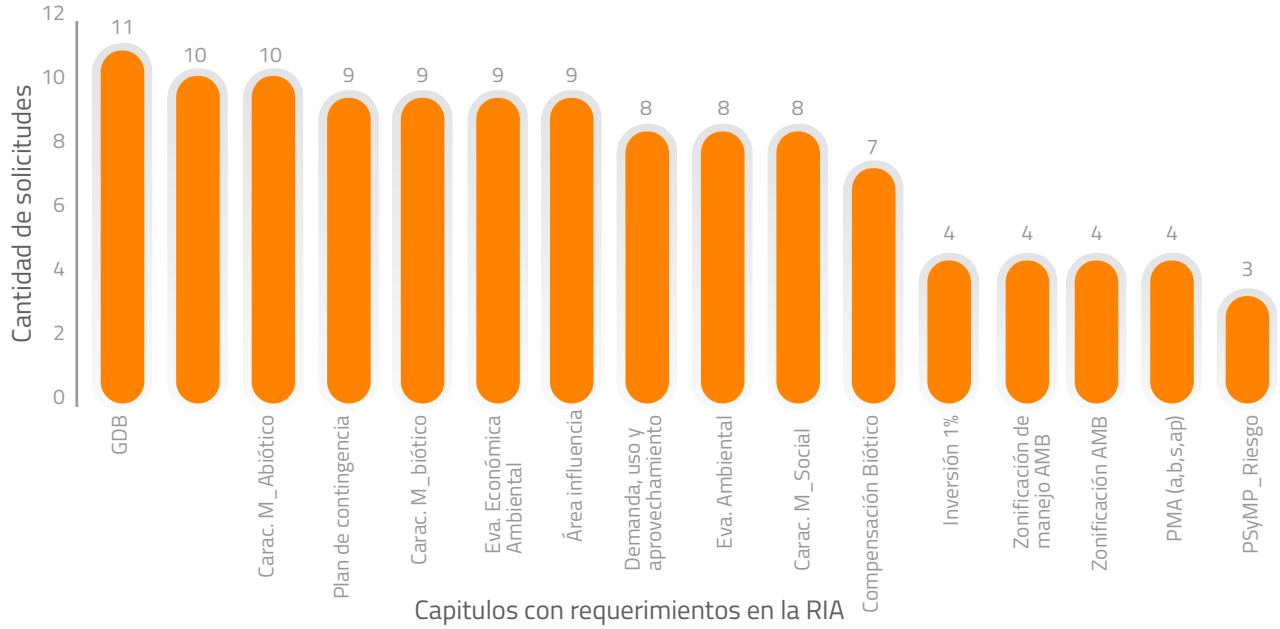


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

En el caso del año 2024, los capítulos que presentaron los mayores requerimientos en las 11 solicitudes de evaluación de Licencia Ambiental fueron los siguientes:

1. Geodatabase (GDB) – 100%.
2. Descripción del proyecto – 91%.
3. Caracterización del medio abiótico – 91%.
4. Área de influencia, caracterización del medio biótico, evaluación económica ambiental y Plan de contingencia – 82%.

Capítulos con requerimientos adicionales más frecuentes respecto a la cantidad de licencias, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Las mayores solicitudes de información se concentran en la Geodatabase (GDB), considerando que este componente de los estudios ambientales es de alta complejidad y maneja grandes volúmenes de información, lo que incrementa la probabilidad de errores. Adicionalmente, se debe garantizar una corresponsabilidad precisa entre los datos contenidos en la base de datos y la información presentada en los textos que conforman los estudios ambientales.

En cuanto a la caracterización de los medios que integran el área de influencia donde se ejecutan los proyectos, este componente también presenta requerimientos de información adicional. Esta situación puede deberse a la falta de mayores niveles de descripción y análisis de los elementos que conforman los componentes y medios socioambientales involucrados en los estudios ambientales.

4.4.3 Tiempos del proceso de solicitud de licencias ambientales otorgados en año 2023 y 2024

Los tiempos de licenciamiento se evalúan desde la fecha del auto de inicio de cada proceso hasta la fecha del acto administrativo del pronunciamiento del trámite solicitado. A continuación, se presentan estos tiempos para los años 2023 y 2024.

Año 2023

En promedio, para este año, los tiempos de evaluación de las licencias nuevas (13) fueron de 243 días[13] (8 meses y 3 días), mientras que para los 6 trámites de modificación de licencia el proceso tuvo una duración de 217 días (7 meses y 7 días), y para el proceso de modificación del PMA, el tiempo fue de 156 días (5 meses y 6 días).

De acuerdo con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, los tiempos definidos para el otorgamiento de una licencia ambiental son de 90 días hábiles, más uno o dos meses adicionales que tiene el usuario para la presentación de la información complementaria. Los 90 días hábiles equivalen aproximadamente a 4,1 meses[14] (alrededor de 123 días calendario); sumados a dos meses adicionales para la entrega de información, se obtiene un tiempo máximo aproximado de 6,1 meses para el pronunciamiento sobre los trámites solicitados. Este tiempo se cuenta desde la fecha del auto de inicio hasta la fecha del acto administrativo de evaluación de fondo de las solicitudes presentadas por los usuarios.

Para el caso del licenciamiento ambiental, los tiempos promedio observados superan el plazo establecido en la normatividad, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.3.6.3 del Decreto 1076 de 2015.

Año 2024

Para este año, el proceso de evaluación de las licencias nuevas (11) tuvo una duración de 232 días (7 meses y 22 días). En el caso de los 5 trámites de modificación de licencia, el proceso duró 176 días (5 meses y 26 días), mientras que la modificación del PMA presentó un tiempo de 456 días (1 año y 3 meses).

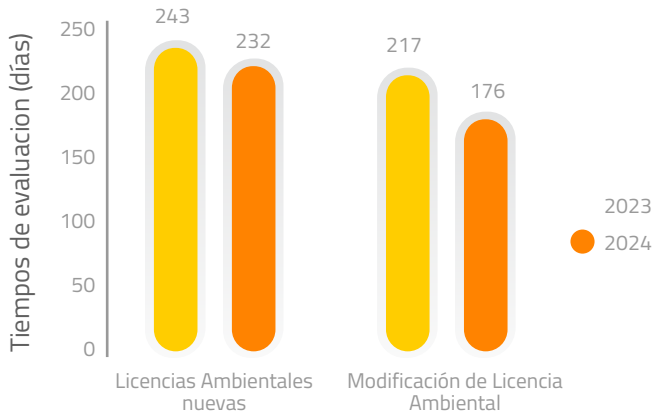
En el licenciamiento ambiental, los tiempos promedio de evaluación continúan siendo superiores a los plazos establecidos en la normativa, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.3.6.3 del Decreto 1076 de 2015.

Los tiempos de evaluación de solicitudes de licencia ambiental muestran una disminución al pasar de 243 días en 2023 a 232 días en 2024, lo que representa una reducción promedio de 11 días, equivalente aproximadamente a un 5 %. Esta disminución puede atribuirse a un menor número de procesos en evaluación durante el año 2024, ya que las solicitudes pasaron de 12 licencias en 2023 a 8 licencias en 2024.

[13] Este promedio corresponde a 11 solicitudes de Licencia Ambiental, 2 de estas no se incluyeron puesto que una de las solicitudes tuvo 3 VPD y la otra tuvo un desistimiento, estas razones generan grandes tiempos que afectarían el promedio.

[14] Calculo asumiendo de un mes tiene en promedio 22 días hábiles aproximadamente. Esto depende del mes evaluado y la cantidad de festivos presentes en cada mes durante el proceso de evaluación.

Tiempos del proceso de solicitud de licencias ambientales otorgados en año 2023 y 2024



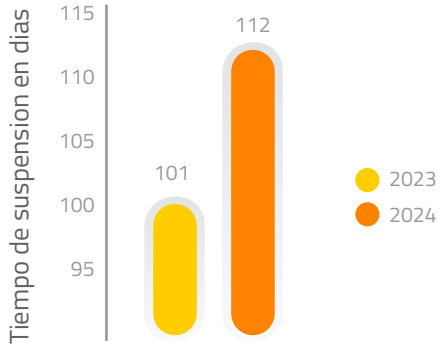
Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

4.4.4 Suspensión del trámite durante el proceso de licenciamiento

4.4.4.1 Tiempos de suspensión

Para los años 2023 y 2024, los tiempos promedio de suspensión correspondieron a 101 días (3 meses y 11 días) y 112 días (3 meses y 22 días), respectivamente, siendo el año 2023 el periodo en el cual se otorgó la mayor cantidad de licencias, con un total de 10.

Tiempos de suspensión de licencias ambientales años 2023 y 2024

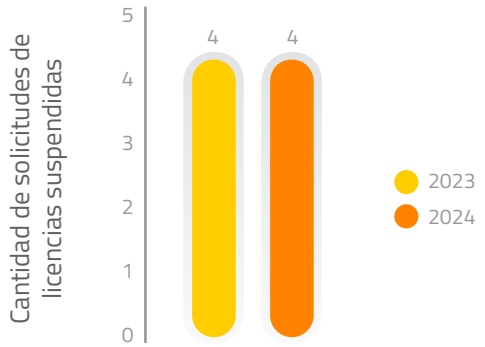


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

4.4.4.2 Razones de la suspensión del trámite de licenciamiento ambiental

Durante los años analizados, se suspendieron un total de ocho (8) trámites relacionados con la solicitud de licencia ambiental: cuatro (4) en el año 2023 y cuatro (4) en el año 2024.

Cantidad de licencias suspendidas años 2023 y 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Las causas más frecuentes de suspensión fueron las siguientes:

1. No presentación de la decisión emitida por la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP), mediante la cual se declarara la no procedencia de la consulta previa.
2. Existencia de condiciones de orden público y de seguridad que no garantizaban la integridad de los funcionarios de la ANLA para llevar a cabo la visita técnica al proyecto.

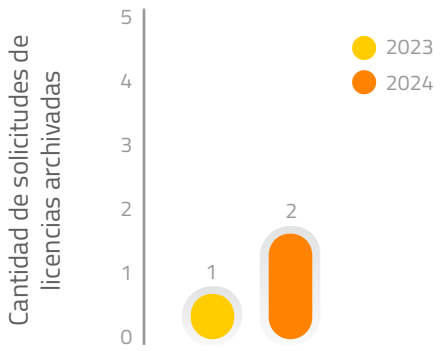


4.4.4.3 Archivo de solicitudes de licencia y modificación de licencia ambiental

Durante los años objeto de evaluación se presentaron tres (3) trámites de archivo de procesos de solicitud de licencia o de modificación de licencia ambiental, discriminados de la siguiente manera: uno (1) en el año 2023 y dos (2) en el año 2024.

Todos estos archivos se produjeron por razones asociadas a deficiencias técnicas en los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y a la insuficiencia de información para dar respuesta efectiva a la totalidad de los requerimientos formulados por la Autoridad durante las Reuniones de Información Adicional (RIA).

Cantidad de solicitudes de licencias archivadas años 2023 y 2024

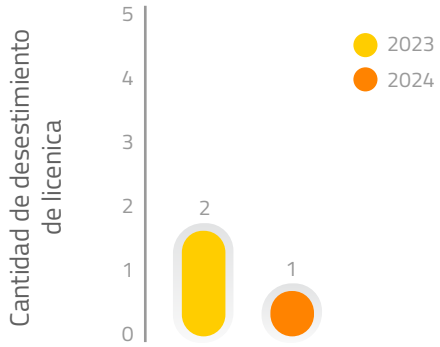


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

4.4.4.4 Desistimientos de solicitudes de licencia ambiental y modificación de licencia ambiental

Durante el período de análisis, en relación con los desistimientos de trámites de evaluación ante la ANLA, se reportó un total de tres (3) desistimientos, discriminados en dos (2) correspondientes al año 2023 y uno (1) al año 2024.

Cantidad de desistimientos de solicitud de licencias años 2023 y 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Las razones de estos desistimientos fueron las siguientes:

- Deficiencias técnicas en el Estudio de Impacto Ambiental, vacíos de información referentes a procesos de consulta previa.
- Renuncia al contrato de exploración; decisión tomada por los pronunciamientos del Gobierno sobre la no aprobación de producción de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales (YNC) con fracturamiento hidráulico.
- Decisión tomada previo a la entrega de información adicional, con el objetivo de poder recopilar la información solicitada, articularla y someter nuevamente el estudio a evaluación.

4.4.5 Tiempos de evaluación de las solicitudes de modificación de licencia ambiental

Los tiempos promedio de modificación de licencia fueron de 217 días en el año 2023 (7 meses y 7 días) y de 176 días en el año 2024 (5 meses y 26 días).

De acuerdo con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, los tiempos definidos para el otorgamiento de una modificación de licencia ambiental son de 60 días hábiles, más uno o dos meses adicionales que tiene el usuario para la presentación de la información complementaria. Los 60 días hábiles equivalen aproximadamente a 2,7[15] meses (alrededor de 82 días calendario); sumados a dos meses adicionales, se obtiene un tiempo máximo aproximado de 4,7 meses para el pronunciamiento sobre los trámites solicitados, contado desde la fecha del auto de inicio hasta la fecha del acto administrativo de evaluación de fondo de las solicitudes presentadas por los usuarios.

Para estos casos de modificación de licencias ambientales, los tiempos promedio de evaluación superan los plazos establecidos en la normatividad, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.3.8.1 del Decreto 1076 de 2015.

4.4.5.1 Razones de modificación de la licencia ambiental

A continuación, se presentan las principales razones para solicitar la modificación de la licencia ambiental y la cantidad de solicitudes asociadas a cada una, para un total de 12 solicitudes de modificación en los años 2023 y 2024:

a. Aumentar la producción y el flujo de efectivo, incluyendo mantenimiento y construcción de vías de acceso, construcción y ampliación de plataformas, actividades de perforación y completamiento de pozos, así como el aumento de la capacidad de reinyección de aguas de producción[16]: 6 solicitudes.

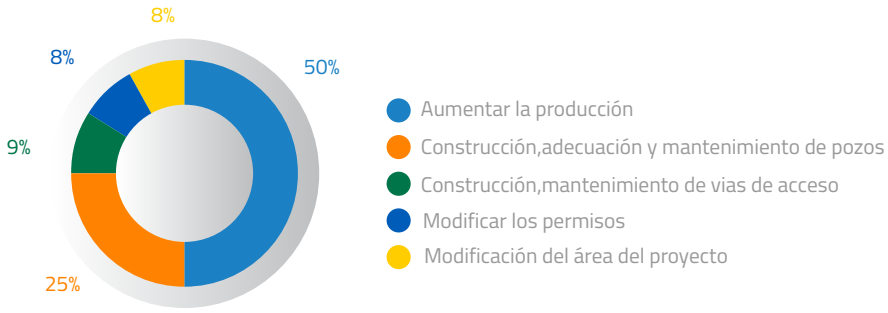
b. Construcción, adecuación y mantenimiento de pozos: 3 solicitudes.

c. Construcción, mantenimiento y adecuación de vías de acceso: 1 solicitud.

d. Modificación de permisos de uso y aprovechamiento de recursos naturales: 1 solicitud.

e. Modificación del área del proyecto para habilitar nuevas áreas de perforación: 1 solicitud.

Distribución de solicitudes de Modificación de licencia por razones técnicas



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

[15] Calculo asumiendo de un mes tiene en promedio 22 días hábiles aproximadamente. Esto depende del mes evaluado y la cantidad de festivos presentes en cada mes durante el proceso de evaluación.

[16] El aumento de solicitudes de capacidad de reinyección puede deberse al aumento de los volúmenes de aguas de producción, la cual es directamente proporcional a la edad de explotación de los pozos. La reinyección de aguas de producción contribuye a la disminución de vertimientos en otros sistemas de disposición.

4.4.5.2 Suspensión del trámite durante el proceso de modificación ambiental

4.4.5.2.1 Tiempos de suspensión

Para el año 2024, el tiempo promedio de suspensión del trámite fue de 83 días (2 meses y 23 días). Para el año 2023, el tiempo de suspensión fue de 255 días (8 meses y 15 días).

4.4.5.2.2 Razones de las suspensiones del trámite de modificación de licencias

En los años 2023 y 2024 fueron suspendidos cinco (5) trámites de modificación de licencia ambiental: tres (3) en 2023 y dos (2) en 2024. En cuatro (4) de estos casos, la suspensión se debió a que la sociedad no presentó la certificación de no procedencia de consulta previa emitida por la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP), o las actas de protocolización, según correspondiera.

El quinto trámite fue suspendido con el fin de permitir al solicitante la entrega de información adicional, la cual no pudo ser presentada debido a bloqueos ocasionados por un paro nacional, que impidieron el acceso del personal a la zona del proyecto.

4.4.6 Tiempos Modificación de Planes de Manejo

Durante este período de análisis se presentaron solicitudes de modificación del PMA, así:

- Un trámite de modificación del PMA en el año 2023 tuvo una duración de 156 días (5 meses y 6 días).
- Para el año 2024, el trámite tuvo una duración de 456 días (1 año y 3 meses), excediendo el tiempo normal de evaluación.

Este trámite se extendió debido al amplio proceso de requerimientos de información adicional, en el cual se realizaron convocatorias a alcaldías, CAR's, audiencias públicas ante alcaldías y personerías, requerimientos a diferentes ministerios y traslados de competencias de los procesos, factores que en conjunto generaron un prolongado período de evaluación de esta solicitud.

4.4.6.1 Razones de modificación del PMA

Durante estos dos años se registraron dos (2) solicitudes de modificación del PMA, cuyas razones fueron las siguientes:

a. Adecuación y mantenimiento de locaciones existentes; adecuación y construcción de vías; construcción de locaciones; construcción de ZODME; perforación de pozos; construcción y mantenimiento de líneas de flujo; generación, distribución y transmisión de energía eléctrica.

b. Modificaciones para infraestructura existente PIAR (Piloto de Inyección de Aire) en un buffer de 2 km; prueba tecnológica de descarbonización que permita demostrar la tecnología de captura (endulzamiento) e inyección de CO_2 con fines de recuperación adicional de petróleo (EOR); construcción y operación de la línea de transmisión eléctrica.

4.5

Evaluación de las solicitudes de cambios menores con pronunciamiento

Las solicitudes de cambios menores con pronunciamiento están reglamentadas en el artículo 2.2.2.3.7.1, parágrafo 1 del Decreto 1076 de 2015, el cual establece que:

"Para aquellas obras que respondan a modificaciones menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de la actividad licenciada y que no impliquen nuevos impactos ambientales adicionales a los inicialmente identificados y dimensionados en el estudio de impacto ambiental, el titular de la licencia ambiental solicitará, mediante escrito y anexando la información de soporte, el pronunciamiento de la autoridad ambiental competente sobre la necesidad o no de adelantar el trámite de modificación de licencia ambiental, quien se pronunciará mediante oficio en un término máximo de veinte (20) días hábiles".

Para los cinco sectores económicos (Agroquímicos, Energía, Hidrocarburos, Infraestructura y Minería), se reportaron en el año 2023 un total de 270 solicitudes de cambios menores con pronunciamiento. Para el año 2024, se reportaron 302 solicitudes para estos mismos sectores.

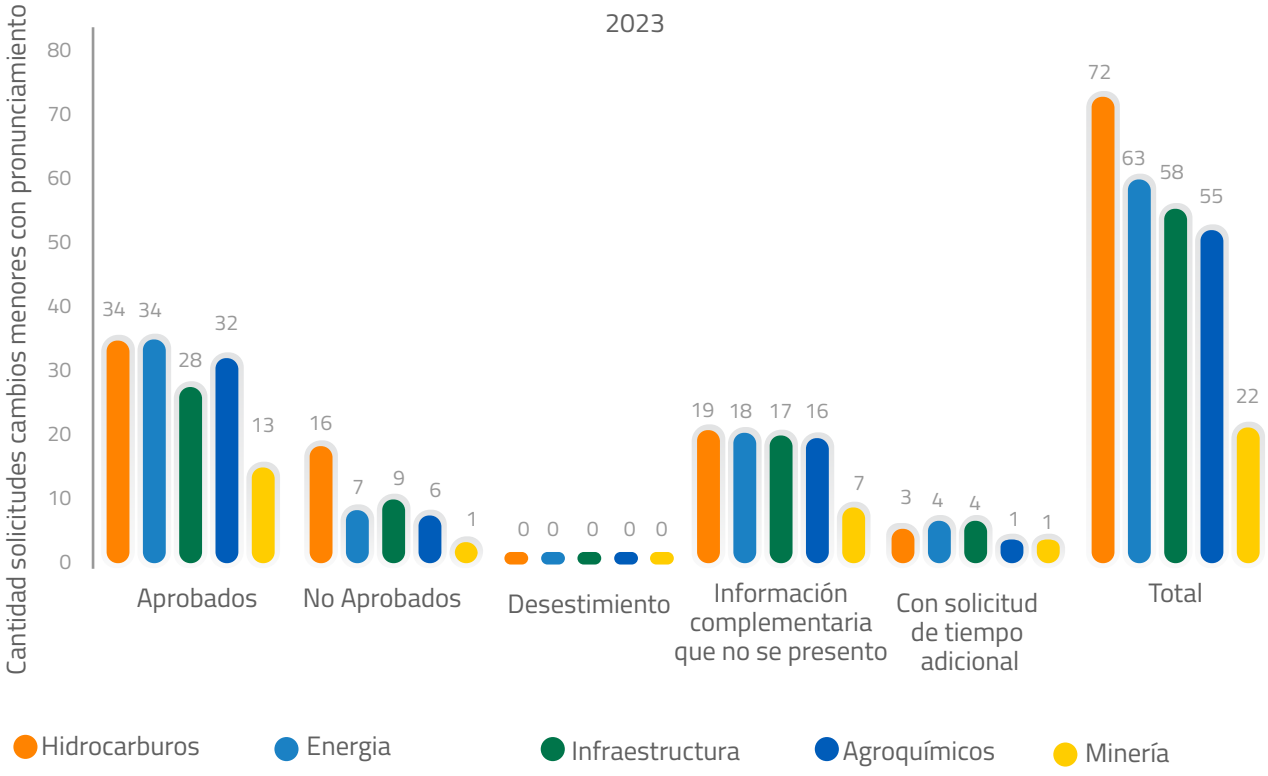
Los resultados de estos trámites se presentan en las siguientes tablas.

Total de solicitudes de cambio con pronunciamiento por sectores, resueltas en el año 2023

Sector	Aprobados	No Aprobados	Desistimiento	Información complementaria que no se presentó	Con solicitud de tiempo adicional	Total
Hidrocarburos	34	16	0	19	3	72
Energía	34	7	0	18	4	63
Infraestructura	28	9	0	17	4	58
Agroquímicos	32	6	0	16	1	55
Minería	13	1	0	7	1	22
Totales	141	39	0	77	13	270

Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Cantidad de solicitudes de cambios menores con pronunciamiento discriminadas por sector, año 2023



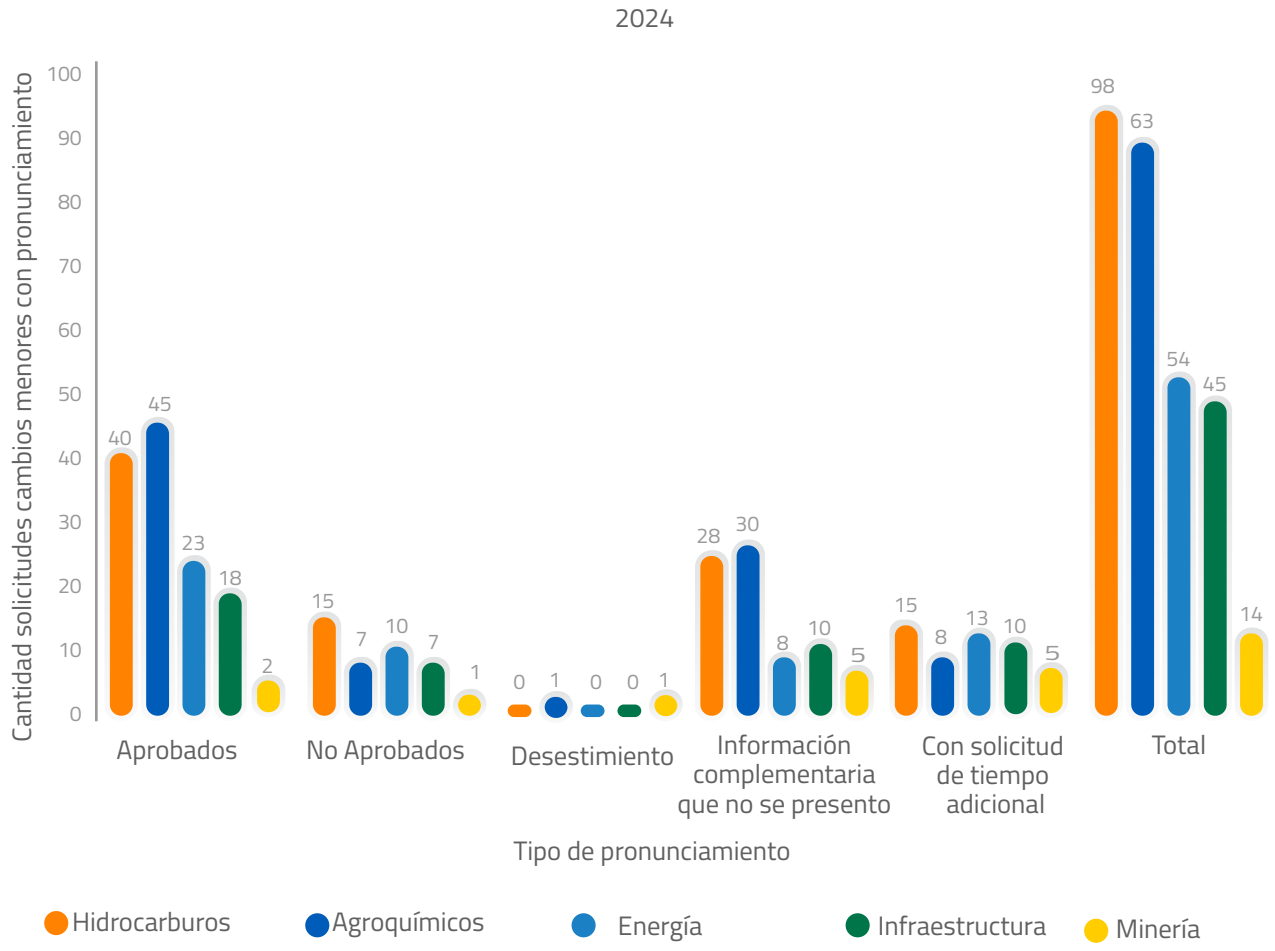
Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Total de solicitudes de cambio con pronunciamiento por sectores, resueltas en el año 2024

Sector	Aprobados	No aprobados	Desistimiento	Información complementaria que no se presentó	Con solicitud de tiempo adicional	Total
Hidrocarburos	40	15	0	28	15	98
Agroquímicos	45	7	1	30	8	91
Energía	23	10	0	8	13	54
Infraestructura	18	7	0	10	10	45
Minería	2	1	1	5	5	14
Totales	128	40	2	81	51	302

Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Cantidad de solicitudes de cambios menores con pronunciamiento discriminadas por sector, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

El sector que presentó el mayor número de solicitudes de cambios menores con pronunciamiento durante los años evaluados fue el de hidrocarburos, situación que puede atribuirse a los múltiples requerimientos propios de este tipo de proyectos, derivados de la gran cantidad de actividades que los componen, en comparación con sectores como agroquímicos o minería, que presentan un menor número de actividades.

Para todas las actividades del sector de hidrocarburos se presentaron solicitudes de cambios menores con pronunciamiento, las cuales fueron evaluadas por la ANLA, con resultados de aprobación, no aprobación, solicitud de información adicional, solicitud de tiempos adicionales o desistimientos, como se presenta a continuación.

Trámites de cambios menores con pronunciamiento sector hidrocarburos, años 2023 y 2024

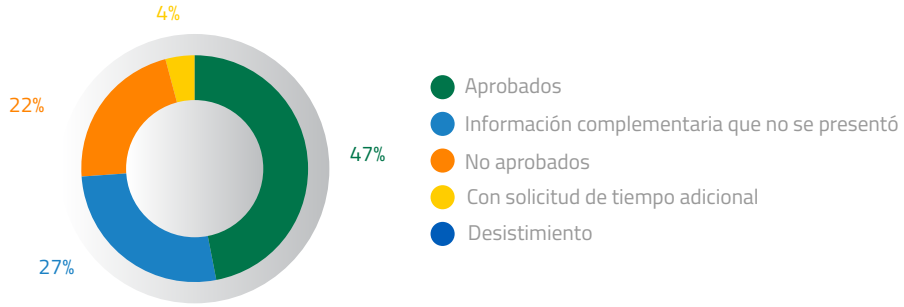
Año	Aprobados	No aprobados	Desistimiento	Información complementaria que no se presentó	Con solicitud de tiempo adicional	Total
2023	34	16	0	19	3	72
2024	40	15	0	28	15	98
Totales	74	31	0	47	18	170

Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Se observa un aumento considerable en las solicitudes de "cambios menores con pronunciamiento" durante los dos años evaluados. Esta situación puede explicarse porque este mecanismo constituye una herramienta ágil para adelantar actividades que la industria considera necesarias para optimizar sus procesos, sin que dichas solicitudes requieran cumplir con todos los requisitos ni con los prolongados plazos asociados a una modificación de licencia ambiental. Esto se debe a que la autoridad debe pronunciarse mediante oficio dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la solicitud.

De las 170 solicitudes presentadas durante los dos años evaluados, 74 fueron aprobadas, lo que representa un 44 % de éxito. Por su parte, 31 solicitudes (equivalentes al 18 %) no fueron aprobadas, porcentaje que se considera bajo para este tipo de procesos.

Distribución porcentual resultados solicitudes de cambios menores con pronunciamiento con pronunciamiento sector hidrocarburos, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Año 2023

Para el año 2023 se presentaron 72 solicitudes de cambios menores con pronunciamiento del sector de hidrocarburos, con las siguientes consideraciones:

- 34 solicitudes fueron aprobadas (47 %), lo que permite deducir que las solicitudes realizadas por las operadoras contemplaban actividades establecidas en la resolución correspondiente.

Estas 34 solicitudes aprobadas presentaron, en promedio, una duración en la gestión desde la radicación hasta el pronunciamiento de la ANLA de 28,26 días calendario, tiempo ligeramente mayor al plazo establecido en el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015, el cual establece que la autoridad "quien se pronunciará mediante oficio en un término máximo de veinte (20) días hábiles", equivalentes a aproximadamente 27 días calendario.

- 16 solicitudes fueron no aprobadas (22 %), lo que permite deducir que las solicitudes realizadas por las operadoras contemplaban actividades no establecidas como cambios menores con pronunciamiento, conforme a lo estipulado en la Resolución 855 del 5 de agosto de 2022. En estos casos de no aprobación, la ANLA tardó en promedio 33,88 días calendario para pronunciarse, plazo ligeramente mayor a los 20 días hábiles definidos en la norma, equivalentes a aproximadamente 27 días calendario.

Las actividades objeto de estas solicitudes no aprobadas hacían referencia a:

- Perforaciones de pozos inyectores de aguas de producción.
- Cambios en las condiciones de demanda de recursos naturales.
- Usos y adecuaciones de accesos y vías internas.
- Construcciones de infraestructura.

Estas actividades no se consideran como solicitudes de cambio menor con pronunciamiento, y pueden estar enmarcadas en actuaciones que, por la generación de nuevos impactos o por cambios en la demanda de recursos naturales, requieren tramitar una modificación de la licencia ambiental, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015.

- 19 solicitudes presentaron información complementaria a petición de la Autoridad (27 %), frente a las cuales la ANLA se pronunció con un tiempo promedio de 28 días, plazo cercano al establecido en la normativa (27 días calendario aproximadamente).

- 3 solicitudes fueron reportadas como “tiempo adicional solicitado por la ANLA” para su pronunciamiento (4 %), las cuales fueron resueltas en un plazo promedio de 31 días calendario, tiempo ligeramente superior a los 20 días hábiles definidos en la ley.

Año 2024

Para el año 2024 se presentaron 98 solicitudes de cambios menores con pronunciamiento del sector de hidrocarburos, con las siguientes consideraciones:

- 40 solicitudes fueron aprobadas, lo que permite deducir que las solicitudes realizadas por las operadoras contemplaban actividades establecidas en la resolución correspondiente. Estas 40 solicitudes aprobadas presentaron, en promedio, una duración desde la radicación hasta el pronunciamiento de la ANLA de 31,95 días calendario, tiempo cercano a los plazos establecidos en el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015, que fija un término máximo de veinte (20) días hábiles.
- 15 solicitudes fueron no aprobadas, lo que permite deducir que las solicitudes realizadas por las operadoras contemplaban actividades no establecidas como cambios menores con pronunciamiento, conforme a lo dispuesto en la Resolución 855 del 5 de agosto de 2022. En estos casos, la ANLA tardó en promedio 25,93 días calendario en emitir su pronunciamiento, plazo menor a los 20 días hábiles establecidos por la norma.

Las actividades objeto de estas solicitudes no aprobadas hacían referencia a:

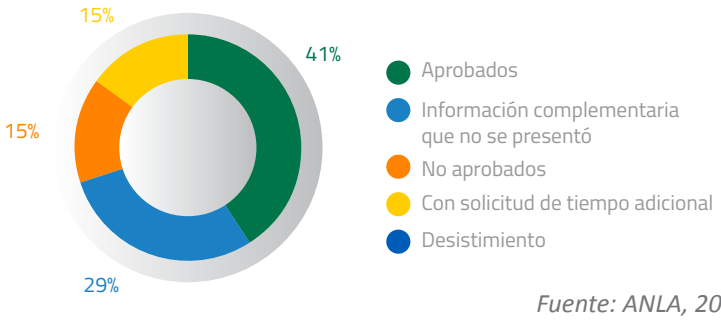
- Construcción de infraestructura, como líneas de flujo y plataformas.
- Actividades de inyección de aguas de producción a formaciones.
- Cambios en los usos de los recursos naturales.

Estas actividades no se consideran como solicitudes de cambio menor con pronunciamiento y, al involucrar nuevos impactos o variaciones en la demanda de recursos naturales, pueden requerir el trámite de una modificación de licencia ambiental, conforme a lo dispuesto en el artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015.

- 28 solicitudes presentaron información complementaria a petición de la Autoridad, frente a las cuales la ANLA se pronunció con un tiempo promedio de 29,71 días, plazo inferior al establecido en la ley.

- 15 solicitudes fueron reportadas como “tiempo adicional solicitado por la ANLA” para su pronunciamiento, con un tiempo promedio de respuesta de 31,53 días calendario, plazo que puede considerarse ligeramente superior al establecido por la normativa.

Distribución porcentual resultados solicitudes de cambios con pronunciamiento sector hidrocarburos, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Costo promedio evaluación cambio menor con pronunciamiento

Finalmente, las solicitudes de cambio con pronunciamiento ante la ANLA presentan un costo promedio de evaluación estimado entre $5,5 y $6,0 millones de pesos para el año 2024.





5

SEGUIMIENTO AMBIENTAL



Teniendo en cuenta lo reportado en los Informes de Gestión 2023 y 2024, así como en la información directamente remitida por la ANLA, se analizó la cantidad de seguimientos adelantados al sector de hidrocarburos.

5.1

Seguimientos por sectores realizados por la anla durante los años 2023 y 2024

5.1.1 Cantidad de seguimientos ambientales realizados por la ANLA durante los años 2023 y 2024, diferenciados por los diferentes sectores

La ANLA reportó que en el año 2023 se gestionaron un total de 2.959 seguimientos ambientales, mientras que para el año 2024 se gestionaron 3.126, como se muestra en la siguiente tabla, diferenciados por cada sector productivo.

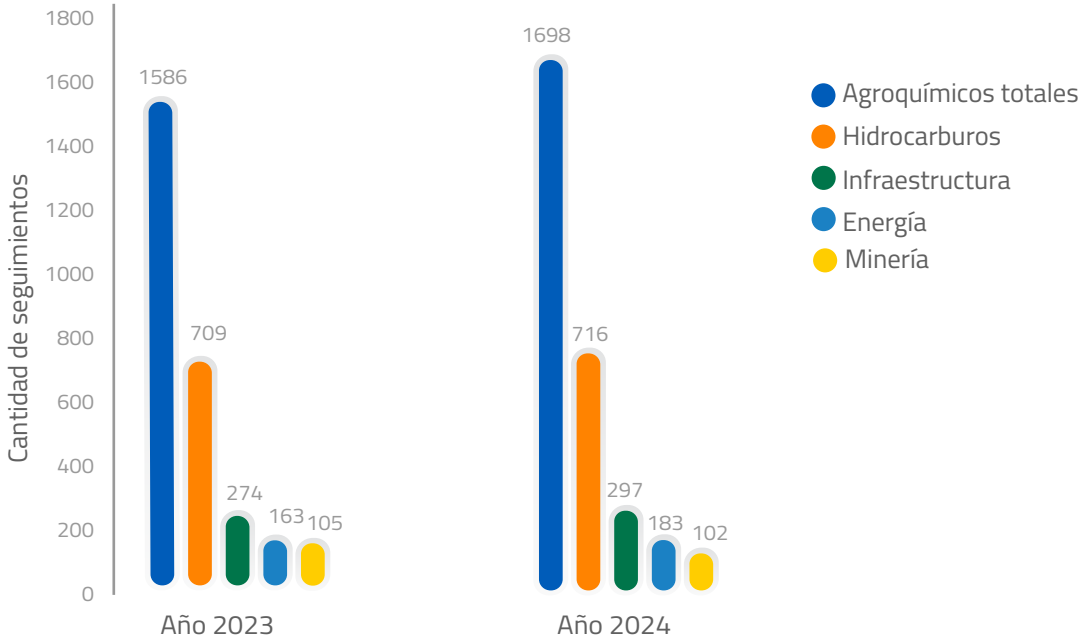
Cantidad de Seguimientos Ambientales ANLA, años 2023 y 2024

Sector	Año 2023	Año 2024	Totales
Agroquímicos (Plantas y proyectos especiales)	1708	1828	3284
Hidrocarburos	709	716	1425
Infraestructura	274	297	571
Energía	163	183	346
Minería	105	102	207
Total, seguimientos	2959	3126	6085

Fuente. ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025



Ilustración 73. Cantidad de Seguimientos Ambientales por sector, años 2023 y 2024

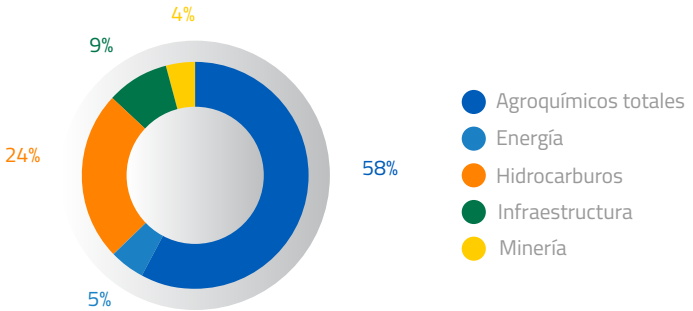


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

El sector al cual se le realizó la mayor cantidad de seguimientos fue el de agroquímicos, el cual está integrado por proyectos de plantas, zoocriaderos y proyectos especiales de importación. Este sector, compuesto principalmente por plantas de producción de plaguicidas, facilita la ejecución de los seguimientos, debido a que se trata de instalaciones puntuales y su área de influencia es reducida, en comparación con las áreas de proyectos de otros sectores, como el de infraestructura.

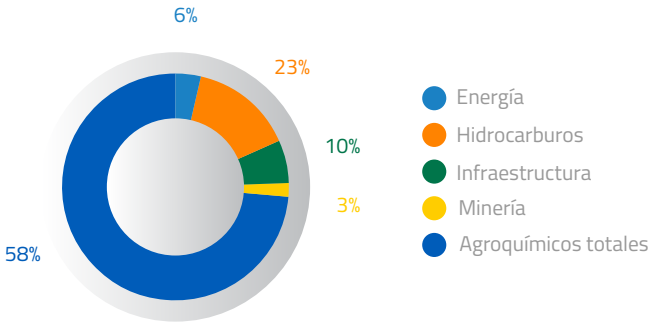
El sector que le sigue en cantidad de seguimientos realizados es el de hidrocarburos.

Ilustración 74. Distribución Porcentual de Seguimientos Ambientales por sector, año 2023



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Ilustración 75. Distribución Porcentual de Seguimientos Ambientales por sector, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

5.2 Seguimientos al sector hidrocarburos

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) reporta la ejecución de 709 seguimientos a proyectos del sector de hidrocarburos para el año 2023 y de 716 seguimientos para el año 2024. De este total de seguimientos se definió una muestra representativa para realizar el análisis del contenido correspondiente a cada año.

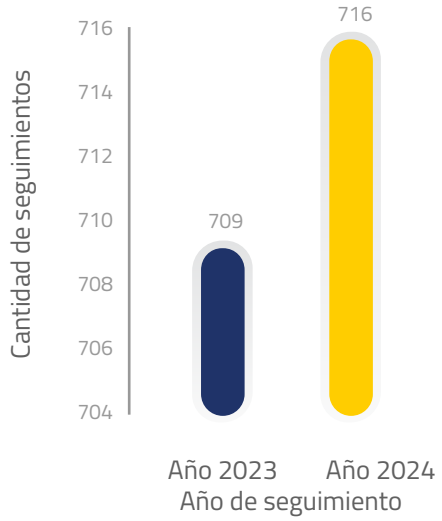
En consecuencia, para el año 2023 se analizaron en detalle 97 expedientes de seguimiento, y para el año 2024, 94 expedientes. Estos análisis se realizaron con base en las actas de seguimiento, los autos de seguimiento y las resoluciones de seguimiento.

Cantidad de Seguimientos Ambientales ANLA, años 2023 y 2024

Sector	Año 2023	Año 2024	Totales
Total, de seguimientos sector de Hidrocarburos	709	716	1425
Cantidad de expedientes de seguimiento analizados por año	97	94	191
%Porcentaje de la muestra de seguimientos analizados	13.68%	13.12%	16.40%
Energía	163	183	346
Minería	105	102	207
Total, seguimientos	2959	3126	6085

Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Ilustración 76. Cantidad de Seguimientos Ambientales del sector hidrocarburos años 2023 y 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

La ANLA ha venido incrementando, año a año, la cantidad de seguimientos que realiza a los diferentes sectores sobre los cuales es la autoridad ambiental competente. En el caso del sector de hidrocarburos, se evidencia un incremento anual sostenido entre los años 2023 y 2024, pasando de 709 a 716 proyectos objeto de seguimiento, lo que representa un aumento aproximado del 1 %.

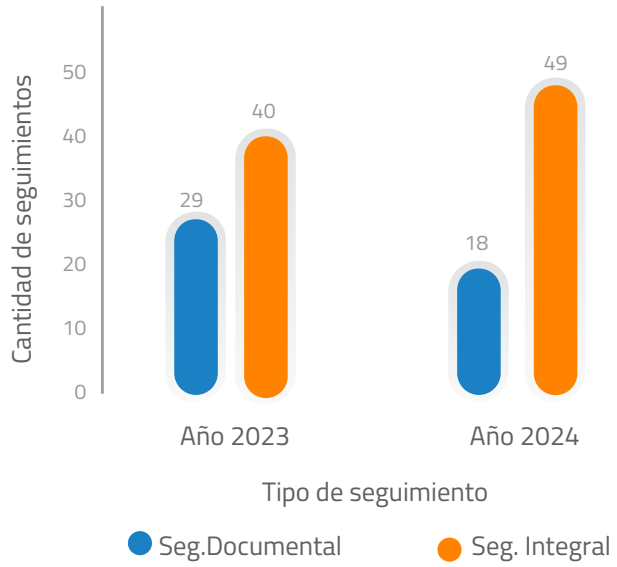
Para los años 2023 y 2024, a partir de los expedientes analizados que permitieron revisar el Auto de cobro por los servicios de seguimiento, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tipo de seguimiento revisado el Auto de Cobro, para los años 2023 y 2024

Tipo de seguimiento	Año 2023	Año 2024	Totales
Seguimientos documentales (No incluyen visita de campo)	29	18	47
Seguimientos Integrales (Incluyen visita de campo)	40	49	89
Total, de seguimientos analizados con Auto de Cobro	69	67	136

Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Ilustración 77. Tipo de seguimientos revisado el Auto de Cobro, años 2023 y 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

5.2.1 Análisis de los actos administrativos de seguimiento año 2023

Para el año 2023, de la muestra de 97 actos administrativos de seguimiento analizados, se generaron 565 requerimientos sobre diferentes temas socioambientales relacionados con la gestión ambiental de los proyectos. Ocho (8) proyectos no presentaron requerimientos, es decir, la ANLA no identificó aspectos sobre los cuales fuera necesario generar observaciones.

Los 565 requerimientos fueron clasificados por temas, en función del contenido de los términos de referencia de los estudios ambientales para el sector de hidrocarburos.

Distribución de temas de los requerimientos de los seguimientos en el año 2023

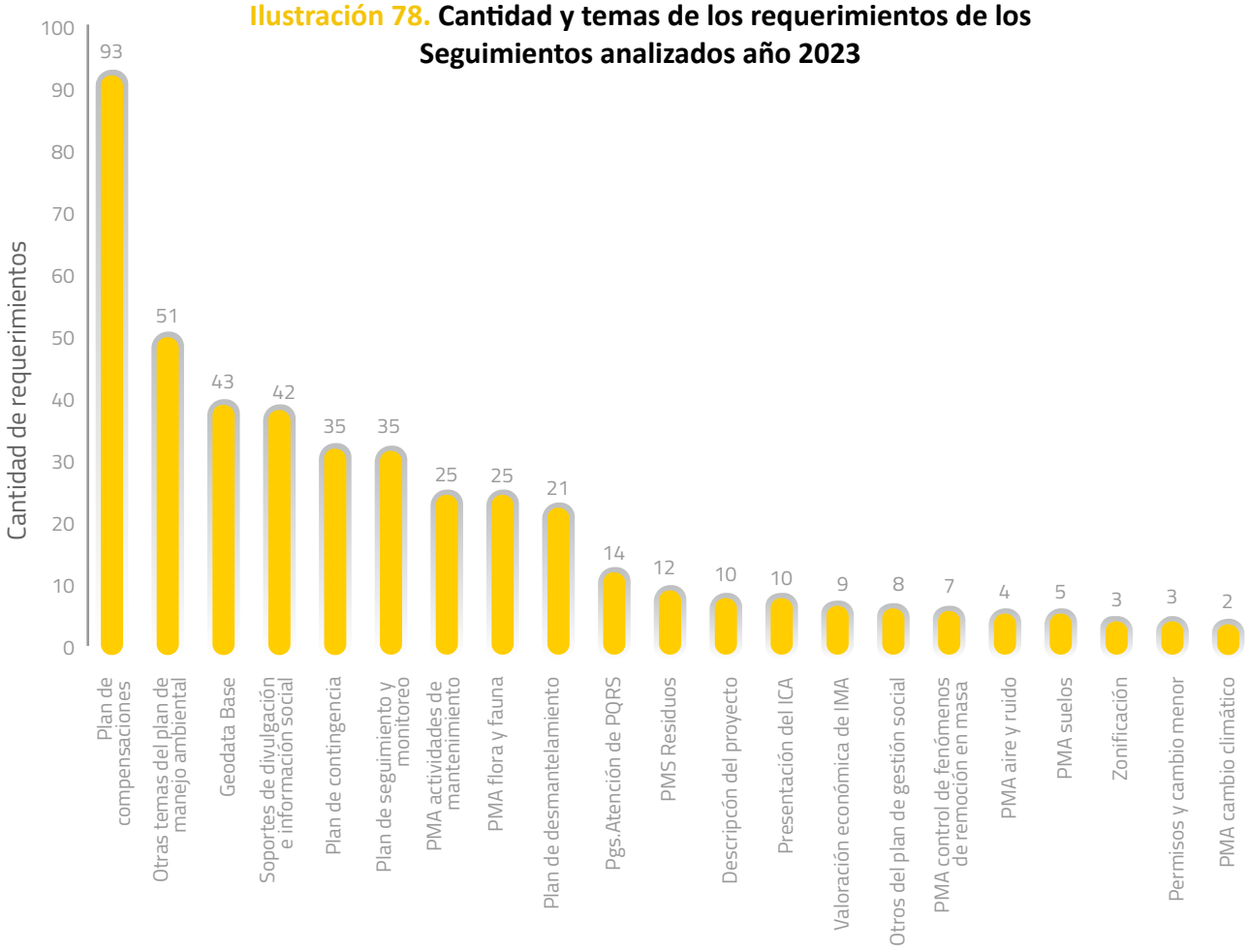
Temas de los requerimientos	Cantidad	Porcentaje
Plan del 1%	108	19,12
Plan de compensaciones	93	16,46
Otros temas del plan de manejo ambiental	51	9,03
Geodatabase	43	7,61
Soportes de divulgacion e informacion social	42	7,43
Plan de contingencia	35	6,19
Plan de seguimiento y monitoreo	35	6,19

Temas de los requerimientos	Cantidad	Porcentaje
PMA actividades de mantenimiento	25	4,42
PMA flora y fauna	25	4,42
Plan de desmantelamiento	21	3,72
Plan de gestion social. Atencion de peticiones, quejas o reglamos PQRS	14	2,48
PMA residuos	12	2,12
Descripcion del proyecto	10	1,77
Presentacion del ica	10	1,77
Valoracion economica de impactos	9	1,59
Otros del plan de gestion social	8	1,42
PMA control de fenómenos de remoción en masa	7	1,24
PMA aire y ruido	4	0,71
PMA suelos	5	0,88
Zonificación	3	0,53
Permisos y cambio menor con pronunciamiento	3	0,53
PMA cambio climático	2	0,35
Total	565	100,00

Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

De estos 565 requerimientos, la ANLA declaró como cumplidos, concluidos o excluidos un total de 233 en el año 2024, conforme a los documentos legales de seguimiento (actas, autos o resoluciones), lo que constituye aproximadamente el 40 % del total de requerimientos impuestos al sector de hidrocarburos en el año 2023.

Ilustración 78. Cantidad y temas de los requerimientos de los Seguimientos analizados año 2023



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

5.2.2 Análisis de los actos administrativos de seguimiento año 2024

Para el año 2024, de la muestra de 94 actos administrativos de seguimiento analizados, se generaron 559 requerimientos sobre diferentes temas socioambientales relacionados con la gestión ambiental de los proyectos. Seis (6) proyectos no presentaron requerimientos, es decir, la ANLA no halló observaciones.

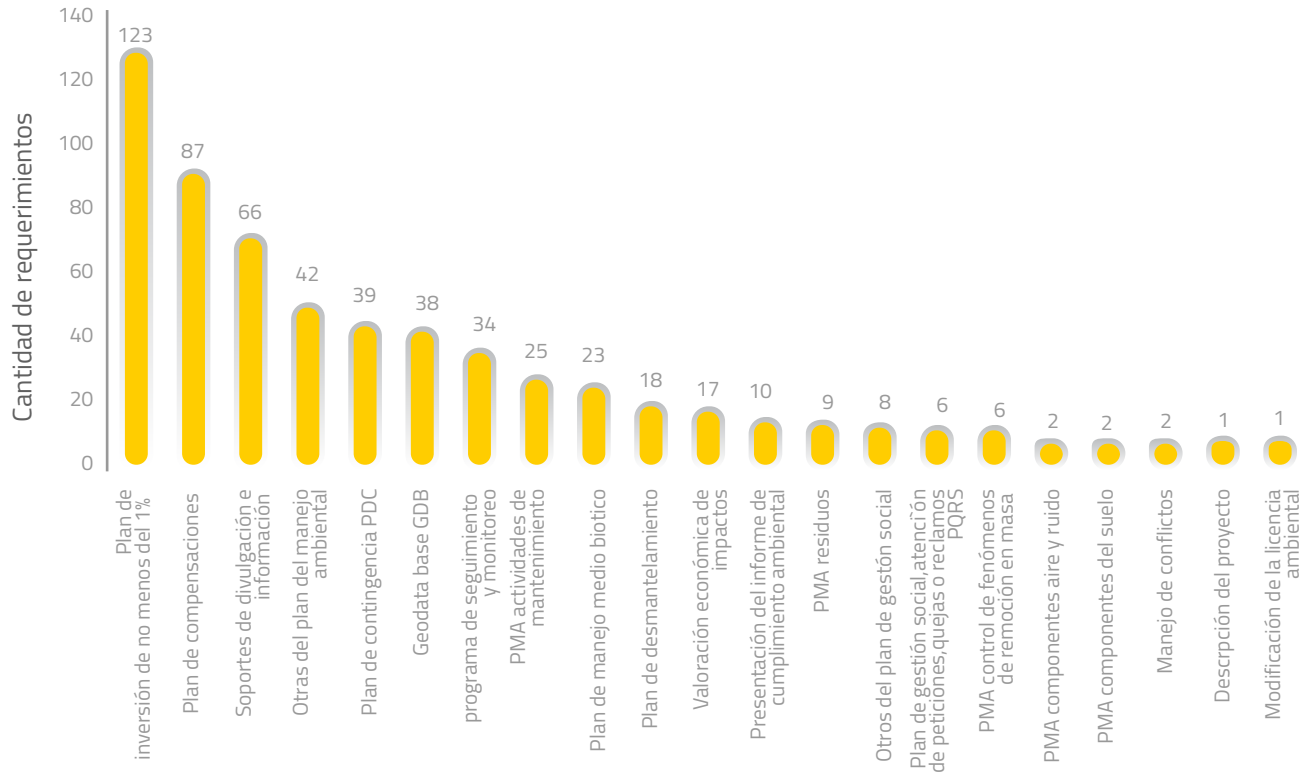
Distribución de temas de los requerimientos de los seguimientos en el año 2024

Temas de los requerimientos	Cantidad	Porcentaje
Plan de inversion de no menos del 1%	123	22,00
Plan de compensaciones	87	15,56
Soportes de divulgacion e informacion	66	11,81
Otras del plan de manejo ambiental	42	7,51

Temas de los requerimientos	Cantidad	Porcentaje
Plan de contingencia - PDC	39	6,98
Geodatabase GDB	38	6,80
Programa de seguimiento y monitoreo	34	6,08
Pma actividades de mantenimiento	25	4,47
Plan de manejo medio biotico	23	4,11
Plan de desmantelamiento	18	3,22
Valoracion economica de impactos	17	3,04
Presentacion del informe de cumplimiento amibiental	10	1,79
Pma residuos	9	1,61
Otros del plan de gestion social	8	1,43
Plan de gestion social. Atencion de peticiones, quejas o reglamos PQRS	6	1,07
Pma control de fenomenos de remocion en masas	6	1,07
Pma componentes aire y ruido	2	0,36
Pma componente suelo	2	0,36
Manejo de conflictos	2	0,36
Descripcion del proyecto	1	0,18
Modificacion de la licencia ambiental	1	0,18
Total	559	100,00

Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Ilustración 79. Cantidad y temas de los requerimientos de los Seguimientos analizados año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

5.2.3 Causas de los requerimientos generados en el proceso de seguimiento de proyectos

La mayor cantidad de requerimientos se presenta sobre el Plan de Inversión Forzosa de no menos del 1 %, un tema que ha resultado particularmente complejo de cumplir para el sector, debido a las dificultades en la aprobación previa de estos planes antes de su implementación. Una situación similar se presenta con los planes de compensación.

En segundo lugar, se encuentran los temas relacionados con el cumplimiento de las medidas definidas en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) de los proyectos, considerando que la Autoridad verifica de manera rigurosa el cumplimiento detallado de las actividades allí establecidas. Cuando se evidencia que dichas actividades no se ejecutan a cabalidad, se generan los respectivos requerimientos.

En cuanto a los requerimientos asociados a la Geodatabase (GDB), se evidencia un alto porcentaje de incumplimiento, dado que toda la información presentada a la Autoridad debe encontrarse debidamente georreferenciada, conforme a las exigencias establecidas en las resoluciones que regulan este componente. Adicionalmente, los requerimientos sobre la GDB se presentan con alta frecuencia en los reportes de los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) y, cuando no se incluye la información georreferenciada de los distintos componentes del informe, se generan observaciones por parte de la Autoridad.

Otro grupo de requerimientos corresponde a la falta de soportes de divulgación e información sobre las actividades del Plan de Gestión Social. Estos requerimientos se refieren a la no generación

o a la no inclusión, en los reportes del ICA, de las actividades ejecutadas en cumplimiento de dicho plan, tales como inducciones, capacitaciones, reuniones con entidades y con la comunidad, entre otras.

En relación con el Plan de Contingencia, se reportan requerimientos asociados a la falta de actualización, a la ausencia de divulgación del plan o a la inexistencia de soportes relacionados con la atención de contingencias en los proyectos del sector.



5.3 Costos de trámites y seguimiento por parte de la ANLA

5.3.1 Costos por servicios de evaluación para todos los sectores

A continuación, se presenta el reporte de los valores que la ANLA ha cobrado por concepto del servicio de evaluación durante los años 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024, discriminados por sectores.

Costos por servicios de evaluación ambiental ANLA, años 2020 a 2024

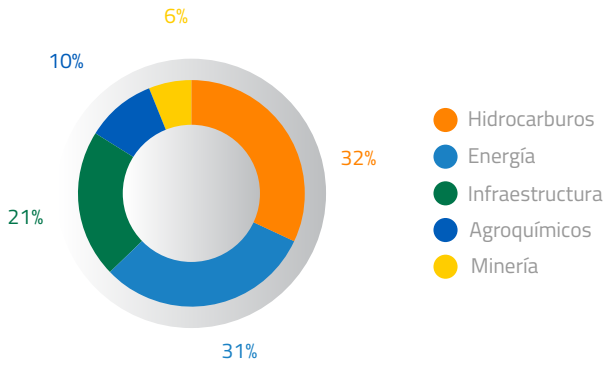
Sector	2020	2021	2022	2023	2024	Totales	Porcentajes
Hidrocarburos	$4.183	$8.796	$6.986	$6.471	$4.486	$30.924	32,42
Energia	$4.068	$6.739	$7.431	$4.760	$6.879	$29.879	31,32
Infraestructura	$4.143	$3.539	$2.600	$4.379	$5.096	$19.760	20,71
Agroquimicos	$1.664	$1.577	$2.057	$1.804	$2.374	$9.476	9,93
Mineria	$1.512	$1.010	$864	$1.379	$593	$5.359	5,62
Total	$15.572	$21.662	$19.940	$18.796	$19.430	$95.401	100

Cifras en miles de millones de pesos COP

Fuente. ANLA, 2025. Adaptación ACP – 2025

Los costos por concepto del servicio de evaluación del sector de hidrocarburos disminuyeron en $2.118.502.000,00 durante el año 2024, en comparación con el año anterior. Esta disminución se explica por el menor número de solicitudes de licencia y de modificaciones de licencia ambiental presentadas en el año 2024.

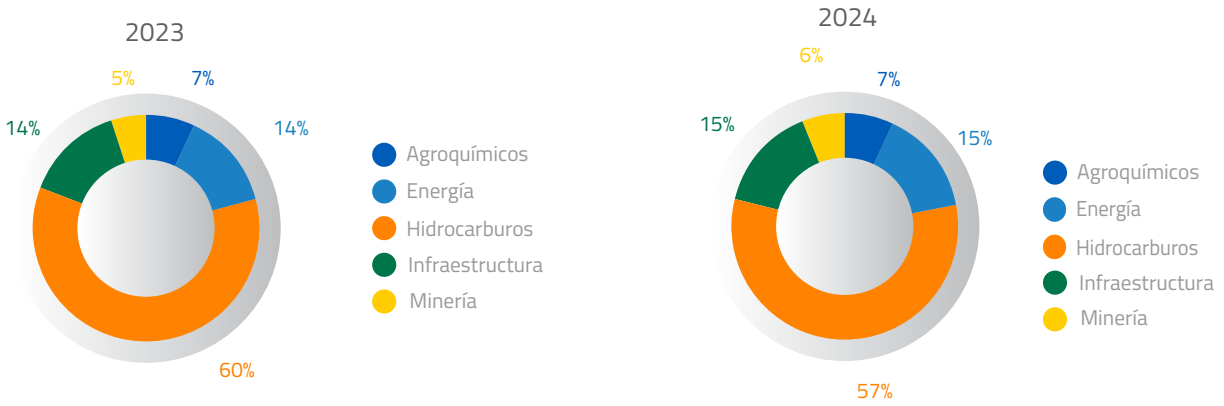
Ilustración 81. Distribución porcentual de costos de evaluación por sectores años 2020-2024



Fuente. ANLA, 2025. Adaptación ACP – 2025

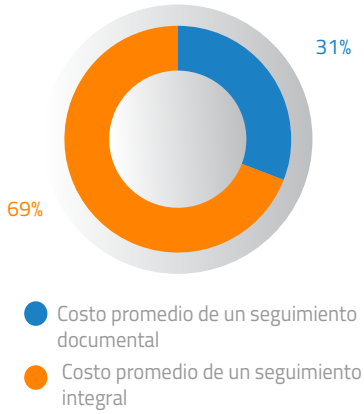
De acuerdo con la ilustración anterior, el sector de hidrocarburos es el que ha asumido los mayores costos por servicios de evaluación de proyectos, con una participación del 32 %, seguido por el sector de energía, con un 31 %. En conjunto, estos dos sectores aportan cerca de las dos terceras partes (2/3) del total de los valores recaudados por concepto de servicios de evaluación por parte de la ANLA.

Ilustración 83. Pago por seguimiento por sectores en porcentaje, años 2023 y 2024



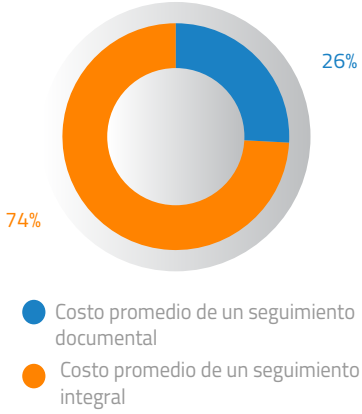
Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Ilustración 85. Costos Seguimientos Documentales e Integrales para el sector hidrocarburos año 2023



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Ilustración 86. Costos Seguimientos Documentales e Integrales para el sector hidrocarburos año 2024



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

5.4

Investigaciones y sanciones ambientales

Para el análisis de la cantidad de aperturas de investigación y de las sanciones ambientales impuestas por la ANLA durante los años 2023 y 2024, se tomó como insumo principal la información suministrada directamente por dicha entidad, la cual fue complementada con la revisión de la Gaceta Ambiental y del sistema VITAL, para la consulta de los respectivos expedientes.

5.4.1 Resoluciones de apertura de investigación

5.4.1.1 Resoluciones de apertura de investigación diferenciados por sector

De acuerdo con lo reportado por la ANLA, en el año 2023 se emitieron un total de 173 resoluciones de apertura de investigación, mientras que para el año 2024 se emitieron 208 resoluciones, como se observa en las siguientes tablas, discriminadas por cada sector productivo.

Cantidad de resoluciones de apertura de investigación emitidas durante el año 2023

Sector	Año 2023
Hidrocarburos	42
Infraestructura	24
Energía	17
Minería	13
Agroquímicos y proyectos especiales (importación)	6
Total	173

Fuente. ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Cantidad de resoluciones de apertura de investigación emitidas durante el año 2024

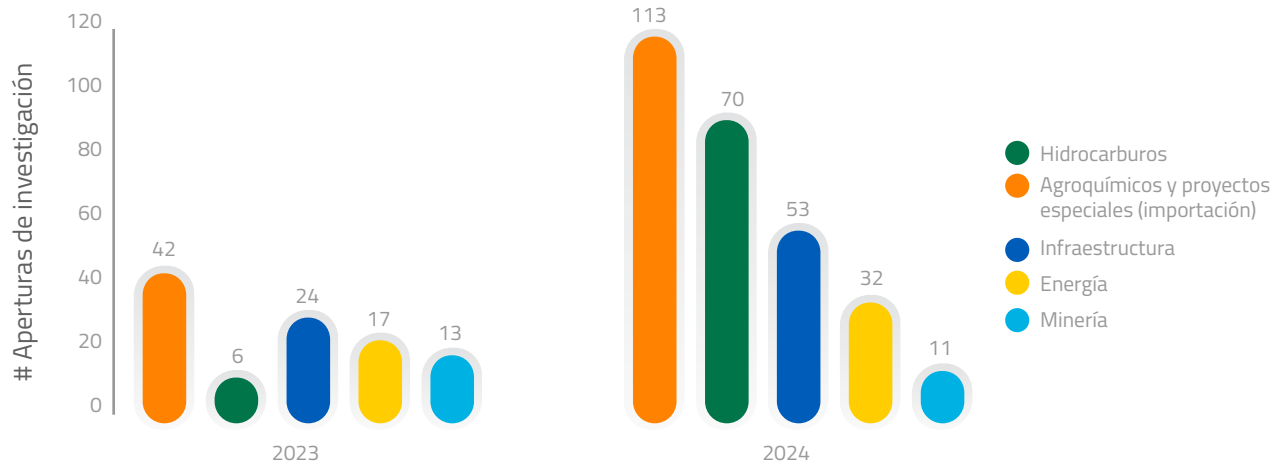
Sector	Año 2023
Hidrocarburos	113
Agroquímicos y proyectos especiales	24
(importación)	70
Infraestructura	53
Energía	32
Minería	11
Total	208

Fuente. ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Como se observa en la siguiente ilustración, en el año 2024, con respecto al año 2023, se presentó un aumento en la cantidad de resoluciones de apertura de investigación para todos los sectores productivos del país.

Específicamente para el sector de hidrocarburos, estas aumentaron en un 63%, pasando de 42 en el año 2023 a 113 en el año 2024.

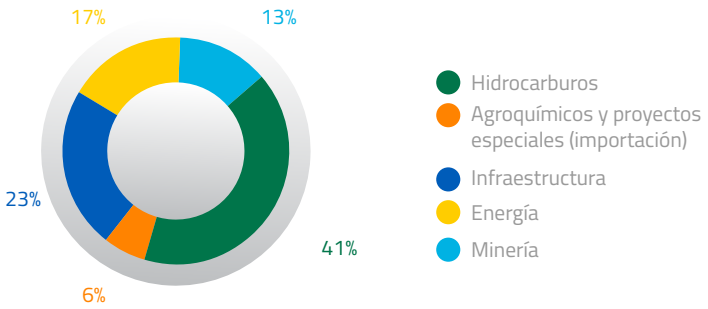
Ilustración 87. Cantidad de Resoluciones de apertura de investigación emitidas por la ANLA durante los años 2023 y 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

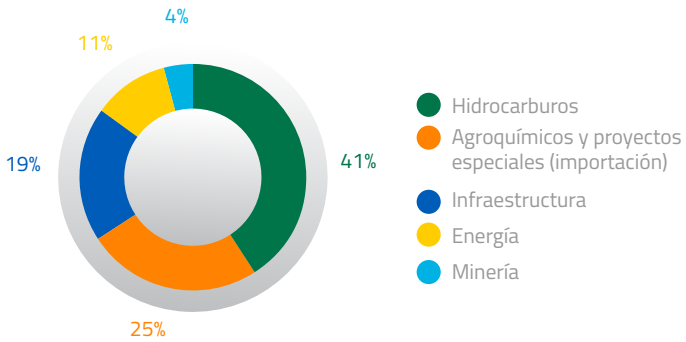
La distribución porcentual por sector productivo para los años 2023 y 2024 se presenta en las siguientes ilustraciones.

Ilustración 88. Porcentaje de Resoluciones de apertura de investigación por sector, año 2023



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Ilustración 89. Porcentaje de Resoluciones de apertura de investigación por sector, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

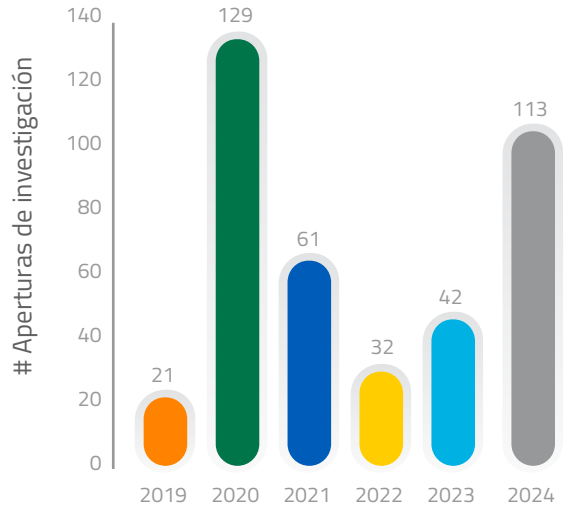
Para los años 2023 y 2024, el sector de hidrocarburos representa el 41 % del total de aperturas de investigación a nivel nacional.

Comparación multianual de aperturas de investigación, años 2019 a 2024

Al realizar una comparación de las aperturas de investigación del sector de hidrocarburos desde el año 2019, se observa en la siguiente ilustración que se presentó un número elevado en el año 2020 (129 aperturas) y en el año 2024 (113 aperturas). Este comportamiento puede obedecer, entre otros factores, a cambios en las políticas internas de la Oficina Asesora Jurídica de la ANLA, conforme a lo dispuesto en el memorando con radicado 2019031150-3-000 de 2019 (criterios orientadores Ley 1333 de 2009), así como en el

memorando con radicado 2022048554-3-000 del 15 de marzo de 2022, cuyo asunto fue el "Reemplazo del memorando 2022014524-3-000 del 01/02/2022. Instrucción jurídica para la depuración de obligaciones contenidas en instrumentos de manejo y control ambiental".

Ilustración 90. Aperturas de investigación sector hidrocarburos. Años 2019 al 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP – 2025

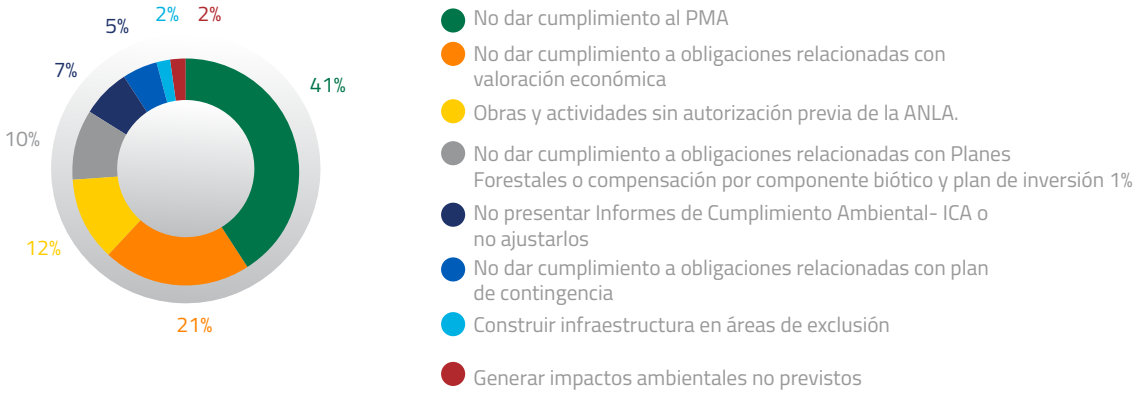
5.4.1.2 Análisis autos de apertura de investigación sector hidrocarburos

Año 2023

Los 42 autos de apertura de investigación emitidos por la ANLA para el sector de hidrocarburos durante el año 2023 fueron categorizados en ocho (8) causales, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

La distribución porcentual de estas causales para el año 2023 se puede observar en la siguiente ilustración.

Ilustración 91. Distribución porcentual de las causas de apertura de investigación, año 2023



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

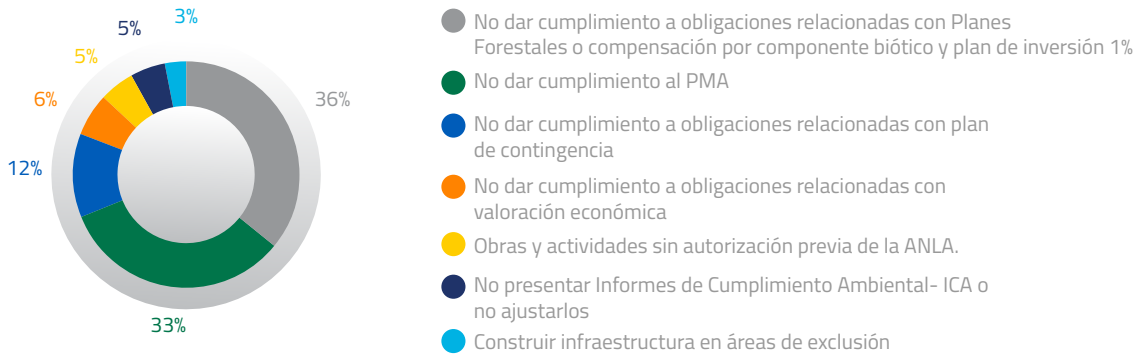
De acuerdo con la ilustración anterior, la principal causal de apertura de investigación corresponde a “no dar cumplimiento al PMA”, con un 41 %, seguida de “no dar cumplimiento a obligaciones relacionadas con la valoración económica”, con un 21 %. Se resalta que, aunque la causal “construir infraestructura en áreas de exclusión” presenta un porcentaje bajo (2 %), debe evitarse completamente, considerando que, por normatividad, estas áreas no están permitidas dentro de la zonificación del manejo ambiental.

Año 2024

Los 113 autos de apertura de investigación emitidos por la ANLA para el sector de hidrocarburos durante el año 2024 se categorizaron en siete (7) causales.

La distribución porcentual de las causales para el año 2024 se puede observar en la siguiente ilustración.

Ilustración 92. Distribución porcentual de las causas de apertura de investigación, año 2024



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

De acuerdo con la ilustración anterior, para el año 2024 la principal causal de apertura de investigación fue el incumplimiento de obligaciones relacionadas con los Planes Forestales o la compensación por componente biótico y el plan de inversión del 1 %, con un 36 %, seguida del incumplimiento del PMA, con un 33 %, y del incumplimiento de obligaciones relacionadas con el plan de contingencia, con un 12 %.

Se resalta que, al igual que en el año 2023 (2 %), en el año 2024 también se presentó la causal por construcción de infraestructura en áreas de exclusión (3 %), la cual, como se ha reiterado, debe evitarse, dado que por normatividad no está permitida dentro de la zonificación de manejo ambiental.

5.4.2 Sanciones ambientales impuestas

5.4.2.1 Sanciones ambientales impuestas clasificadas por sector

De acuerdo con lo reportado por la ANLA, para el año 2023 se emitieron un total de 29 resoluciones sancionatorias, mientras que para el año 2024 se emitió un total de 21, como se observa en las siguientes tablas, clasificadas por cada sector productivo.

Cantidad de resoluciones sancionatorias impuestas por la ANLA durante el año 2023

Sector	Año 2023
Infraestructura	8
Hidrocarburos	6
Minería	6
Energía	5
Agroquímicos y proyectos especiales (importación)	4
Total	29

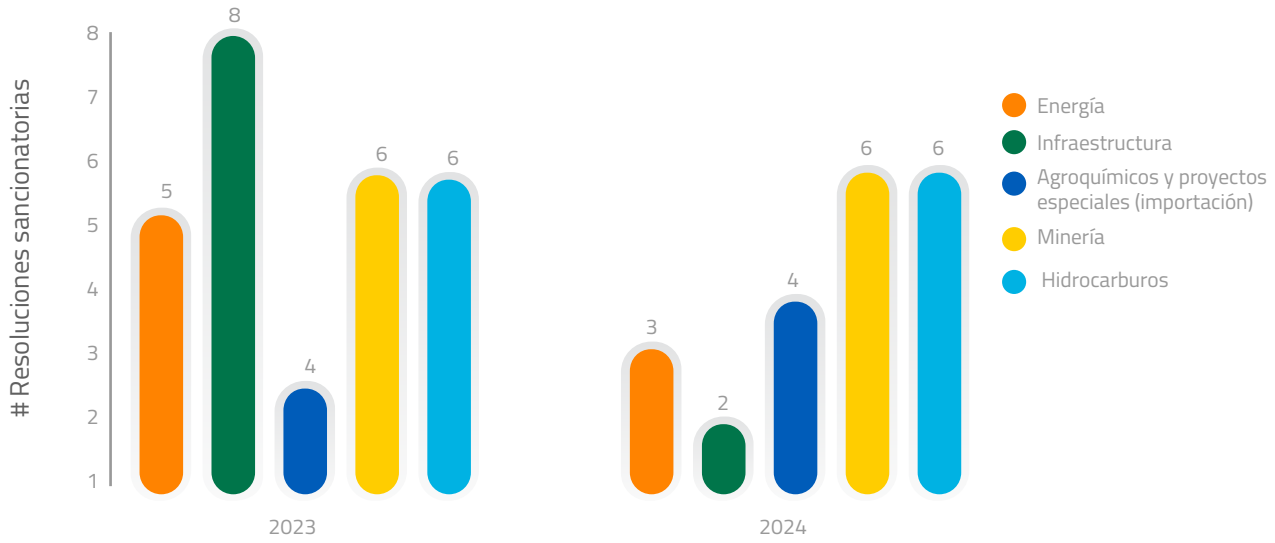
Fuente. ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Cantidad de resoluciones sancionatorias impuestas por la ANLA durante el año 2024

Sector	Año 2023
Hidrocarburos	6
Minería	6
Agroquímicos y proyectos especiales	6
(importación)	4
Energía	3
Infraestructura	2
Total	21

Fuente. ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Ilustración 93. Cantidad de resoluciones sancionatorias emitidas por la ANLA durante los años 2023 y 2024

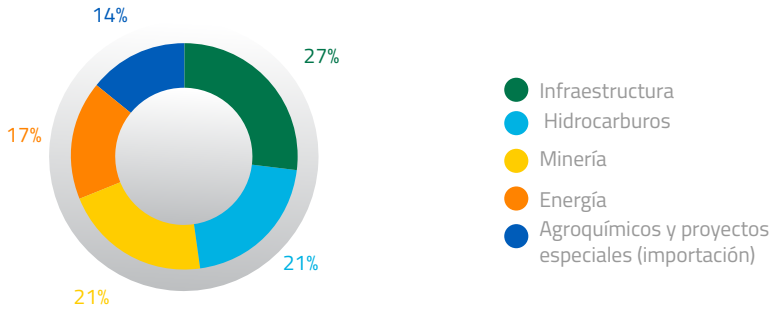


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP – 2025

Como se observa en la ilustración anterior, en el año 2024, con respecto al año 2023, se presentó una disminución en la cantidad total de resoluciones sancionatorias, pasando de 29 en 2023 a 21 en 2024. El sector de infraestructura fue el que registró la mayor disminución, al pasar de 8 a 2 sanciones. En el caso del sector de hidrocarburos, para los años 2023 y 2024 se presentó el mismo número de sanciones (6).

La distribución porcentual de las resoluciones sancionatorias por sector para el año 2023 se observa en la siguiente ilustración.

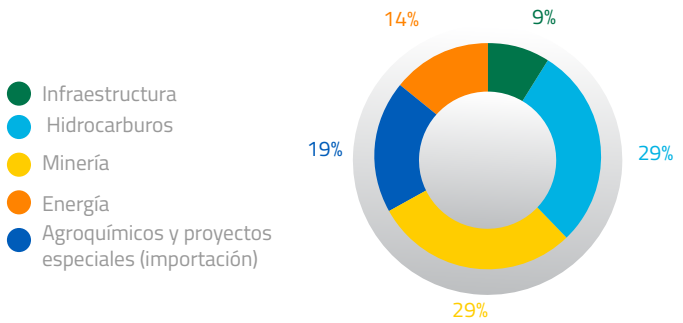
Ilustración 94. Porcentaje de resoluciones sancionatorias por sector, año 2023



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

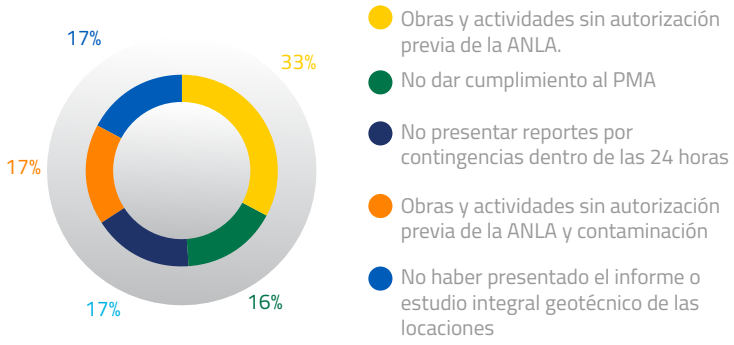
De la ilustración anterior se observa que, para el año 2023, el sector de infraestructura es el que presenta el mayor porcentaje de resoluciones sancionatorias emitidas por la ANLA, con un 27%, seguido de los sectores de hidrocarburos y minería, con un 21% cada uno.

Ilustración 95. Porcentaje de resoluciones sancionatorias por sector, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

Ilustración 98. Distribución porcentual de las causas resoluciones sancionatorias, año 2023



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

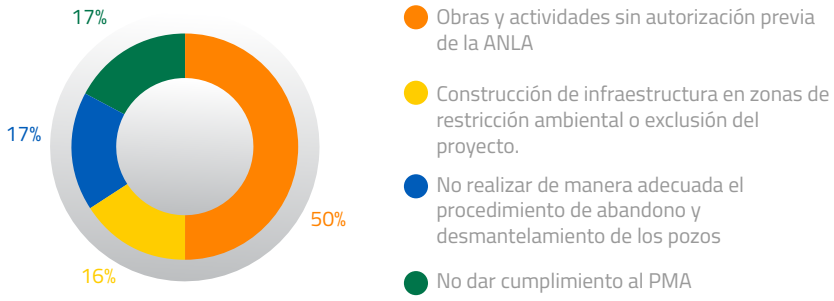
Tiempos decisiones ANLA sanciones emitidas, año 2023

Fecha ejecutoriada de la sanción	Tiempo toma de la decisión en años meses
Caso 1	3 años y 6 meses
Caso 2	10 años y 5 meses
Caso 3	9 años y 5 meses
Caso 4	11 años y 5 meses
Caso 5	11 años y 9 meses
Caso 6	9 años y 6 meses

Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Año 2024

Ilustración 100. Distribución porcentual de las causas resoluciones sancionatorias, año 2024



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Tiempos decisiones ANLA sanciones emitidas, año 2024

Fecha ejecutoriada de la sanción	Tiempo toma de la decisión en años meses
Caso 1	9 años 4 meses
Caso 2	8 años y 8 meses
Caso 3	12 años y 4 meses
Caso 4	8 años y 8 meses
Caso 5	8 años y 5 meses
Caso 6	10 años y 10 meses

Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

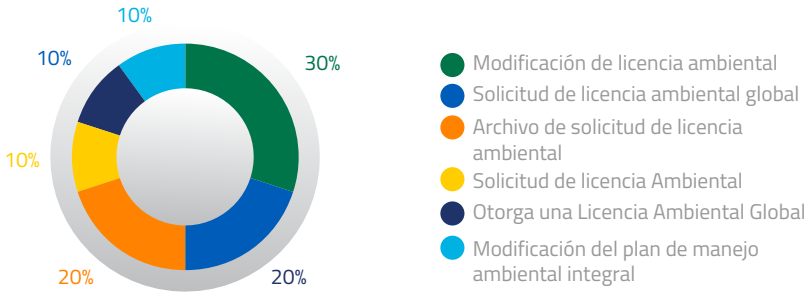
Nota: Es importante resaltar que, de cada 100 aperturas de investigación, menos del 5 % terminan en un proceso sancionatorio ejecutado. Esto indica que las aperturas de investigación constituyen un procedimiento que faculta a la autoridad ambiental para adelantar investigaciones completas frente a quejas, incumplimientos de requerimientos e impactos no controlados; sin embargo, en la mayoría de los casos la investigación concluye con su cierre, al demostrarse que no existieron fallas en la gestión ambiental de la actividad y que no se contaba con méritos suficientes para la imposición de sanciones.

5.5 Recursos de reposición

5.5.1 Recursos de reposición con relación a las solicitudes de licenciamiento ambiental en el sector de Hidrocarburos

De acuerdo con la información remitida por la ANLA, para el año 2024 se presentaron recursos de reposición frente a las resoluciones que finalizaron el proceso de evaluación en 10 trámites, discriminados de la siguiente manera: 3 actos administrativos recurridos por modificación de licencia ambiental, 2 por solicitud de licencia ambiental global, 2 que ordenan el archivo de solicitud de licencia ambiental, 1 por solicitud de licencia ambiental, 1 que otorga una licencia ambiental global y 1 por modificación del Plan de Manejo Ambiental Integral, como se muestra en la siguiente tabla:

Ilustración 101. Distribución porcentual recursos de reposición por tipo de trámite, año 2024

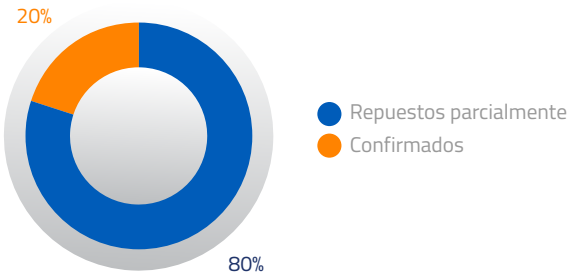


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

De acuerdo con la ilustración anterior, para el sector de hidrocarburos el mayor porcentaje de recursos de reposición está relacionado con el trámite de modificación de licencia ambiental (30%), seguido del trámite de solicitud de licencia ambiental global y de los procesos que ordenan el archivo de solicitud de licencia ambiental, ambos con un 20%.

De los 10 recursos de reposición resueltos en el año 2024, se repusieron parcialmente 8 y se confirmaron 2. En la siguiente ilustración se observa la distribución porcentual del tipo de pronunciamiento emitido por la Autoridad.

Distribución porcentual pronunciamientos sobre los recursos de reposición, año 2024

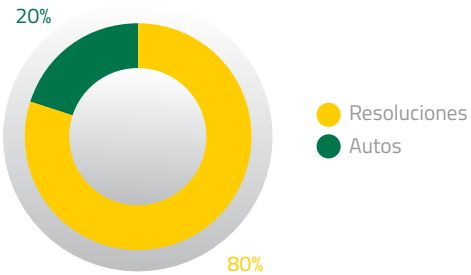


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

De acuerdo con la ilustración anterior, para el año 2024 la mayoría de los recursos de reposición fueron repuestos parcialmente por la Autoridad, con un 80%.

Para la vigencia de 2024, se presentaron 10 recursos de reposición en el marco de trámites de licenciamiento ambiental. La Autoridad profirió un total de 10 actos administrativos dando respuesta a dichos recursos, de los cuales 2 fueron contra autos y 8 contra resoluciones. La distribución porcentual de estos pronunciamientos se observa en la siguiente ilustración.

Porcentaje Respuesta Recursos de Reposición vs Actos Administrativos, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025



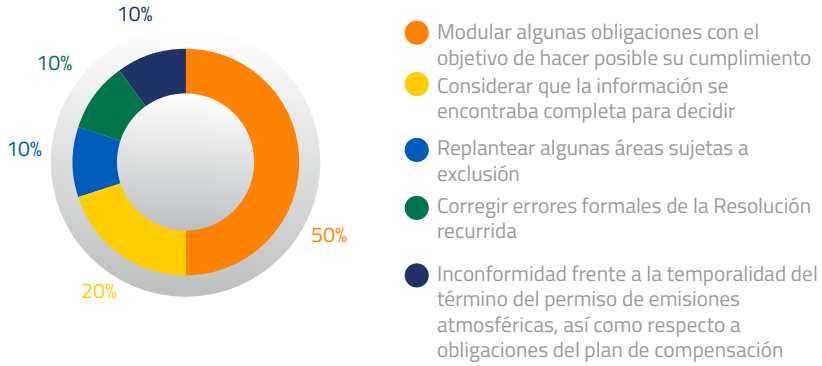
A los recursos de reposición interpuestos en el año 2024 se les dio respuesta en un tiempo promedio de dos meses y medio, contado desde la fecha de radicación hasta el pronunciamiento de la Autoridad.

Con respecto a las causas de los recursos interpuestos, se identificó lo siguiente:

- Dos (2) fueron presentados por considerar que la información se encontraba completa para la toma de la decisión.
- Uno (1) se fundamentó en la posibilidad de replantear algunas áreas sujetas a exclusión.
- Cinco (5) se interpusieron con el propósito de solicitar a la Autoridad la modulación de algunas obligaciones, con el fin de hacer posible su cumplimiento.
- Uno (1) manifestó inconformidad frente a la temporalidad del permiso de emisiones atmosféricas, así como respecto a obligaciones del plan de compensación.
- Uno (1) solicitó la corrección de errores formales de la resolución recurrida.

En la siguiente ilustración se observa la distribución porcentual de las causales de los recursos interpuestos:

Distribución porcentual causales recursos interpuestos, año 2024



Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP - 2025

De acuerdo con la ilustración anterior, el 50 % de las causales de los recursos de reposición obedece a solicitudes dirigidas a la Autoridad para modular algunas obligaciones, con el fin de hacer posible su cumplimiento.

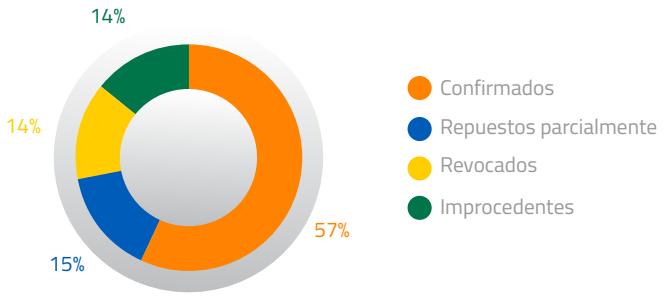
Nota: Es importante precisar que, para esta anualidad, el número de recursos de reposición supera el indicador de sanciones emitidas, debido a la concurrencia de varios factores, entre ellos: la resolución de recursos relacionados con actos administrativos de años anteriores, solicitudes de revocatoria directa, así como decisiones de exoneración.

Para la vigencia de 2023, se presentaron siete (7) recursos de reposición en el marco de procesos administrativos ambientales de carácter sancionatorio. La Autoridad profirió un total de siete (7) actos administrativos dando respuesta a los recursos interpuestos contra resoluciones.

A los recursos de reposición interpuestos en el año 2023 se les dio respuesta en un término promedio de cuatro meses, contado desde la radicación hasta el pronunciamiento de la autoridad.

De los siete (7) recursos de reposición resueltos en el año 2023, uno (1) fue repuesto parcialmente, cuatro (4) se confirmaron, uno (1) se revocó y uno (1) se consideró improcedente. En la siguiente ilustración se observa la distribución porcentual de estos pronunciamientos.

Distribución porcentual pronunciamientos sobre los recursos de reposición, año 2023

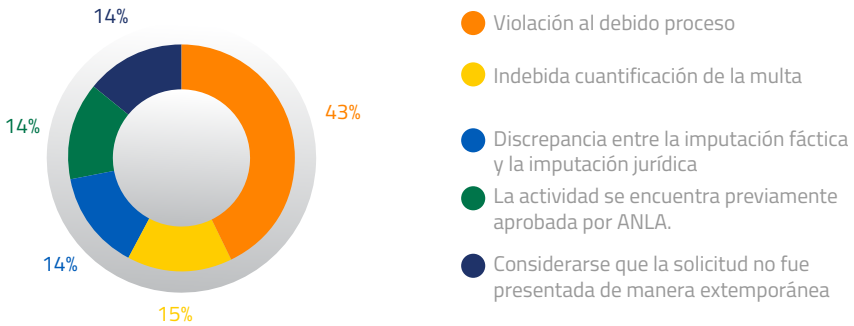


Fuente: ANLA, 2025. Adaptación ACP – 2025

De acuerdo con la ilustración anterior, el mayor porcentaje de los recursos de reposición fue confirmado (57%).

Con respecto a las causas de estos recursos presentados, tres (3) fueron interpuestos por violación al debido proceso, uno (1) por indebida cuantificación de la multa, uno (1) por discrepancia entre la imputación fáctica y la imputación jurídica, uno (1) por considerarse que la solicitud no fue presentada de manera extemporánea, y uno (1) porque la actividad se encontraba previamente aprobada por la ANLA. En la siguiente ilustración se observa la distribución porcentual de las causas de los recursos presentados:

Distribución porcentual causas recursos de reposición respecto a sanciones, año 2023



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

De acuerdo con la ilustración anterior, la principal causa de los recursos interpuestos frente a sanciones corresponde a la violación al debido proceso (43%).

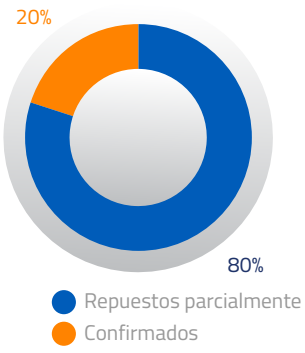
El tiempo promedio de duración de los seis (6) procesos sancionatorios cuyos recursos de reposición fueron resueltos en el año 2023 fue de 8,93 años.

Para la vigencia de 2024, se presentaron tres (3) recursos de reposición en el marco de procesos administrativos ambientales de carácter sancionatorio. La Autoridad profirió un total de tres (3) actos administrativos dando respuesta a los recursos interpuestos contra resoluciones.

A los recursos de reposición interpuestos en el año 2024 se les dio respuesta en un término promedio de cuatro meses, contado desde la radicación hasta el pronunciamiento de la Autoridad.

De los tres (3) recursos de reposición resueltos en el año 2024, uno (1) se repuso parcialmente y dos (2) se confirmaron. En la siguiente ilustración se observa la distribución porcentual correspondiente:

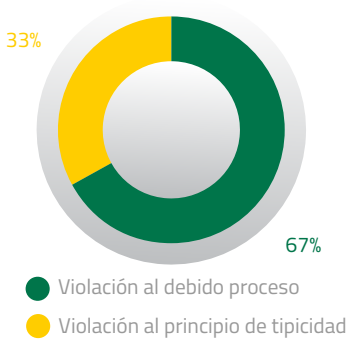
Distribución porcentual pronunciamientos sobre los recursos de reposición, año 2024



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Con respecto a las causas de estos recursos presentados, dos (2) fueron interpuestos por violación al debido proceso y uno (1) por violación al principio de tipicidad. En la siguiente ilustración se observa la distribución porcentual de las causas de los recursos presentados en materia sancionatoria para el año 2024.

Distribución porcentual causas recursos de reposición respecto a sanciones, año 2024



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

De acuerdo con la ilustración anterior, al igual que en el año 2023 (43%), la principal causa de los recursos interpuestos frente a sanciones en el año 2024 fue la violación al debido proceso (67%).

El tiempo promedio de duración de los tres (3) procesos sancionatorios cuyo recurso de reposición fue resuelto en el año 2024 fue de 8,89 años, tiempo medido desde el auto de inicio hasta la resolución del recurso de reposición.



5.5.2 Tiempo promedio de un recurso de reposición

En la siguiente tabla y en la ilustración se observa la duración promedio de un recurso de reposición, de acuerdo con el tipo de trámite:

Duración promedio de un recurso de reposición vs tipo de trámite

Tipo de trámite	Duración promedio (días)
Sancionatorio	119,33
Licencia ambiental global	111,3
Archivo de licencia ambiental	81
Licencia ambiental	79
Modificación licencia ambiental	76
Modificación de PMA	74

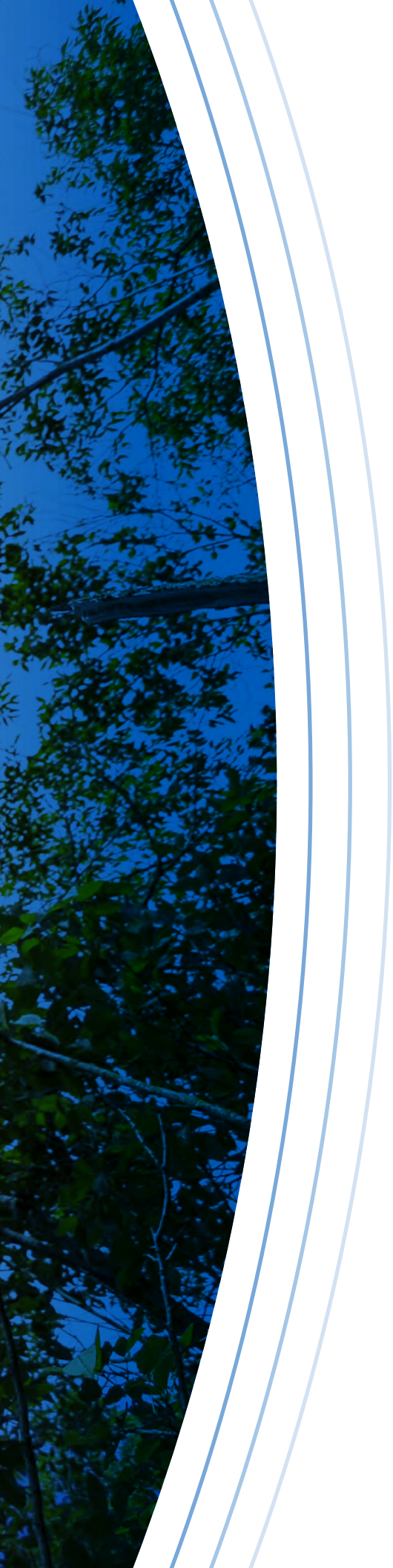
Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025





6

INVERSIONES AMBIENTALES



6.1 Inversiones ambientales obligatorias

Las inversiones ambientales obligatorias que se contemplan en el desarrollo de este capítulo corresponden a las relacionadas con la inversión forzosa del 1% y a las compensaciones ambientales.

Es importante precisar que cada proyecto, obra o actividad cuenta con un régimen jurídico particular y, en esa medida, la inversión forzosa de no menos del 1% aplicará conforme al régimen normativo vigente que lo cobije en el tiempo.

Por otra parte, es importante señalar que el dato de la inversión es dinámico, debido a los posibles cambios que puedan presentarse en los proyectos, especialmente aquellos relacionados con el monto total de la inversión.

6.1.1 Comparación entre sectores productivos

De acuerdo con el Informe de Gestión 2023 de la ANLA, en los trámites de evaluación de licencia ambiental, modificación de licencia ambiental o Plan de Manejo Ambiental, la Autoridad se pronunció en 62 trámites respecto a la inversión forzosa del 1% y compensaciones, resaltando que el sector de energía fue el que en mayor proporción incluyó estas obligaciones, con un 41,94%, seguido por hidrocarburos con un 32,26%, infraestructura con un 12,90% y minería con un 11,29%.

Durante la vigencia 2024, el sector con mayor número de trámites en los que se incluyeron estas obligaciones fue el de infraestructura, con un 34,07%, seguido de hidrocarburos con un 30,77%, energía con un 27,47% y minería con un 7,69%.

Compensaciones ambientales

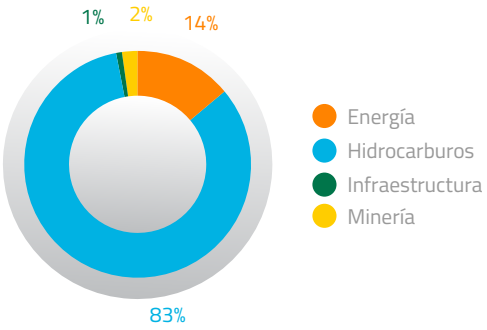
En las licencias ambientales y sus modificaciones se establecieron preliminarmente las siguientes áreas de compensación por sector:

Áreas de compensación establecidas en los trámites relacionados con la Subdirección de Evaluación de Licencias Ambientales -SELA. 2023

Sector	Área máxima estimada de afectación (ha)	Área estimada de compensación (ha)	Relación Afectación - compensación
Energía	1.193,39	1.985,91	1,66
Hidrocarburos	3.049,04	11.466,45	3,76
Infraestructura	39,582	77,083	1,95
Minería	162,096	239,84	1,48
Total general	4.444,10	13.769,28	3,10

Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Áreas de compensación establecidas en los trámites relacionados con la SELA. 2023



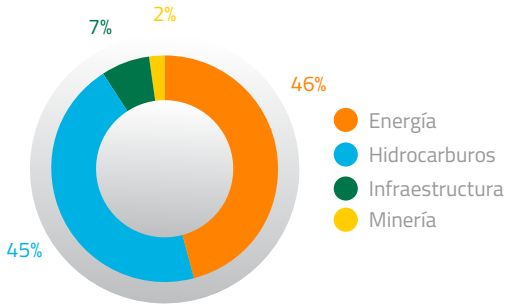
Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Áreas de compensación establecidas en los trámites relacionados con la Subdirección de Evaluación de Licencias Ambientales -SELA. 2024

Sector	Área máxima estimada de afectación (ha)	Área estimada de compensación (ha)	Relación Afectación - compensación
Energía	2.701,23	5.685,32	2,10
Hidrocarburos	3.610,40	5.593,36	1,55
Infraestructura	410,22	926,1	2,26
Minería	58,29	224,26	3,85
Total, general	6780,14	12.429,04	1,83

Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

Áreas de compensación establecidas en los trámites relacionados con la SELA. 2024



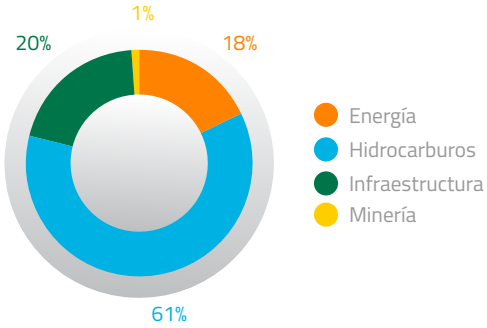
Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

En el año 2023, el área estimada de compensación en el sector de hidrocarburos fue de 11.466,45 ha, las cuales representaron el 83,58 % del área total de compensación, con un factor promedio de compensación de 3,76. Para el año 2024, el área de compensación del sector de hidrocarburos constituyó aproximadamente el 45% de la extensión total de compensación, disminuyendo el factor promedio de compensación a 1,55, lo que señala una reducción en los parámetros de representatividad, rareza y remanencia del área afectada por los proyectos.

Inversión forzosa de no menos del 1%

De acuerdo con el Informe de Gestión 2023 de la ANLA, los montos aprobados con cargo a la inversión del 1 % por sectores se distribuyeron de la siguiente manera: el 61,47%, equivalente a la suma de $502.427 millones, corresponde al sector de hidrocarburos; el 19,74%, equivalente a $161.319 millones, corresponde a proyectos del sector de infraestructura; el 18,01 %, equivalente a $147.196 millones, representa los montos aceptados de inversión forzosa de no menos del 1% de proyectos del sector de energía; y el 0,79%, equivalente a $6.474 millones, corresponde a proyectos del sector de minería.

Inversión del 1% viabilizados en actos administrativos por sector 2023



Fuente. ANLA, 2025. ACP - 2025

A continuación, se presentan los valores de las inversiones ambientales obligatorias, diferenciando los correspondientes a la inversión forzosa del 1% y a las compensaciones ambientales.

Inversiones Ambientales Obligatorias Ejecutadas Reportadas por las Compañías, años 2023 y 2024

Inversiones ambientales	2024
Inversión forzosa 1% ejecutada (COP)	$ 155.182.416.699,41
Compensaciones (ha)	6.696

Fuente: ACP – 2025

Por otro lado, para el año 2023, el valor de la inversión forzosa de no menos del 1% y el de las compensaciones, integrado y expresado en pesos colombianos, se presenta a continuación.

Inversiones Ambientales Obligatorias Reportadas por las Compañías año 2023

Inversiones ambientales	2023
Obligatorias (COP)	$ 102.080.979.043,89

Fuente: ACP - 2025

6.2 Inversiones ambientales voluntarias

Las inversiones ambientales voluntarias correspondientes a los años 2023 y 2024 ascienden a los valores que se muestran en la siguiente tabla:

Inversiones ambientales voluntarias reportadas por las compañías, años 2023 y 2024

Inversiones ambientales	2023	2024
Voluntarias (COP)	$ 83.473.483.685,00	$ 27.348.853.082,00

Fuente: ACP - 2025

6.3 Comparación inversiones ambientales obligatorias y voluntarias

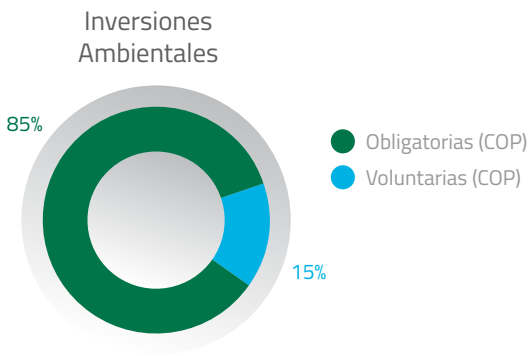
A continuación, se presenta el valor de las inversiones ambientales obligatorias, compuestas por la inversión forzosa del 1%, así como el valor de las inversiones voluntarias realizadas por las compañías en la ejecución de diferentes proyectos ambientales especiales.

Inversiones Obligatorias y voluntarias 2024

Inversiones ambientales	2024
Obligatorias (COP)	$ 155.182.416.699,41
Voluntarias (COP)	$ 27.348.853.082,00
Total	$ 182.531.269.781,41

Fuente: ACP - 2025

Inversiones Obligatorias y voluntarias 2024



Fuente: ACP – 2025

Aunque las inversiones ambientales obligatorias superan las inversiones voluntarias, se evidencia un elevado nivel de inversión voluntaria por parte de las compañías en proyectos ambientales relacionados con la conservación de la biodiversidad, la protección de ecosistemas estratégicos, la gestión de los recursos naturales, la generación de energía renovable y la disminución de gases de efecto invernadero.





7

CONCLUSIONES

7.1 Conclusiones

De los indicadores de desempeño ambiental

- El 83% de los residuos peligrosos generados en la etapa de perforación son entregados a terceros para su gestión. Estos residuos son manejados mediante diferentes prácticas, considerando sus características, destacándose principalmente la biorremediación.

- Para el año 2024, por cada barril de petróleo equivalente producido a nivel nacional se generaron, en promedio, 17,6 barriles de agua de producción. Esta tendencia está asociada a la curva de declinación de los pozos y a la producción secundaria de campos que ya no producen en etapa primaria, lo que incrementa la generación de aguas de producción.

- Las aguas de producción, en su mayoría, son reinyectadas como disposición final, con un aumento constante. En 2024 se incrementaron en 70.740.416,25 m^3, lo que representa un aumento aproximado del 15,7%.

- El reúso de aguas de producción aumentó, pasando de 5.182.815,55 m^3 en 2023 a 7.119.790,46 m^3 en 2024, lo que representa un incremento del 37,37%. Este aumento en el reúso y la reutilización resalta la gestión de la industria petrolera por minimizar los impactos ambientales negativos, además de la implementación del reúso reglamentado por la Resolución 1256 de 2021, que permite reutilizar las aguas para usos agrícolas o industriales, fomentando el aprovechamiento de los recursos naturales y la economía circular, en el marco del uso eficiente del agua.

- El 78% de las aguas de producción son reinyectadas, el 21 % son vertidas y el 1 % se destinan al reúso, principalmente agrícola. Del total de aguas reinyectadas, el 28 % se utiliza para recobro mejorado, lo que se traduce en menores vertimientos, mientras que el 72 % restante corresponde a disposición final. Las aguas que no se reinyectan se vierten a cuerpos de agua previa aplicación de tratamiento, cumpliendo con todos los términos normativos.

- Las emisiones de metano (CH_4) por barril de petróleo equivalente en 2019 utilizaban factores de emisión y balances de masa, que generaban subestimación, actualmente el cálculo se basa en mediciones directas.

- El consumo de energía proveniente de autogeneración aumentó en la etapa de producción, pasando de 8.550.382.999,75 kWh en 2023 a 11.646.516.729,78 kWh en 2024, mientras que el consumo de energía por combustión disminuyó un 21 % en el mismo periodo. Este indicador está influenciado principalmente porque en 2023 presentó una compra de energía eléctrica de 2.958.631.048 kWh y una producción de 170.948.918 barriles de crudo, con un consumo de 17,31 kWh por barril, y una autogeneración de 8.043.510.000 kWh (47,05 kWh por barril).

- Se evidencia un incremento en el consumo de energía solar, pasando de 17.951 kWh reportados en 2019 por una sola compañía a 138.401.234 kWh en 2023, reportados por cinco compañías, y a 150.452.291 kWh en 2024, reportados por seis compañías.

- El gas es el principal combustible utilizado en la etapa de producción, representando el 67,21 % del consumo en 2023 y el 65,97 % en 2024, utilizado principalmente para generación de energía, calentadores, calderas, compresores y otros equipos de producción.

- En campos de difícil acceso, se utiliza crudo como combustible para la generación de energía, principalmente en el campo Rubiales, lo que hace que el consumo de crudo represente el 11,04 % del total de combustibles en 2023 y el 23,23 % en 2024.

- El sector petrolero en la etapa upstream realiza una captación superficial del 0,014 % del total de la oferta hídrica en las zonas hidrográficas donde se realizan captaciones, y del 0,007 % de la oferta hídrica superficial nacional, concentradas principalmente en el área hidrográfica Magdalena-Cauca. El sector sigue siendo uno de los de menor captación de agua del país.

Del proceso de licenciamiento ambiental

- Durante los años 2023 y 2024 se evidenció una disminución en las solicitudes de evaluación de licencias ambientales y de modificación de licencias. Esta reducción se debe, en parte, a la no suscripción de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en el país, lo que ha llevado a redireccionar las inversiones operativas hacia proyectos de producción que ya cuentan con licencia ambiental vigente.

- El tiempo promedio de evaluación de solicitudes de licencia ambiental en el año 2023 fue de 243 días, superando en 60 días calendario (aproximadamente dos meses) los tiempos establecidos en el Decreto 1076 de 2015, el cual fija un plazo de 90 días hábiles (equivalentes a 123 días calendario, aproximadamente), más uno o dos meses para la presentación de información adicional, lo que suma un total de 183 días calendario (6,1 meses). Para el año 2024, la diferencia frente al tiempo legal fue de 49 días calendario adicionales (1,63 meses).

- Los tiempos promedio de modificación de licencia ambiental para el año 2023 fueron de 217 días (7 meses y 7 días), superando en 75 días calendario (2,5 meses) los plazos definidos en el Decreto 1076 de 2015, el cual establece 60 días hábiles (82 días calendario, aproximadamente), más dos meses para la presentación de información adicional, para un total de 142 días calendario (4,73 meses). Para el año 2024, la diferencia fue de 34 días calendario adicionales (1,1 meses) frente al tiempo normativo.

- Los tiempos de evaluación de solicitudes de licencia ambiental disminuyeron entre 2023 y 2024, al pasar de 243 días a 232 días, lo que representa una reducción promedio de 11 días (aproximadamente un 5%). Esta disminución puede atribuirse a la menor cantidad de procesos en evaluación, pasando de 12 licencias en 2023 a 8 en 2024.

- Las causas más frecuentes de suspensión de los trámites de licencias ambientales fueron la no presentación de la certificación emitida por la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP), así como la existencia de condiciones de orden público y seguridad que no garantizaban la integridad de los funcionarios de la ANLA para realizar las visitas técnicas a los proyectos.

- Se presentó un aumento considerable en las solicitudes de "cambios menores con pronunciamiento", pasando de 72 solicitudes en 2023 a 98 en 2024. Esta tendencia puede explicarse porque se trata de un mecanismo ágil (con un plazo aproximado de 20 días hábiles y un costo cercano a $6 millones por evaluación ante la ANLA) que permite adelantar actividades consideradas necesarias por la industria, sin requerir el trámite de modificación de licencia ambiental, el cual tiene una duración aproximada de 5,8 meses en 2024, exige la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (que puede tardar cerca de cinco meses) y genera altos costos tanto en su elaboración como en su evaluación por parte de la ANLA.

Del seguimiento ambiental de los proyectos

- La ANLA ha venido incrementando año a año la cantidad de seguimientos que realiza a los diferentes sectores sobre los cuales ejerce competencia como autoridad ambiental. Para el sector de hidrocarburos se observa un incremento sostenido entre los años 2023 y 2024, pasando de 709 a 716 proyectos con seguimiento, lo que representa un aumento aproximado del 1%.

- La mayor cantidad de requerimientos en el proceso de seguimiento se concentra en el Plan de Inversión Forzosa de no menos del 1%, representando cerca del 20 % del total de los requerimientos formulados por la ANLA en los seguimientos evaluados para este estudio. Este aspecto ha resultado especialmente complejo para el sector, debido a las dificultades asociadas con la aprobación previa de los planes de inversión antes de su implementación. Una situación similar se presenta con los planes de compensación.

- Los pagos por concepto de seguimiento realizados por el sector de hidrocarburos durante los años 2023 y 2024 representan el 59 % del valor total cobrado por la ANLA a todos los sectores sujetos a control y seguimiento. Los valores pagados por este sector cuadruplican los efectuados por otros sectores como infraestructura o energía.

De los recursos de reposición

Licencias Ambientales y Modificaciones

- Para el sector de hidrocarburos, el mayor porcentaje de recursos de reposición está relacionado con el trámite de modificación de licencia ambiental (30%), seguido del trámite de solicitud de licencia ambiental global y de los procesos que ordenan el archivo de solicitudes de licencia ambiental, ambos con un 20%.

- En el año 2024, la mayoría de los recursos de reposición fueron repuestos parcialmente por la Autoridad (80%).

- A los recursos de reposición interpuestos en el año 2024 se les dio respuesta en un tiempo promedio de dos meses y medio, contado desde la radicación hasta el pronunciamiento de la Autoridad.

- El 50% de las causales de los recursos de reposición corresponde a solicitudes dirigidas a la Autoridad para modular algunas obligaciones, con el fin de hacer posible su cumplimiento.

Recursos de reposición respecto a sanciones impuestas en el sector de Hidrocarburos

- En el año 2023, el mayor porcentaje de recursos de reposición fue confirmado (57%).

- En el año 2023, la principal causa de los recursos interpuestos frente a sanciones fue la violación al debido proceso (43%).

- El tiempo promedio de duración de los procesos sancionatorios (6) cuyos recursos de reposición fueron resueltos en el año 2023 fue de 8,93 años.

- En el año 2024, la principal causa de los recursos interpuestos frente a sanciones fue nuevamente la violación al debido proceso (67%).

- El tiempo promedio de duración de los procesos sancionatorios cuyos recursos de reposición fueron resueltos en el año 2024 fue de 8,89 años.

- En el año 2024, la duración de un recurso de reposición dentro de un proceso sancionatorio registró el mayor tiempo promedio de respuesta (119,33 días), en comparación con los demás trámites de tipo permisivo.





8

BIBLIOGRAFÍA

1. **Asociación Colombiana del Petróleo y Gas – ACP.** (2025). BI ACP.

2. **Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH.** Producción Fiscalizada de Petróleo por Campo. Estadísticas del Sector. Recuperado de: https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regalías/sistemas-integradosoperaciones/estadísticas-de-producción/

3. **Asociación Colombiana del Petróleo – ACP.** Informe de Desempeño Ambiental 2016–2019. Bogotá D.C.

4. **Colombia. Presidencia de la República.** Decreto 1076 de 2015 (26 de mayo de 2015). Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Bogotá.

5. **IDEAM, MinAmbiente, PNUD, Fundación Natura.** (2024). Anexo 1. Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones Atmosféricas de Colombia: Gases de Efecto Invernadero (1990–2021), Contaminantes Criterio y Carbono Negro (2010–2021). Primer Informe Bienal de Transparencia (BTR1) de Colombia ante la CMNUCC. Bogotá D.C.

6. **IDEAM, MADS.** (2024). Informe Nacional de Residuos o Desechos Peligrosos 2023. Bogotá D.C., diciembre de 2024.

7. **IDEAM, MADS.** (2023). Estudio Nacional del Agua 2022. Bogotá D.C., marzo de 2023.

8. **Ministerio de Minas y Energía**. Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022. Por la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

9. **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.** Resolución 1256 del 23 de noviembre de 2021. Por la cual se reglamenta el uso de las aguas residuales y se adoptan otras disposiciones.

10. **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios; Departamento Nacional de Planeación – DNP.** (2023). Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos 2022. Bogotá D.C., diciembre de 2023.

11. **XM.** (2025). Datos generales de la operación 2024. Recuperado de: "En 2024, la demanda de energía en Colombia aumentó 2.3% en comparación con el año anterior" | Portal XM.



9

FACTORES DE CONVERSIÓN Y GLOSARIO



- 1 barril = 42 galones
- 1 barril = 0,1428 toneladas
- 1 barril de petróleo = 5.700 ft^3 de gas
- 1 MJ = 0,2778 kWh
- 1 MJ = 0,001 GJ
- 1 barril = 0,1589 m^3
- 1 m^3 = 6,2898 barriles
- 1 tonelada de CH_4 = 28 toneladas de CO_2 equivalente

GLOSARIO

A

ACP

Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, gremio de la industria de hidrocarburos en Colombia.

Aguasdeproducción

Agua que se genera durante la producción de petróleo y gas. Consiste en agua de formación (agua presente naturalmente en el yacimiento) y agua de inyección (agua previamente inyectada en el yacimiento).

B

Barril de Petróleo Equivalente (BEP)

Energía liberada en la combustión de un barril (1 bbl) de petróleo. Como puede variar según la composición del crudo, se toma un valor aproximado de un barril equivalente de petróleo (1 BEP) igual a 5,73 gigajulios (GJ). En promedio, en Colombia equivale energéticamente a 5.700 pies cúbicos (ft^3) de gas natural o a 0,13878 toneladas equivalentes de carbón (TEC).

C

Cadena productiva del sector hidrocarburos

Conjunto de actividades económicas relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación o procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables conocidos como hidrocarburos.

D

Demanda hídrica

Cantidad o volumen de agua utilizado por los sectores económicos y la población.

H

Hidrocarburos

Compuestos orgánicos que contienen carbono e hidrógeno, presentes en la naturaleza en estado gaseoso, líquido, graso y, en algunos casos, sólido.

I

Indicadores

Observaciones empíricas o estimaciones estadísticas que sintetizan aspectos de uno o más fenómenos relevantes para propósitos analíticos y de monitoreo en el tiempo.

O

Ofertahídrica

Volumen de agua almacenado en los cuerpos de agua superficiales en un periodo de tiempo determinado.

P

Perforación

Proceso de construcción de pozos cuya finalidad es alcanzar las formaciones rocosas donde pueden encontrarse acumulaciones de hidrocarburos (petróleo y gas). Esta etapa inicia, por lo general, después de obtener la información del estudio sísmico.

R

Residuos

Cualquier objeto, material, sustancia, elemento o producto que se encuentra en estado sólido, semisólido, o en forma de líquido o gas contenido en recipientes o depósitos, cuyo generador descarta, rechaza o entrega porque sus propiedades no permiten su reutilización en la actividad que lo generó, o porque la legislación o la normatividad vigente así lo establece.

S

Sísmica

Proceso mediante el cual ondas de energía atraviesan las capas de roca, se reflejan hacia la superficie y son registradas por equipos especiales denominados geófonos, los cuales reciben la información y la transmiten a un computador para su procesamiento.



Sostenibilidad

Capacidad de preservar en el tiempo las tres funciones principales de los ecosistemas: su función como proveedores de recursos naturales, su capacidad para recibir y tratar residuos y contaminantes, y su función como fuente de recursos para el mantenimiento de las condiciones necesarias para la vida, lo que implica preservar el capital natural.

Subzona hidrográfica

Subdivisión de una zona hidrográfica.

V

Vertimientos

Descarga final a un cuerpo de agua, a un sistema de alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido.

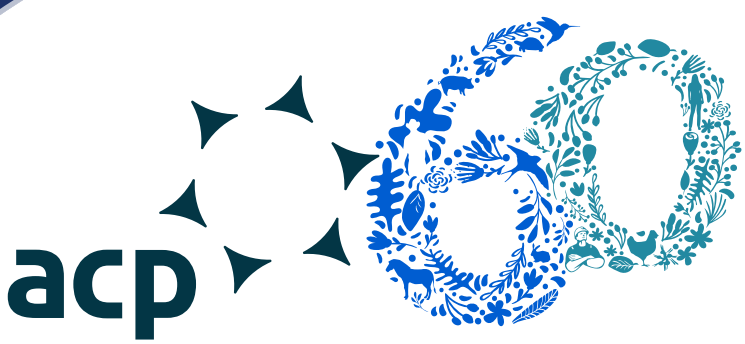
Z

Zona hidrográfica

Subdivisión principal de un área hidrográfica.

Informe de Desempeño Ambiental del Sector de Hidrocarburos

ETAPAS DE
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN



Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

Años de energía y progreso para Colombia