INFORME AL CONGRESO

agosto 2022 - 31 mayo 2026

INTRODUCCIÓN 2

CAPÍTULO 1. PIVOTE DE ENERGÍA 2

1.1 Plan 6GW en energías renovables 2

1.2 Comunidades Energéticas 2

1.3 Colombia Solar 2

1.4 Garantía de abastecimiento de energía eléctrica 2

1.5 Costos de la Energía 2

1.6 Subsidios de la energía 2

1.7 Interconexiones eléctricas 2

1.8 FONENERGÍA 2

CAPÍTULO 2. PIVOTE DE MINERÍA 2

2.1 Distritos Mineros para la Paz (Resoluciones delimitadas, y demás avances en cada distrito) 3

2.2 Distritos Mineros Especiales para la Transición Energética Justa Justa (todos los distritos pensando y el Corredor de Vida del César) 3

2.3 Empresa pública para el sector minero 3

2.4 Nuevo Marco Regulatorio de Minería (Nueva Ley Minera y decretos reglamentarios) 3

2.4 Plan nacional de Conocimiento Geocientífico 3

2.6 Minerales estratégicos 3

2.7 Política Pública Minera 3

CAPÍTULO 3 . PIVOTE DE HIDROCARBUROS 3

3.1 Garantizar el abastecimiento de gas natural combustible en el país ..... ¡Error! Marcador no definido.

3.2Subsidios de gas (GLP CILINDROS, Por redes) ..... ¡Error! Marcador no definido.

3.3 Combustibles Líquidos 14

3.4 Nuevos energéticos: Electromovilidad 36

3.5 Nuevos energéticos: Hidrógeno 49

3.6 Nuevos energéticos: Eólica offshore 53

3.7 Nuevos energéticos: Geotermia 57

3.8 Nuevos energéticos: Biogás 66

3.9 Pacto social de los hidrocarburos: Por un sector de la gente y para la gente. 73
CAPÍTULO 4. TRANSVERSAL.....78
4.1 Regalías.....78
4.2 Cooperación Internacional para la TEJ 78
4.3 Trabajo decente (suscripción del acuerdo sindical).....78
4.4 Fortalecimiento territorial, ambiental y participación social 78

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1. PIVOTE DE ENERGÍA

"XXXX"

EMPEZAR CAPITULO CON PARRAFO INTRODUCTORIO.

1.1 Plan 6GW en energías renovables

xXXXXX

1.2 Comunidades Energéticas

1.3 Colombia Solar

1.4 Garantía de abastecimiento de energía eléctrica

1.5 Costos de la Energía

1.6 Subsidios de la energía

1.7 Interconexiones eléctricas

1.8 FONENERGÍA

1.9 OTROS TEMAS QUE EL ÁREA CONSIDERE

CAPÍTULO 2. PIVOTE DE MINERÍA

“XXXX”

EMPEZAR CAPITULO CON PARRAFO INTRODUCTORIO.

2.1 Distritos Mineros para la Paz (Resoluciones delimitadas, y demás avances en cada distrito)

2.2 Distritos Mineros Especiales para la Transición Energética Justa Justa (todos los distritos pensando y el Corredor de Vida del César)

2.3 Empresa pública para el sector minero

2.4 Nuevo Marco Regulatorio de Minería (Nueva Ley Minera y decretos reglamentarios)

2.4 Plan nacional de Conocimiento Geocientífico

2.6 Minerales estratégicos

2.7 Política Pública Minera

2.8 OTROS TEMAS QUE EL ÁREA CONSIDERE

CAPÍTULO 3 . PIVOTE DE HIDROCARBUROS

Durante el cuatrienio 2022-2026, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía ha consolidado una gestión enfocada en garantizar la seguridad energética del país, promoviendo al mismo tiempo un avance estructurado hacia la Transición Energética Justa. Este tercer capítulo, denominado Pivote de Hidrocarburos, detalla las acciones estratégicas implementadas para asegurar el abastecimiento continuo de gas combustible y estabilizar el mercado de los

combustibles líquidos, destacando el saneamiento del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) y el hito histórico de nuestra adhesión como país miembro de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

Asimismo, se expone la focalización eficiente de los subsidios de gas por redes y GLP (incluyendo el programa de sustitución de leña), garantizando el acceso ininterrumpido a energéticos para los hogares más vulnerables. De manera complementaria, el capítulo presenta el decidido impulso normativo, técnico y de política pública hacia la masificación de los nuevos energéticos, consolidando marcos habilitantes para la electromovilidad, el hidrógeno de bajas emisiones, la geotermia y las bioenergías. Finalmente, se documentan los resultados del pacto social sectorial, evidenciando cómo los recursos operacionales y tributarios de la infraestructura de transporte se han gestionado para asegurar el desarrollo directo de los municipios en todo el territorio nacional.

3.1 Gas Combustible

De acuerdo con lo solicitado para informe de memorias al congreso, por parte del grupo gas, se determinó la elaboración del reporte dos actividades principales, abastecimiento de gas combustible y subsidios de gas (GLP cilindros y redes), mediante el Presupuesto General de la Nación y el Fondo de Solidaridad de Redistribución de ingresos.

3.1.1 Garantizar el abastecimiento de gas combustible en el país.

3.1.2 Declaración de producción de gas natural

Desde el proceso de Declaración de Gas Natural se implementaron acciones buscando garantizar que toda molécula de gas disponible fuera puesta a disposición del mercado a la mayor brevedad, resultado de esto en el periodo del gobierno fueron 25 modificaciones, las cuales se pueden observar en la Tabla 1.

Tabla 1. Declaración de producción de gas

Año	Actualización de Declaración de Producción
2022	10
2023	3
2024	3
2025	9

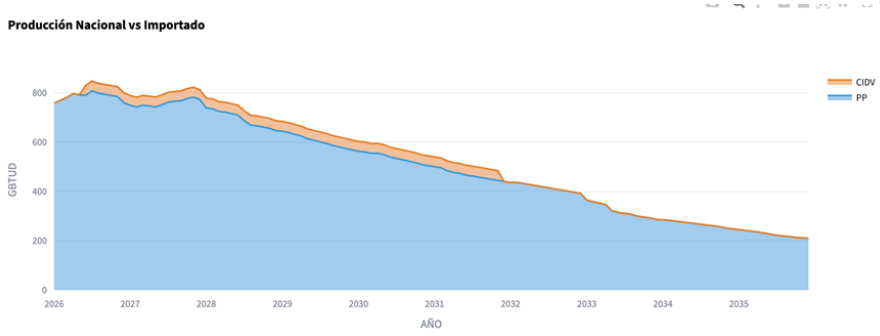
Fuente: Elaboración propia del grupo de gas combustible de la DH.

Con estas acciones, acompañadas de iniciativas regulatorias que permiten la comercialización dentro de cada periodo estándar de negociación, fueron fundamentales para mitigar los riesgos de desabastecimiento y fortalecer la seguridad energética del país.

La declaración de producción nos permitió consolidar información actualizada, precisa y acertada respecto a la disponibilidad de molécula y el panorama general del sector de gas natural. Esta visibilidad es una herramienta invaluable para la toma de decisiones estratégicas, permitiendo a los agentes del mercado disponer con mayor agilidad las moléculas.

Se realizó la actualización del formato de declaración incluyendo las cantidades de gas Importadas, importadas contratadas, así como la desagregación los campos (en el gas de operación de cada campo contrato). A continuación, se observa en la Gráfica 1.

Gráfica 1. Declaración de producción gas importado vs importado 2026-2035.



Fuente: Elaboración propia del grupo de gas combustible de la DH.

3.1.3 Declaración de GLP

Buscando una diversificación de fuentes de suministro el GLP ha venido aumentando su participación en el mercado industrial y residencial, siendo necesario la implementación de la declaración de Gas Licuado de Petróleo GLP usado en diferentes sectores de consumo por tal motivo esta declaración se ha venido realizado de manera anual y los dos últimos años semestral.

3.1.4 Planificación de infraestructura y transporte

El Ministerio adoptó formalmente el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 (mediante la Resolución 40031 de 2025), el cual viabiliza y prioriza proyectos críticos de infraestructura para conectar las zonas de producción con los centros de consumo.
Adicional, se realizaron esfuerzos para la asignación de cargos de remuneración aprobada en el 2024, para los proyectos adoptados, dando un gran paso para la construcción de la infraestructura de abastecimiento de gas natural del país. Así como lo muestra la siguiente Tabla 2.

Proyecto adoptado con solicitudes de cargos agosto 2022	Resolución de cargos aprobada	Estado
Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	2024	Finalizado - En operación
Capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca		
Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena		
Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena		En construcción - 62%
Interconexión Barranquilla Ballena con Ballena - Barrancabermeja		En gestión de materiales - 57%

Tabla 2. Fuente: Elaboración propia del grupo de gas combustible de la DH.

3.1.5 Creciente demanda de gas y balance en la oferta de gas

Desde el Ministerio de Minas y Energía se han venido liderando espacios técnicos y de diálogo con las entidades adscritas y los agentes del sector para la flexibilización de los modelos de contratación de gas, así como de sus diferentes modalidades que garantizan firmeza. Gracias a estas acciones, hoy se cuenta con un mercado regulado que dispone de diversas alternativas de comercialización, orientadas a asegurar el suministro confiable tanto de la demanda esencial como de la no esencial.

Adicionalmente, la implementación de políticas de seguimiento a la producción, exploración y comercialización de gas combustible ha impulsado a las empresas operadoras a optimizar sus procesos productivos y a dar estricto cumplimiento a los contratos vigentes de exploración y producción (E&P). Con estas estrategias, el Ministerio articula los esfuerzos sectoriales para asegurar el abastecimiento oportuno y pleno de la oferta de gas combustible en el país, abarcando tanto el Gas Natural como el Gas Licuado de Petróleo (GLP).

3.1.6 Veinte acciones para la seguridad energética

El Ministerio socializó un paquete de 20 medidas concretas diseñadas para ordenar el mercado mayorista, combatir la especulación de precios y asegurar que el sector residencial, vehicular (GNV/Flotas de Servicio Publico) e industrial cuenten con suministro y abastecimiento de manera continua:

3.1.6.1 En conjunto con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se trabaja en liberar las capacidades de transporte de contratos interrumpibles y tramos críticos para maximizar la eficiencia y flujo de gas en el país.

3.1.6.2 Emisión de lineamientos para obligar a los productores a presentar sus ofertas comerciales en trimestres estándar de negociación, evitando vacíos de oferta o incertidumbre en el mercado secundario.

3.1.6.3 Monitoreo estricto del mercado con el apoyo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para frenar incrementos de tarifas desmedidos.

3.1.7 Priorización regulatoria de la demanda esencial

A través de normativas específicas (como la Resolución 40563 de 2025), el Ministerio establece las reglas de juego en caso de un balance ajustado entre oferta y demanda. La regulación exige dar prioridad absoluta en la nominación y contratos de suministro a la "Demanda Esencial" que abarca los hogares, el comercio de barrio, las estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV).

3.1.8 Planes de contingencia ante mantenimientos críticos

Cuando las plantas clave del país entran en periodos técnicos de mantenimiento, siendo el caso de SPEC planta de importación de gas que suministra al parque térmico de la costa caribe, el Ministerio activa comités de contingencia inmediatos.

3.1.8.1 Ante los mantenimientos programados en la terminal de regasificación SPEC en Cartagena (que cubre cerca del 40% de la demanda nacional), el Ministerio expide resoluciones de contingencia operativa para obligar a las empresas térmicas y agentes a adelantar compras de reservas.

3.1.8.2 Se coordinan acciones directas entre el sector de gas y el sector eléctrico para evitar apagones o desabastecimientos cruzados en regiones críticas como el Caribe. Vinculado al Comité Nacional de

Operación de Gas (CNOG) y Comité Asesor de Comercialización del Consejo Oficial de Contratación del Sector Eléctrico (CACCSE).

3.1.9 Gasoducto del Ariari

El Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación del Meta, son copropietarias del denominado gasoducto del Ariari. Actualmente, en virtud de un contrato especial de aporte TGI, es la empresa transportadora que opera la infraestructura.

El contrato especial de aporte antes mencionado está vigente hasta el 31 de enero de 2027, por lo que resulta imperativo seleccionar y suscribir un nuevo contrato especial de aporte con la empresa transportadora que se determine antes de esa fecha, con el fin de evitar desabastecimiento en la región de Meta ante la inoperabilidad de la infraestructura por la ausencia de un transportador que la opere.

3.1.10 Caso Canacol Energy

El Ministerio de Minas y Energía, ha realizado el seguimiento al proceso de reestructuración de Canacol gestionando mesas de trabajo con las entidades adscritas y las partes contratantes del suministro de gas entregado por Canacol, producto de estas mesas de trabajo, se han instaurado una junta de seguimiento en cada una de las empresas para analizar la particularidad de sus contratos y los posibles efectos de una reestructuración o renegociación de contratos anticipándonos a cualquier decisión tomada por el tribunal en Canadá, el reto es garantizar el abastecimiento de gas para las operaciones de empresas e industrias que poseen contrato de suministro del producto.

3.2 Subsidios (GLP cilindros y gas combustible por redes).

En el marco de la política a la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, se destacan tres esquemas de subsidios que garantizan el acceso de los hogares más vulnerables: i) los subsidios otorgados a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), orientados al servicio de gas combustible por redes; ii) los subsidios de GLP en cilindros financiados con recursos del Presupuesto General de la Nación (PGN); y iii) los subsidios de GLP en cilindros asociados a la sustitución de leña, dirigidos a promover la transición energética en zonas rurales. Estos mecanismos constituyen instrumentos complementarios para ampliar la cobertura, reducir brechas sociales y asegurar condiciones de equidad en el acceso a energéticos limpios y seguros.

Dio formato: Fuente: (Predeterminada) Arial, 12 pto, Color de fuente: Automático

3.2.1 Subsidio al consumo GLP distribuido en cilindros.

De acuerdo con lo contemplado en la Resolución MME No. 40720 de 2016, y en lo descrito en el artículo, artículo 2o del Decreto 2195 de 2013, por el cual se establece el otorgamiento de subsidios al consumo de Gas licuado de petróleo (GLP) distribuido por cilindros, estableció que: “El Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar subsidios al consumo de Gas licuado de petróleo (GLP) distribuido mediante cilindros a usuarios conforme con lo establecido en la ley”, resaltando que, este beneficio ha sido entregado satisfactoriamente a la ciudadanía a través de empresas de servicio público domiciliario, durante el periodo comprendido entre el 2022 al 2026.

Dicho subsidio de cilindros de Gas licuado de petróleo (GLP) ha permitido cubrir las necesidades energéticas en diversas regiones del país donde la

infraestructura de distribución de gas por red aún no está completamente desarrollada. En este sentido, es importante destacar que un gran número de hogares se ha beneficiado en los departamentos de Putumayo, Nariño, Cauca, Caquetá, Amazonas y San Andrés y Providencia.

3.2.3 Subsidio al consumo Gas licuado de petróleo (GLP) distribuido en Cilindros (programa de sustitución de leña)

Conforme a lo establecido en el artículo 7 de la Ley 2128 de 2021 y la Resolución MME. 40165 de 2024, esta cartera ministerial se encuentra otorgando subsidios al consumo de Gas licuado de petróleo (GLP) en cilindros a los beneficiarios de los proyectos ejecutados junto a las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

En particular, en el marco de ejecución del programa en cuestión, se han visto beneficiados 9.343 hogares en los departamentos de Cauca y Córdoba, mejorando la calidad de vida y previniendo enfermedades de los usuarios beneficiados.

3.2.2 Fondo de solidaridad (subsidio al consumo de gas combustible distribuido por redes).

De acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Ley 142 de 1994 que busca garantizar el acceso del gas combustible a los hogares estrato 1 y 2 del país, promoviendo así mejorar la calidad de vida, bienestar social y el acceso a los servicios públicos básicos.

3.2.4 Discriminación de aportes de la Nación al otorgamiento de subsidios al consumo de gas combustible

A continuación, en las siguientes Tablas se describe los subsidios de los años 2022–2026, de Gas combustible redes, cilindro GLP y subsidio GLP sustitución leña respectivamente, con corte a 31 de marzo de 2026.

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2022			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	$1.047.750.000.000	100%	$1.047.750.000.000
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	$56.900.469.100	91,26%	$62.347.051.590

Tabla 3. Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2023			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	$1.290.673.000.000	100%	$1.290.673.000.000
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	$47.707.305.600	79,83%	$59.761.711.907
Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	$326.943.000,00	32,83%	$995.872.867

Tabla 4. Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2024			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	$ 922.299.825.092	100%	$ 922.299.825.092
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	$ 91.617.342.600	91,32%	$ 100.321.869.096
Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	$ 554.714.900	23,56%	$ 2.354.714.900

Tabla 5. Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2025			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	$839.055.404.505	100%	$839.055.404.505
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	$110.210.131.700	99,92%	$110.300.373.941

Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	$2.264.281.100	73,46%	$3.081.928.100

Tabla 6. Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

Denominación	Descripción	Estado		Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	
	VIGENCIA FISCAL 2026			
FSSRI (Gas Combustible Redes)	Pago de Subsidios	$719.379.993.697	48,00%	$1.510.000.000.000
Subsidios GLP Cilindros (PGN)	Pago de Subsidios	$27.785.151.200	24,82%	$111.956.988.298
Subsidios GLP Cilindros (Leña)	Pago de Subsidios	$0	0%	$3.186.712.800

Tabla 7. Fuente: MME – Grupo Gas Combustible.

En relación con los subsidios de Gas licuado de petróleo (GLP) en cilindros, en mayo de 2026 se expidió la Resolución No. 00570 del 5 de mayo de 2026, correspondiente al mes de enero y febrero respectivamente., los recursos aún no han sido girados.

Por su parte, respecto a los subsidios de gas combustible por redes, en mayo de 2026 se expidieron la Resolución No. 000663 del 20 de mayo de 2026 y la Resolución No. 000657 del 15 de mayo de 2026, correspondientes al pago del segundo al cuarto trimestre de 2025, así como al pago parcial del cuarto trimestre de 2025. A la fecha, los recursos tampoco han sido girados.

3.2.5 Deudas asociadas a subsidios

3.2.5.1 Subsidio gas por red

Con el presupuesto asignado para el pago de subsidios al consumo de gas combustible por redes para la vigencia 2026, se proyecta cubrir hasta un pago parcial del segundo trimestre de 2026, quedando un rezago de $997.335.643.187.

Lo anterior obedece al déficit presupuestal de la vigencia 2025, respecto al pago de subsidios al consumo de gas combustible por redes.

De conformidad con lo anterior, en el marco del ejercicio de planeación presupuestal del proyecto de inversión identificado con código BPIN 2018011000650; para el año 2027, se realizó una proyección presupuestal por valor de 2.1 billones en aras de cubrir el pago de dicho rezago y también, de lo correspondiente a la vigencia 2027.

3.2.5.2 Subsidio GLP cilindros

Con el presupuesto asignado para el pago de subsidios al consumo de GLP en cilindros para la vigencia 2026, se proyecta cubrir el pago hasta octubre 2026, quedando un rezago de $28.334.013.613.

Lo anterior obedece al faltante del último trimestre del 2025 más la vigencia 2026, respecto al pago de subsidios al consumo de GLP en cilindros.

De conformidad con lo anterior, en el marco del ejercicio de planeación presupuestal del proyecto de inversión identificado con código BPIN 2018011000763; para el año 2027, se realizó una proyección presupuestal por valor de $133.912.641.521 en aras de cubrir el pago de dicho rezago y también, de lo correspondiente a la vigencia 2027.

3.3 Combustibles Líquidos

3.3.1 Precios de los combustibles

Durante el cuatrienio 2022-2026, la gestión en materia de combustibles líquidos se articuló en torno a tres ejes estratégicos: la sostenibilidad fiscal del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), la actualización del marco regulatorio de precios, y el avance en la política de biocombustibles.

Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC)

Al inicio del periodo de gobierno, el FEPC registraba un déficit trimestral que alcanzó su punto más alto en los trimestres III y IV de 2022, con liquidaciones de

$9,93 billones cada uno, para un total de $19,86 billones en el segundo semestre del año. Este déficit reflejaba la brecha acumulada entre los precios internacionales de referencia y los precios internos de la gasolina motor corriente (GMC) y el aceite combustible para motores (ACPM), en un contexto de alta volatilidad en los mercados energéticos globales.

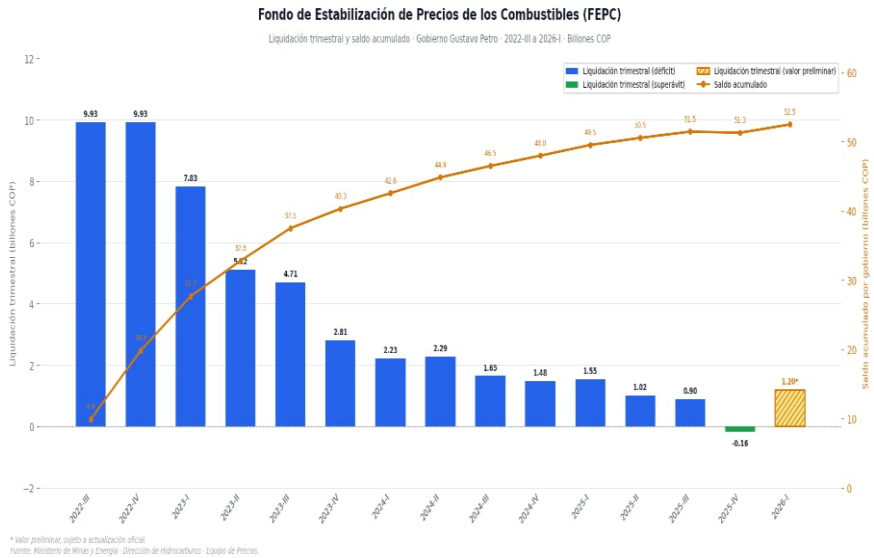
Desde octubre de 2022, el Gobierno Nacional implementó una estrategia sostenida de incrementos progresivos en los precios locales de los combustibles líquidos, reduciendo gradualmente el diferencial de compensación del FEPC. Esta política produjo una reducción consistente en las liquidaciones trimestrales a lo largo del cuatrienio. La liquidación total del FEPC durante el periodo ascendió a $52,5 billones de pesos con corte al primer trimestre de 2026.

Al inicio del gobierno, en el segundo semestre de 2022, el Fondo registró liquidaciones de $9,93 billones en cada uno de los dos trimestres, para un total de $19,86 billones. Durante 2023 la liquidación anual sumó $20,51 billones, compuestos por $15,16 billones correspondientes al ACPM y $5,35 billones a la GMC. En 2024 el costo neto del Fondo se redujo a $7,66 billones, resultado de $10,62 billones liquidados por ACPM compensados parcialmente por un Diferencial de Participación de la GMC de $2,96 billones. Para el primer trimestre de 2025, último periodo con cifras oficiales disponibles, la liquidación trimestral ascendió a $1,56 billones, la cual fue aprobado el pago por el comité FEPC del 31 de marzo de 2026. A la fecha se han revisado las cifras para el 2025 teniendo al cierre del 2025 un monto de $1,76 Billones si bien no se han aprobado por los comités correspondientes y su giro se estima para la vigencia 2026.

A partir del cuarto trimestre de 2023, la GMC comenzó a registrar un Diferencial de Participación favorable para el Fondo, es decir, un ingreso neto derivado de que el precio interno superó el precio de referencia internacional. Para el cuarto trimestre de 2025, el FEPC registró por primera vez en el cuatrienio un trimestre con superávit de $0,16 billones. La liquidación trimestral del Fondo pasó de $9,93 billones en el tercer trimestre de 2022 a $1,56 billones en el primer trimestre de 2025, lo que representa una reducción del 84% frente al pico registrado al inicio del gobierno, tal como se evidencia en la gráfica 1.

Liquidaciones Trimestrales del FEPC

Tercer Trimestre 2022 al Primer Trimestre 2026



Grafica 1. Comportamiento FEPC - Fuente: MME – Grupo Combustibles Líquidos.

Actualización del marco regulatorio de precios

En el marco de la reglamentación del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 (Ley 2294 de 2023), el Ministerio de Minas y Energía expidió un conjunto de instrumentos normativos orientados a mejorar la focalización del subsidio implícito en el FEPC y a modernizar la metodología de precios de los combustibles líquidos.

El Decreto 763 de 2024 estableció un mecanismo diferencial de precios para grandes consumidores de combustibles líquidos, definidos como aquellos agentes que consumen en promedio más de 20.000 galones mensuales. A través de este instrumento, dichos agentes adquieren los combustibles a precio de paridad internacional, reduciendo la presión fiscal sobre el FEPC y focalizando el beneficio en la población que realmente lo requiere. Los ahorros estimados para el Fondo derivados de esta medida ascendieron a $113 mil millones en 2024 y a $299 mil millones en 2025.

El Decreto 268 de 2026 complementó esta política al prohibir la estabilización a través del FEPC del ingreso al productor de los combustibles líquidos que se utilicen como materia prima para la producción de otros combustibles, incluyendo los destinados al uso en quemadores industriales en cementeras, hornos, buques y generadores de energía, entre otros. Este instrumento corrigió una distorsión identificada en el sistema, dado que el uso de combustibles subsidiados como insumo industrial en ese segmento generó un impacto estimado de $131 mil millones entre enero y abril de 2025.

3.3.2 Biocombustibles

Durante el cuatrienio 2022-2026, la gestión en materia de biocombustibles se orientó al fortalecimiento de la política pública, la actualización regulatoria, la promoción de la investigación y el desarrollo de biocombustibles avanzados, así como al aseguramiento de cadenas de suministro eficientes que permitieran mantener la disponibilidad de los energéticos en el territorio nacional.

En este periodo se adelantaron acciones regulatorias relevantes para garantizar la continuidad del abastecimiento, promover el uso de mezclas con biocombustibles y avanzar en la transición energética justa. A continuación, se presentan los principales hitos:

3.3.2.1 Regulación sobre mezclas obligatorias de biocombustibles

Mediante la Resolución 40447 del 31 de agosto de 2022, “por la cual se establece el contenido máximo de mezcla de alcohol carburante con gasolina motor corriente y extra, y de biocombustibles —biodiésel— en la mezcla de diésel fósil”, se definieron los porcentajes de mezcla obligatoria aplicables en el territorio nacional.

En virtud de esta disposición, se estableció la mezcla obligatoria de diésel fósil con biodiésel al 10%, a partir del 1 de enero de 2023. Para el caso de las gasolinas, se dispuso la mezcla obligatoria con etanol anhidro combustible, iniciando con un porcentaje del 4% desde el 1 de noviembre de 2022, con una senda progresiva hasta alcanzar el 10% a partir de 2024.

Durante el periodo de gobierno se dio cumplimiento a lo establecido en dicha resolución. No obstante, durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2024, debido a condiciones logísticas y de abastecimiento, fue necesario establecer una excepción temporal a la mezcla de biodiésel, reduciéndola al 8%. Esta medida fue adoptada mediante la Resolución 40431 del 17 de octubre de 2024, con el propósito de garantizar la continuidad del abastecimiento de combustibles en el país.

3.3.2.2 Actualización del reglamento técnico de calidad de combustibles

Asimismo, se expidió la Resolución 40444 del 30 de junio de 2023, mediante la cual se establecieron los parámetros de calidad que deben cumplir las gasolinas básicas, las gasolinas oxigenadas, el combustible diésel en mezcla con biocombustibles, así como los biocombustibles biodiésel y diésel renovable.

Este reglamento técnico derogó las Resoluciones 40103 y 40433 de 2021, consolidando un marco actualizado para la regulación de la calidad de los combustibles líquidos y sus mezclas con biocombustibles.

Durante el periodo de Gobierno se dio cumplimiento a lo dispuesto en esta resolución. Sin embargo, mediante la Resolución 40192 del 5 de mayo de 2025, se expidió un Reglamento Técnico de Emergencia que exceptuó temporalmente el cumplimiento del parámetro de calidad asociado al contenido de azufre establecido en la Resolución 40444 de 2023, aplicable a las gasolinas básicas y a las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible despachadas desde la Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol.

Esta medida tuvo como finalidad garantizar la continuidad y seguridad del abastecimiento de combustibles en el territorio nacional, evitando afectaciones en la disponibilidad del energético.

3.3.2.3 Avances en mezclas voluntarias de biodiésel B20

En materia de biodiésel, a partir de la expedición de la Resolución 40178 de 2020, se habilitó la posibilidad de desarrollar planes piloto con mezclas voluntarias de biodiésel al 20% (B20).

Esta normativa sirvió como base para el diseño de nuevas iniciativas orientadas a evaluar la viabilidad técnica, operativa y logística de la implementación de mezclas B20 de manera más amplia en el territorio nacional.

En línea con lo anterior, durante el periodo de Gobierno se expidieron tres actos administrativos clave que autorizaron la realización de planes piloto para el uso de mezclas voluntarias B20:

Resolución 00402 de 2023 expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

Resolución 00120 de 2025 expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

Resolución 00462 de 2025 expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

Estas autorizaciones permitieron la operación de un total de 361 vehículos con mezclas compuestas por 20% de biodiésel y 80% de diésel fósil. Este avance constituye un hito relevante para el escalamiento progresivo de mezclas con mayor contenido de biocombustibles en la movilidad del país, así como para el cumplimiento de los compromisos asociados a la reducción de emisiones y a la transición energética justa.

3.3.2.4 Combustibles de Aviación Sostenible (SAF)

Contexto General

Durante el periodo reportado, el Ministerio de Minas y Energía consolidó avances significativos para el desarrollo de los Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF por sus siglas en inglés) en Colombia, posicionando al país como uno de los líderes regionales en la construcción de un marco regulatorio y de mercado para este nuevo energético.

La gestión adelantada se enmarcó en los compromisos nacionales de transición energética, acción climática y reindustrialización, alineados con el Acuerdo de París, la Ley de Acción Climática 2169 de 2021, la Ley 2099 de 2021 y la Política Nacional de Reindustrialización.

Principales logros alcanzados

Primera producción de JET sintético por parte de Ecopetrol (2024) con piloto de coprocesamiento de 32.000 barriles aprobado por el ministerio de minas y energía.

Se logró el primer vuelo comercial en Colombia (2025) realizado por LATAM utilizando combustible de aviación. El combustible utilizado fue producido en la Refinería de Cartagena mediante el coprocesamiento de aceite de palma y aceite de cocina usado, cumpliendo con los estándares internacionales ASTM D7566 y ASTM D1655. y validando la compatibilidad de estos combustibles con la infraestructura aeroportuaria, los sistemas de abastecimiento y las aeronaves existentes, sin requerir modificaciones técnicas adicionales.

Desarrollo de la Hoja de Ruta SAF

El Ministerio de Minas y Energía participo en las mesas técnicas desarrolladas entre 2023 y 2024, con participación de entidades del Gobierno Nacional, industria, academia y organismos internacionales, y lidera por la Aeronáutica Civil se estructuró y lanzó la Hoja de Ruta SAF de Colombia: Cielos limpios Aviación para la vida.

La Hoja de Ruta se organizó alrededor de cinco ejes estratégicos:(1) Habilitadores jurídicos y regulatorios, (2) Instrumentos y señales para la oferta y demanda nacional de SAF, (3) Desarrollo de la cadena de suministro, (4) Innovación e investigación y (5) Financiamiento e inversiones.

El Ministerio de Minas y Energía apoya con la gobernanza de la hoja de ruta y lidera el eje (1) Habilitadores jurídicos y regulatorios desde la Dirección de Hidrocarburos.

Avances Regulatorios

Durante el periodo se avanzó en la construcción de varios proyectos normativos necesaria para habilitar la producción, importación, distribución y uso de SAF en el país.

En este sentido, se inició el desarrollo de tres proyectos regulatorios:

Reglamento Técnico de Calidad del SAF.

Resolución de actores de la cadena SAF.

Resolución para mezclas voluntarias de SAF.

Respecto al Reglamento Técnico de Calidad: “Por la cual se expide el reglamento técnico que establece los requisitos y parámetros de calidad de los combustibles de aviación semisintéticos, coprocesados y/o componentes sintéticos de mezcla (SBC) para uso en motores tipo turbina”, y se dictan otras disposiciones se adelantó el correspondiente Análisis de Impacto Normativo (AIN), que fue publicado para comentarios ciudadanos y recibió más de 170 observaciones, además del concepto técnico emitido por el Departamento Nacional de Planeación. Como resultado, se inició la construcción del proyecto regulatorio que definirá las especificaciones técnicas y los requisitos de calidad para el combustible sostenible de aviación en Colombia.

Para la resolución de actores: “Por la cual se adoptan los requisitos y lineamientos para la autorización y el registro de productores y/o importadores de componentes sintéticos de mezcla (SBC), combustibles de aviación semisintéticos coprocesados y/o mezclados para uso en motores de aviación tipo turbina, y se adoptan otras disposiciones”, se tiene concepto de la SIC y se trabaja en ajustes finales para poder dejar la resolución en firme durante el primer semestre del 2025

Finalmente, la resolución del programa de mezclas: Por la cual se establece el programa de mezcla de componentes sintéticos de mezcla (SBC) con combustibles de aviación semisintéticos coprocesados o mezclados y/o combustible de aviación de origen fósil para motores tipo turbina, y se adoptan otras disposiciones, el cual se encuentra en proceso de revisión de comentarios de la ciudadanía.

Gobernanza y Articulación Interinstitucional

Se creo a partir de las mesas técnicas realizadas entre 2023-2024 el Ecosistema de SAF nacional, conformado actualmente por más de 180 actores entre entidades públicas, productores, comercializadores, aerolíneas, academia,

centros de investigación y organismos internacionales, generando capacidades institucionales y técnicas para el desarrollo futuro del mercado SAF en Colombia.

Igualmente, se promovió la inclusión de pequeños productores y recolectores dentro de las futuras cadenas de suministro del SAF, buscando generar oportunidades de desarrollo rural y fortalecimiento de economías locales asociadas al aprovechamiento sostenible de biomasa y residuos.

Por otra parte, en CONPES de Hidrógeno de Bajas Emisiones, se incorporaron acciones específicas para el desarrollo de los Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF) dentro de la Política Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones liderada por el DNP y el Ministerio de Minas y Energía. Estas acciones buscan fortalecer el marco regulatorio, promover inversiones, desarrollar infraestructura y consolidar cadenas de suministro.

Estudios Técnicos y Cooperación Internacional

Durante el periodo se desarrolló el estudio técnico “Caracterización y evaluación de materias primas y cadenas de valor en Colombia para la producción de Combustible Sostenible de Aviación (SAF)”, con el apoyo de la Estrategia Global Gateway de la Unión Europea.

El estudio permitió identificar oportunidades de aprovechamiento de materias primas nacionales, analizar potenciales cadenas de suministro y generar insumos para la construcción de instrumentos regulatorios y de política pública.

La socialización de los resultados contó con la participación de más de 80 representantes del sector público, privado, académico y organismos de cooperación internacional.

3.3.3. Abastecimiento de combustibles líquidos

En materia de los combustibles líquidos que se gestionaron a través de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo (CLDP) —Productores, Refinadores, Importadores, Distribuidores Mayoristas, Almacenadores, Grandes Consumidores y Distribuidores Minoristas que operan estaciones de servicio marítimas y de aviación— durante el

cuatrienio 2022–2026, se materializaron acciones que potenciaron la garantía del servicio público orientado a la distribución de los CLDP y fortalecieron la seguridad energética del país.

3.3.3.1 Plan de Continuidad del Abastecimiento de Combustibles Líquidos

Con el propósito de fortalecer la capacidad de respuesta del país frente a eventos que puedan afectar la cadena de suministro de combustibles líquidos, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la estructuración del Plan de Continuidad del Abastecimiento de Combustibles Líquidos. Este instrumento busca identificar riesgos asociados a la infraestructura logística, internación para el almacenamiento y suministro de combustibles, así como establecer mecanismos de coordinación institucional y medidas de respuesta orientadas a garantizar la continuidad del abastecimiento en situaciones de contingencia.

El plan incorpora herramientas para la evaluación de escenarios de riesgo, definición de medidas preventivas y coordinación entre entidades públicas y agentes de la cadena de distribución, fortaleciendo la resiliencia del sistema nacional de abastecimiento.

3.3.3.2 Almacenamientos estratégicos de combustibles líquidos

En desarrollo del Decreto 1310 de 2024, el Ministerio de Minas y Energía avanzó en la reglamentación de los almacenamientos estratégicos de combustibles líquidos, como mecanismo orientado a fortalecer la seguridad energética y la capacidad de respuesta ante eventos que puedan comprometer el abastecimiento nacional.

De manera complementaria, se adelantó la articulación técnica con la UPME para el desarrollo del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL), instrumento de planeación que permitirá identificar necesidades de infraestructura, almacenamiento y expansión logística en el mediano y largo plazo. Así mismo, se trabajó con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en los aspectos regulatorios relacionados con los mecanismos de remuneración de los almacenamientos estratégicos. Como parte de este proceso, se realizó un diagnóstico de la infraestructura existente de almacenamiento de combustibles líquidos refinados

en el país *(ver figura 1)*, identificándose la siguiente capacidad instalada aproximada:

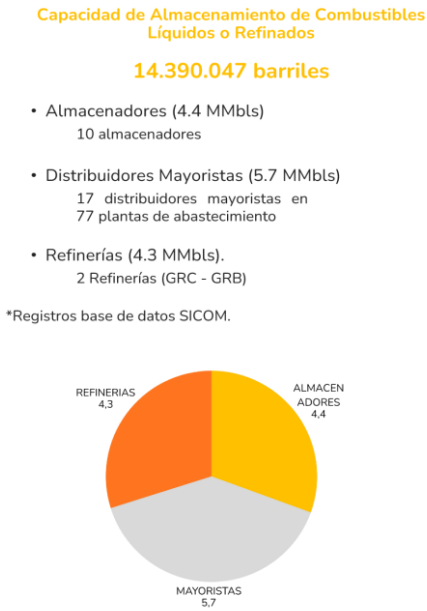
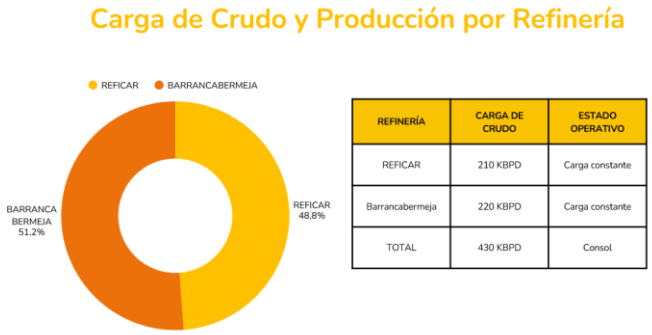


Figura 1. Capacidades de almacenamiento de Combustibles Líquidos o Refinados - Fuente: MME – Grupo Combustibles Líquidos.

Se ha identificado que la capacidad de abastecimiento CLDP depende principalmente de la operación de las refinerías nacionales *(Ver figura 2)*, las cuales constituyen el eje central de la cadena de suministro de hidrocarburos. En este contexto, la carga de crudo procesada en las refinerías determina la disponibilidad de productos refinados *(Ver figura 3)* destinados al consumo nacional de la siguiente manera, según datos del PIACL 2025-2040:



REFINERÍA	CARGA DE CRUDO	ESTADO OPERATIVO
REFICAR	210 KBPD	Carga constante
Barrancabermeja	220 KBPD	Carga constante
TOTAL	430 KBPD	Consol

Figura 2. Carga de crudo y producción por refinería - Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado del PIACL 2025-2040

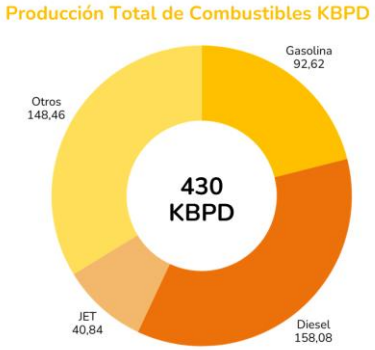


Figura 3. Producción Total de Combustibles KBPD - Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado del PIACL 2025-2040

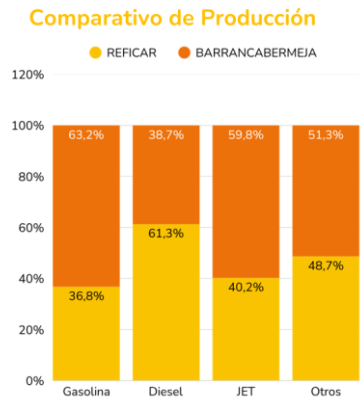


Figura 4. Comparativo de Producción - Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado del PIACL 2025-2040

Colombia continúa fortaleciendo su capacidad de producción de combustibles líquidos a través de sus principales centros de refinación. En particular, la Refinería de Barrancabermeja alcanzó en diciembre de 2025 un récord histórico de procesamiento de aproximadamente 245 mil barriles por día (KBPD), reflejando una mejora significativa en su desempeño operativo y en su aporte al abastecimiento nacional. Sumada a la producción de la Refinería de Cartagena, la capacidad conjunta de refinación del país supera los 455 mil barriles por día *(Ver figura 5)*, contribuyendo de manera determinante a la atención de la demanda interna de combustibles líquidos derivados del petróleo.

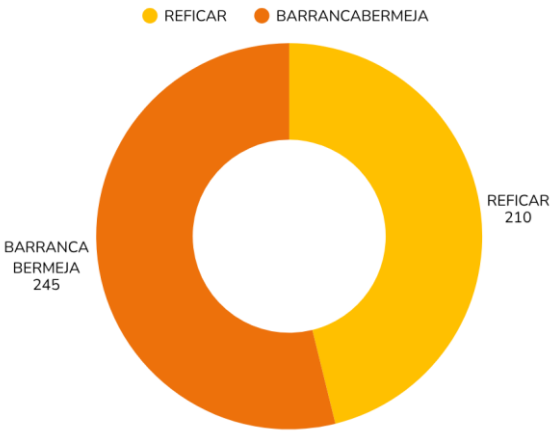


Figura 5. Carga de crudo y producción por refinería - Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Tomado de @EcopetrolMag

3.3.3.3 Seguimiento al abastecimiento nacional y atención de contingencias

Durante el cuatrienio se realizó seguimiento permanente a las condiciones de abastecimiento de combustibles líquidos en el territorio nacional, monitoreando variables asociadas a producción, importaciones, refinación, transporte, almacenamiento y distribución.

Así mismo, se efectuó el análisis y atención de eventos que generaron riesgos para la continuidad del suministro (*Ver tabla 1)* incluyendo situaciones de orden público, restricciones de movilidad, afectaciones a corredores logísticos, condiciones climáticas e incidentes operativos en infraestructura estratégica. Estas acciones permitieron adoptar medidas oportunas para mitigar riesgos de desabastecimiento y garantizar la prestación continua del servicio.

Para garantiza el abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo (CLDP) en situaciones de contingencia, la Dirección de Hidrocarburos se habilitaron diferentes esquemas con la operación de entregas:

Fecha	Descripción del evento	Ubicación	Plan de acción
ene-23	Desplazamiento de bancada Vía Popayán - Nariño	Vereda el Chontaduro	. Habilitación Buenaventura-Tumaco, vía marítima. . Habilitación ruta Neiva-Mocoa-La Hormiga-Lago grio-Tulcán-Quito- Pasto, vía terrestre. . Neiva-Sibundoy-Mocoa-Pasto, vía terrestre. . Barranquilla-Tumaco, vía marítima. . Buenaventura Tumaco. Cabotajes. . Trasiego de GLP mediante tubería. Facilidad en sitio.
ago-25	Por incumplimiento del PDA Nariño, Se restringe el abastecimiento	Nariño	. Se habilita transporte de combustible ruta Yumbo - Tumaco.

sep-25	Se presentan bloqueos en planta Apiay y derrumbe impide abastecimiento de B100	Villavicencio	. Se autoriza temporalmente el despacho desde pozos colorados sin el componente Bio, los mayoristas mezclaban en sus plantas.
dic-25	Desabastecimiento por dificultades de navegabilidad rio Guaviare	Puerto Inírida	. Se activa transporte aéreo de electrocombustible por crisis eléctrica
ene-26	Desabastecimiento por bajo nivel fluvial	Puerto Carreño	. Se activa transporte aéreo de electrocombustible por crisis eléctrica
ene-26	Desabastecimiento por dificultades de navegabilidad rio Guaviare	Mitú (Vaupés)	. Activar un puente aéreo para transportar combustible y evitar afectaciones en la generación de energía y el abastecimiento local.
feb-26	grave crisis de movilidad ocasionada por la ola invernal, la cual ha provocado el colapso de la infraestructura vial en la conexión Cartagena – Montería – San Juan de Urabá,	San Juan de Urabá	. Se habilita planta virtual para despacho desde el departamento de Antioquia.
may-26	Por disturbios y terrorismo en la vía panamericana Popayan - Pasto	Nariño	Se habilita temporalmente esquemas de contingencias para cubrir demanda.

Memorias construidas 2022 – 2026

Tabla 1. Eventos que generaron riesgos para la continuidad del suministro - Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos

3.3.3.4 Seguimiento y control a agentes de la cadena de distribución

Con el fin de fortalecer la confiabilidad del sistema de abastecimiento y verificar el cumplimiento de la normativa vigente, se realizaron visitas técnicas a plantas de abastecimiento, almacenadores, distribuidores mayoristas y demás agentes de la cadena de combustibles líquidos.

Estas actividades permitieron verificar condiciones operativas, infraestructura de almacenamiento, cumplimiento de requisitos regulatorios, seguridad industrial y capacidad logística de los agentes, contribuyendo a la mejora continua de las

condiciones de abastecimiento y a la identificación temprana de riesgos para el suministro nacional.

A continuación, se relacionan los agentes habilitados y activos *(Ver tabla 2)* en el Sistema de Información de Combustibles Líquidos, Sicom:

Agentes	Habilitados
Productores	17
Refinadores	16
Importadores	26
Mayoristas CL	23
Mayoristas QI	17
Almacenadores	131
EDS Aviación	136
EDS Marítima	42
Grandes Consumidores	273

Dato SICOM mayo 2026

Tabla 2. Agentes habilitados y activos - Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos - Datos SICOM

3.3.3.5 Planes de Abastecimiento en Zona de Frontera

Durante la vigencia del presente cuatrienio, los planes de abastecimientos para las Zonas de Fronteras cumplieron un rol importante en la distribución de los combustibles que marcaron la pauta en los territorios. Estos cambios obedecieron a cambios en la infraestructura del sistema de distribución.

Cabe resaltar como hito importante, la inclusión del departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, como Zona de Frontera, mediante Decreto 931 del 7 de junio de 2023.

A continuación, se muestra el listado de Habilitantes regulatorios de los Planes de Abastecimiento *(Ver tabla 3)* que se actualizaron en este cuatrienio:

Habilitante regulatorio	Departamento ZDF
Resolución No. 01841 del 06 diciembre 2022	Arauca
Resolución No. 01089 del10 octubre 2023	Norte de Santander

Resolución No. 01150 del 24 octubre 2023	Vichada
Resolución No. 01746 del 29 diciembre 2023	La Guajira
Resolución No. 00797 del 01 agosto 2024	Cubará - Boyacá
Resolución No. 01853 del 18 diciembre 2024	Nariño
Resolución No. 01917 del 27 diciembre 2024	Guainía

Tabla 3. Habilitantes regulatorios de los Planes de Abastecimiento - Fuente: Elaborado MME - Grupo Combustibles Líquidos

3.3.4. AIE- Proceso de Adhesión de Colombia a la Agencia Internacional de Energía (AIE)

La Dirección de Hidrocarburos participó activamente en el proceso de adhesión de Colombia a la Agencia Internacional de Energía (AIE), atendiendo requerimientos técnicos relacionados con abastecimiento de combustibles, confiabilidad del sistema, atención de contingencias y almacenamientos estratégicos.

Esta participación permitió evidenciar los avances regulatorios e institucionales del país en materia de seguridad energética, así como fortalecer el intercambio de buenas prácticas internacionales y la alineación de Colombia con estándares internacionales para la gestión de riesgos de abastecimiento y resiliencia energética.

En este cuatrienio Colombia transitó desde la identificación de brechas estructurales hasta el cumplimiento pleno de los estándares internacionales exigidos por la Agencia Internacional de Energía (AIE).

El resultado final, fue la invitación a convertirse en miembro pleno, lo cual reflejó una gestión técnica rigurosa, una articulación institucional efectiva y un compromiso estratégico con la seguridad energética y la cooperación internacional.

A continuación, se detalla en la Imagen 1, los hitos cumplidos en el camino hacia la adhesión de Colombia a la AIE:



Imagen 1. Hitos proceso adhesión - Fuente: Elaborado MME

Durante el año 2025, el Gobierno Nacional consolidó avances sustantivos en el proceso de adhesión a la Agencia Internacional de Energía (AIE), logrando culminar satisfactoriamente la etapa de evaluación técnica. La gestión interinstitucional se enfocó en la finalización, ajuste y validación de los principales instrumentos exigidos por la Agencia, particularmente el Programa de Restricción de la Demanda (PRD) y el Manual de Respuesta a Emergencias en el suministro de hidrocarburos.

El proceso alcanzó su punto más relevante con la defensa exitosa del Emergency and Security Review (ESR) el 20 de noviembre de 2025 en París, en donde el Comité de Cuestiones de Emergencia confirmó que Colombia cumplía con los requisitos de membresía.

El equipo evaluador concluyó que:

- Colombia cumplió con los requisitos de membresía de la Agencia Internacional de Energía (AIE).
- Contaba con un marco legal adecuado para la gestión de emergencias.

- Poseía capacidad efectiva para implementar medidas de restricción de demanda.
- Había desarrollado instrumentos técnicos robustos y coherentes.
- Asimismo, se reconoció el compromiso del país con el fortalecimiento progresivo de su seguridad energética.

Como resultado de estos avances, en febrero de 2026, durante la Reunión Ministerial de la Agencia Internacional de Energía (AIE) *(Ver imagen 1)*, los países miembros invitaron por unanimidad a Colombia a convertirse en el 33.º país miembro de la Agencia, marcando un hito en su participación en la gobernanza energética global.



Imagen 1. Participación del MME en la Reunión Ministerial de la IEA 2026
Fuente: Grupo de Comunicación y Prensa

Tras la invitación oficial a Colombia para convertirse en el 33.º país miembro de la Agencia Internacional de Energía, el país inició la fase interna de ratificación del Acuerdo sobre un Programa Internacional de Energía, enmendado el 14 de noviembre de 2024, instrumento constitutivo que regula los derechos y obligaciones de los Estados miembros de la Organización.

Con el fin de culminar el proceso de adhesión y perfeccionar el vínculo jurídico internacional, el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades

competentes, ha definido la siguiente hoja de ruta para la aprobación y ratificación del Acuerdo, como se muestra a continuación en la Imagen 2 y 3:

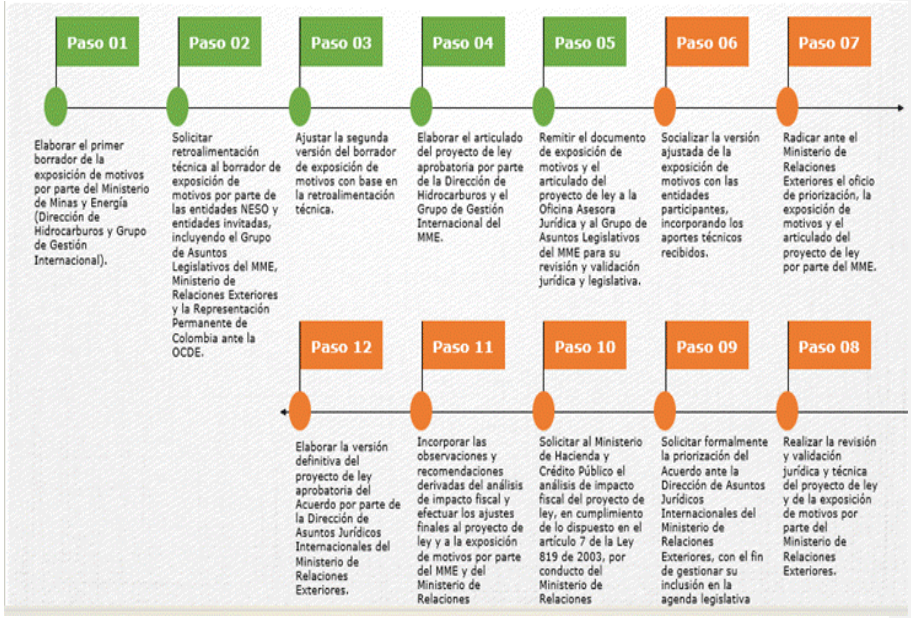


Imagen 2. Pasos Adhesión, hoja de ruta – Fuente: elaborado MME

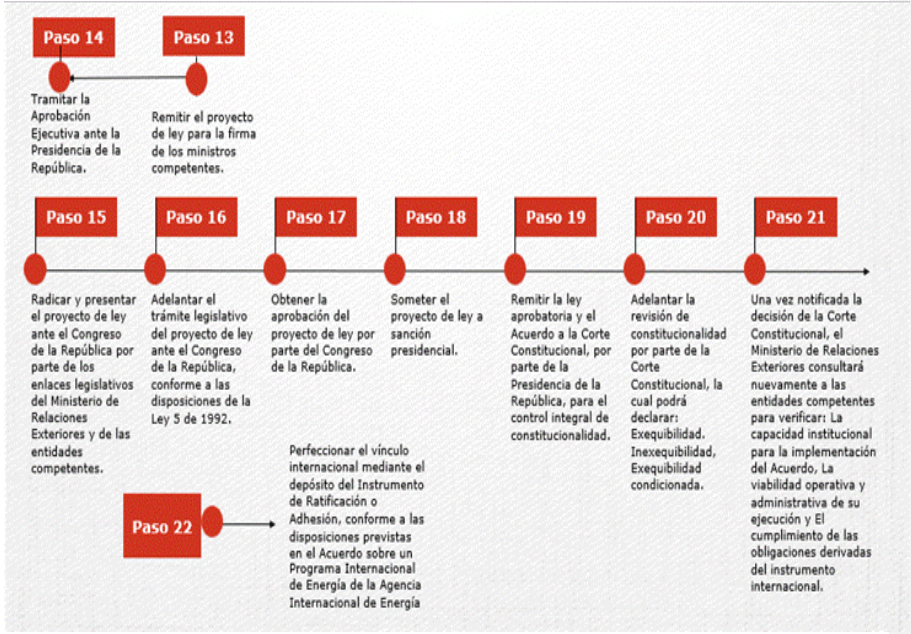


Imagen 2. Pasos Adhesión, hoja de ruta – Fuente: elaborado MME

3.3.4.1 Actividades ejecutadas

3.3.4.1.1 Elaborar del primer borrador de la exposición de motivos por parte de la Dirección de Hidrocarburos y el Grupo de Gestión Internacional del Ministerio de Minas y Energía.

3.3.4.1.2 Solicitar de retroalimentación técnica al borrador de exposición de motivos por parte de las entidades de la Comisión NESO y demás entidades participantes, incluyendo el Grupo de Asuntos Legislativos del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Relaciones Exteriores y la Representación Permanente de Colombia ante la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

3.3.4.1.3 Ajustar la segunda versión del borrador de exposición de motivos con base en la retroalimentación técnica.

3.3.4.1.4 Elaborar el articulado del proyecto de ley aprobatoria por parte de la Dirección de Hidrocarburos y el Grupo de Gestión Internacional del Ministerio de Minas y Energía.

3.3.4.1.5 Remitir el documento de la exposición de motivos y del articulado del proyecto de ley a la Oficina Asesora Jurídica y al Grupo de Asuntos Legislativos del Ministerio de Minas y Energía para su revisión y validación jurídica y legislativa.

3.3.4.2 Actividades en curso

3.3.4.2.1 Socializar la versión ajustada de la exposición de motivos con las entidades participantes e incorporación de los aportes técnicos recibidos.

3.3.4.3 Actividades pendientes

3.3.4.3.1 Radicar ante el Ministerio de Relaciones Exteriores el oficio de priorización, la exposición de motivos y el articulado del proyecto de ley por parte del Ministerio de Minas y Energía.

3.3.4.3.2 Realizar la revisión y validación jurídica y técnica del proyecto de ley y de la exposición de motivos por parte del Ministerio de Relaciones Exteriores.

3.3.4.3.3 Solicitar la priorización del Acuerdo ante la Dirección de Asuntos Jurídicos Internacionales del Ministerio de Relaciones Exteriores para su inclusión en la agenda legislativa correspondiente.

3.3.4.3.4 Solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público del análisis de impacto fiscal del proyecto de ley, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley 819 de 2003, por conducto del Ministerio de Relaciones Exteriores.

3.3.4.3.5 Incorporar las observaciones y recomendaciones derivadas del análisis de impacto fiscal y efectuar los ajustes finales al proyecto de ley y a la exposición de motivos por parte del MME y del Ministerio de Relaciones Exteriores.

3.3.4.3.6 Elaborar la versión definitiva del proyecto de ley aprobatoria del Acuerdo por parte de la Dirección de Asuntos Jurídicos Internacionales del Ministerio de Relaciones Exteriores.

3.3.4.3.7 Remitir el proyecto de ley para la firma de los ministros competentes.

3.3.4.3.8 Tramitar la Aprobación Ejecutiva ante la Presidencia de la República.

3.3.4.3.9 Radicar y presentar el proyecto de ley ante el Congreso de la República por parte de los enlaces legislativos del Ministerio de Relaciones Exteriores y de las entidades competentes.

3.3.4.3.10 Adelantar el trámite legislativo del proyecto de ley ante el Congreso de la República conforme a las disposiciones de la Ley 5 de 1992.

3.3.4.3.11 Obtener la aprobación del proyecto de ley por parte del Congreso de la República.

3.3.4.3.12 Someter el proyecto de ley a sanción Presidencial.

3.3.4.3.13 Remitir la ley aprobatoria y el Acuerdo a la Corte Constitucional, por parte de la Presidencia de la República, para el control integral de constitucionalidad.

3.3.4.3.14 Adelantar la revisión de constitucionalidad por parte de la Corte Constitucional, la cual podrá declarar: Exequibilidad. Inexequibilidad, Exequibilidad condicionada.

3.3.4.3.15 Una vez notificada la decisión de la Corte Constitucional, el Ministerio de Relaciones Exteriores consultará nuevamente a las entidades competentes para verificar: La capacidad institucional para la implementación del Acuerdo, La viabilidad operativa y administrativa de su ejecución y El cumplimiento de las obligaciones derivadas del instrumento internacional.

3.3.4.3.16 Perfeccionar el vínculo internacional mediante el depósito del Instrumento de Ratificación o Adhesión, conforme a las disposiciones previstas en el Acuerdo sobre un Programa Internacional de Energía de la Agencia Internacional de Energía.

3.4 Nuevos energéticos: Electromovilidad

La movilidad eléctrica busca la electrificación de los modos de transporte que usan tecnologías de combustión interna, para transitar hacia una movilidad sostenible. En este eje estratégico se avanza con la implementación de comunidades energéticas para la movilidad que fomenten las economías productivas, apoyen las economías populares y promuevan la reconversión laboral, en especial en zonas dependientes de la minería y los hidrocarburos.

Asimismo, se busca formular política pública para acelerar la estandarización y el despliegue de la infraestructura de carga eléctrica y acompañar el desarrollo e implementación de proyectos de electrolineras, así como de estaciones de carga eléctrica, contribuir al desarrollo productivo, e impulsar la cadena de valor de la movilidad eléctrica.

De este modo, la movilidad eléctrica se propone la transformación del transporte desde la comprensión de las condiciones de infraestructura en los territorios, y se posiciona como un habilitante de la movilidad urbana, para servicios de salud, educación, trabajo, entre otros.

En consecuencia, la movilidad eléctrica contribuye a disminuir la pobreza energética y la pobreza multidimensional mediante la energización de territorios

y el impacto positivo que trae para las comunidades, el transporte y la productividad.

En síntesis, los proyectos que se despliegan de la movilidad eléctrica favorecen la economía del país, promueven la descarbonización del sector de transporte al sustituir la demanda de líquidos fósiles (gasolina y Diesel) por energéticos limpios (energía eléctrica, solar o hídrica) favoreciendo la disminución de las emisiones de gases invernadero. Asimismo, permite la competencia e introducción de nuevos actores en temas de movilidad y generación y comercialización de energía, y se promueve la eficiencia energética del sector transporte, toda vez que los vehículos recorren más kilómetros por menos unidades energéticas, en comparación con la gasolina.

Principales iniciativas de movilidad eléctrica han sido enmarcadas en tres principales frentes de acción: proyectos, políticas y habilitadores regulatorios y desarrollo de capacidades:

3.4.1 Proyectos ejecutados o en ejecución

3.4.1.1 Implementación del proyecto de comunidades energéticas basadas en fuentes hídricas: E-turbinas. Se avanza con el proyecto Movimiento Pacífico: Comunidades Energéticas para la movilidad eléctrica, sostenible, fortalecimiento de las economías populares, productividad y competitividad del Río San Juan (Chocó) y el Río Raposo (Valle), cuyo objetivo es implementar micro centrales hidroeléctricas de 30 kW c/u con alcance de 80 a 100 hogares, con uso de energía para productividad (pesca, potencial turismo y/o energía limpia para la minería). Este proyecto impulsa la competitividad a través de la reducción de los costos del transporte y disminución de uso y compra de gasolina; mayor cobertura para temas de movilidad (transporte de pasajeros, escolar, economías populares, otros servicios). Se planea la georreferenciación de las micro centrales como se muestra en la imagen 1.

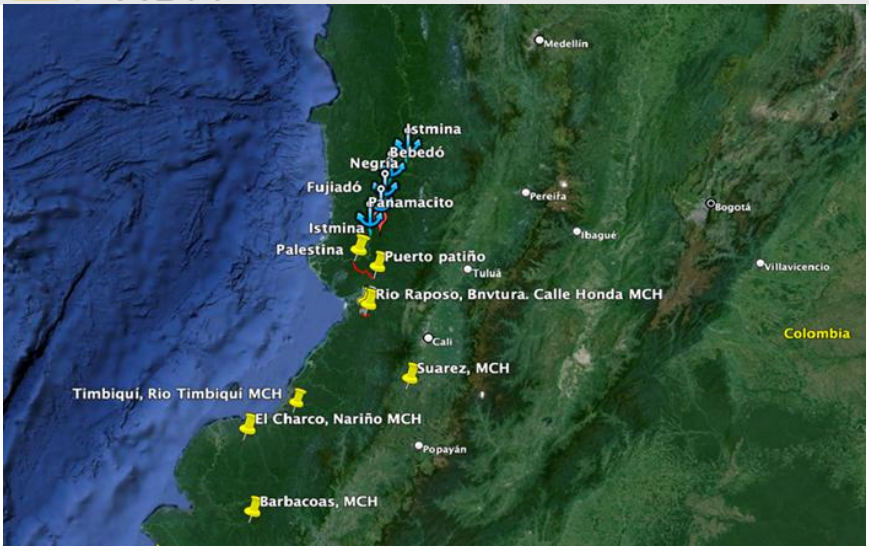


Imagen 1. Georreferenciación de micro centrales. Fuente: Ministerio de Minas y energía, 2024.

De esta manera, se ha trabajado en estructuración de la Ruta Energética Fluvial con 140 km en el de río San Juan para embarcaciones de motor eléctrico que contempla el diseño de cuatro estaciones de carga (electrolineras) beneficiando a diferentes municipios de Chocó (Istimina-Bebedó-Negría-Fujiado). Al respecto, se cuenta con la solución de 30 KW de generación de energía a partir de fuentes hídricas para las comunidades. Asimismo, se focalizaron las comunidades en ZNI, de acuerdo con la Resolución 40137 de abril de 2024; logrando la identificaron 28 comunidades con cobertura de solución fluvial eléctrica. En consecuencia, se estructuró la solución energética basada en E-Turbinas de 5KW en arreglos desde tres e-Turbinas o más para las comunidades energéticas basadas en fuentes hídricas. Finalmente, se inició un estudio de prefactibilidad del potencial energético hídrico en El Charco, Nariño, para analizar nuevas rutas hídricas navegables.

3.4.1.2 Primera estación de carga compartida de vehículos eléctricos en Mingueo, La Guajira

Con el propósito de tener un mayor despliegue de infraestructura de carga, se inauguró la primera estación de carga compartida de vehículos eléctricos en Mingueo, Guajira (abril de 2024).

El proyecto, que hace parte de un piloto tiene como objetivo la adopción de vehículos eléctricos para el trabajo en ambientes rurales, la descarbonización del sector transporte y el fomento de economías populares, mediante la reconversión laboral y productiva de la comunidad.

Esta iniciativa ejecutada por la ONG Polen Transiciones Justas, financiada por la Fundación Rockefeller bajo el fondo LEAP Fund, con el respaldo de Ministerio de Minas y Energía, tuvo la participación de la Junta de Acción Comunal del Barrio San Martin (Mingueo), quienes cedieron el predio, contribuyeron con la construcción de la electrolinera e instalación de 12 paneles solares de 555Wp cada uno - 6,6kwp, 7 baterías de litio de 3500Wh para un total de 24.5kwh de energía.

Mingueo, fue seleccionada para llevar a cabo este piloto teniendo en cuenta su vocación minera, que además tiene con un alto potencial energético solar, su vocación minera, que además tiene con un alto potencial energético solar, su entorno rural y sus restricciones en el transporte urbano e interurbano.

3.4.1.3 Ruta de la Energía Bogotá - Cali

En el marco de la COP16 en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía, lideró la Ruta de la Energía, una iniciativa que recorrió más de 460 km desde Bogotá hasta Cali en vehículos eléctricos e híbridos enchufables, destacando el avance de la electromovilidad en Colombia. Esta travesía alcanzó el imponente Alto de la Línea a 3.323 metros sobre el nivel del mar, demostrando la capacidad de los vehículos eléctricos en terrenos montañosos y su contribución al cuidado ambiental.

La Ruta de la Energía evitó el uso de más de 333 litros de combustibles fósiles, logrando un ahorro superior al 75% en consumo energético, lo que representa una reducción de aproximadamente 865 kg de CO_2, reforzando así, el compromiso del Gobierno del Cambio con la sostenibilidad y la Transición Energética Justa.

Durante el recorrido se inauguraron dos (2) estaciones de carga. Estación de carga eléctrica en Línea- Cajamarca y en Valle-Buga en la ruta 40 (Bogotá-Cali, 460 kms), en alianza con la Confederación de Distribuidores Minoristas de Combustibles y Energéticos (COMCE), con el fin de generar la sustitución de dos estaciones de energía que actualmente son de gasolina por espacios que presten servicios de carga de energía a vehículos eléctricos, por medio de energéticos estratégicos (energía solar).

3.4.1.4 Regulación de tarifas asociadas a la prestación del servicio de carga para vehículos eléctricos

La falta de tarifas eléctricas reguladas que contemplen las necesidades para el servicio de carga de vehículos eléctricos en Colombia representa una barrera de mercado y financiera significativa para el despliegue de la infraestructura de recarga. Esta situación plantea varios desafíos que podrían afectar tanto a los usuarios privados, como a los operadores de servicios de carga y posibles inversionistas que quieran entrar en el mercado asociado a la carga de vehículos eléctricos. Es por esto, que se ejecutó un estudio sobre el marco regulatorio sobre una estructura tarifaria para la carga de vehículos eléctricos, con apoyo de Deloitte y Banco Mundial. La consultoría tuvo como objetivo analizar la viabilidad técnica y evaluar la estructura tarifaria para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos (EV) de acceso público en Colombia. La evaluación y el análisis de un modelo tarifario para la carga de EV permitió identificar los cambios regulatorios necesarios para promover un sistema de tarifas que fomente la electrificación vehicular de manera sostenible, accesible y rentable, los cuales fueron incorporados en la Resolución 40559 de 2025.

3.4.1.5 Estandarización de conectores para la carga de vehículos eléctricos

La falta de regulación sobre la estandarización de los conectores que llevan instalados los vehículos eléctricos en Colombia, representa una barrera técnica significativa para el despliegue a gran escala de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en el país. Esta problemática se deriva de la falta de uniformidad en los tipos y especificaciones de los cargadores utilizados por diferentes fabricantes de los vehículos.

De esta manera, se ejecutó un estudio sobre la evaluación de la estandarización de conector para vehículos eléctricos e híbridos enchufables en estaciones de carga de acceso público, con apoyo de Ricardo Energy, Greenbee y Banco Mundial, el cual tuvo como objetivo proporcionar recomendaciones sobre el proceso de regulación y estandarización de los conectores de vehículos eléctricos en los sistemas de transporte masivo de pasajeros, así como la actualización de los estándares de los vehículos eléctricos ligeros privados, en el marco de la Resolución 40223 de 2021. Estas recomendaciones fueron incorporadas en la Resolución 40559 de 2025.

3.4.1.6 Cooperación Triangular Trans-Cero Regulación Electromovilidad

En la región LATAM el transporte terrestre es uno de los sectores que más aporta al cambio climático. Por lo tanto, es un sector prioritario para descarbonizar. En la actualidad ya existen experiencias positivas en la adopción de sistemas de transporte cero emisiones, como la incorporación de buses eléctricos a los sistemas de transporte público de algunas metrópolis de LATAM. Sin embargo, todavía existen importantes barreras en la adopción de sistemas cero emisiones, una de ellas es la falta de regulaciones. Las regulaciones son una pieza clave del rompecabezas para un adecuado ecosistema para la adopción de nuevas tecnologías de manera acelerada en la región.

Entendiendo la importancia de las regulaciones para acelerar la masificación de nuevas tecnologías, un desafío aún mayor es homogenizar las regulaciones a un nivel regional, así impulsar las industrias de cada país y dinamizar la comercialización dentro de la región, además de generar mejores condiciones de mercado, asegurar la introducción de tecnología de calidad o que un vehículo eléctrico pueda desplazarse entre países con la seguridad de poder recargar en la vía pública. Colombia, México y Perú, por medio de una cooperación triangular busca fortalecer las capacidades de sus ministerios en el desarrollo de regulaciones y estándares, así como la adopción de tecnologías cero emisiones en el transporte terrestre, y mira a Chile como referente regional por su liderazgo en la implementación de regulaciones y operación de proyectos, como las desarrolladas en infraestructura de carga, transporte público en buses y taxis

eléctricos, entre otros, lideradas por sus ministerios de transporte y energía. Es por esto, que se está ejecutando una cooperación triangular entre CHILE, COLOMBIA, MÉXICO y PERÚ para promover un transporte cero emisiones - CTR TRANSCERO, con apoyo de GIZ.

3.4.1.7 Ruta E- Proyecto piloto Bogotá -Cartagena

Reconociendo la urgente necesidad de descarbonizar el transporte de carga en Colombia y la importancia estratégica del corredor Bogotá–Cartagena como eje económico del país, a través del cual se transporta alrededor del 22% de la carga en carretera, y convencidos de que la transición hacia vehículos de cero emisiones en el transporte de carga representa una oportunidad competitiva para las empresas colombianas y una estrategia directa para alcanzar los objetivos climáticos en consonancia con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), conjuntamente el Ministerio de Transporte con el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, con CALSTART/Drive to Zero (ONG creada para la descarbonización del transporte de carga) el y el respaldo de socios técnicos como el ICCT y Logyca. Se encuentran desarrollando un proyecto piloto para este primer corredor de transporte de carga de cero emisiones netas para el 2050 de Colombia, que sea una ruta limpia y eficiente para lo cual se requiere unir esfuerzos para gestionare impulsar la implementación y ampliación de la red de infraestructura de carga y el tránsito de camiones eléctricos de carga a lo largo del corredor. Con una meta intermedia para que en el periodo 2030 - 2035, el proyecto permita sobrepasar la implementación de 1.000 camiones eléctricos a lo largo del corredor. Se prevé que los primeros camiones eléctricos y cargadores entren en operación en el último trimestre de 2026.

3.4.1.8 Estándar de eficiencia energética para vehículos livianos nuevos

Se está ejecutando un proyecto para establecer estándares de eficiencia energética en vehículos livianos nuevos, en el marco del proyecto IMPROVE (abreviatura de Introducing Measures, Pathways and Roadmaps for Optimizing Vehicle Efficiency and Electrification), que aborda uno de los principales retos de la movilidad de nuestro tiempo: la necesidad de acelerar el abandono de los motores de combustión interna, la transición a los vehículos eléctricos y el

aumento de la eficiencia energética, que permita aumentar el rendimiento promedio de los vehículos del país, es decir que, por cada kilómetro recorrido, los vehículos consuman menos energía, y de esta manera los países de reciente industrialización y en vías de desarrollo reduzcan las emisiones medias de gases de efecto invernadero de los vehículos nuevos para 2030 en comparación con un escenario de referencia y contribuyan así al Acuerdo de París.

La consultoría tiene como objetivo establecer la metodología para definir un estándar de eficiencia energética para vehículos livianos nuevos en Colombia, así como realizar acompañamiento en el relacionamiento con los actores de interés y evaluar el impacto en el mercado de establecer esta política.

Con los resultados de la consultoría se avanzará en la expedición de un Reglamento Técnico que establezca las condiciones para mejorar la eficiencia energética del parque vehicular liviano nuevo que ingrese o se ensamble en el país.

3.4.1.9 Electromovilidad para vehículos de 2 y 3 ruedas y lanchas

Entre otras acciones se señala la implementación de proyectos de electromovilidad para diversos modos de transporte: E-movilidad (e-lanchas, e-bicis, e-tricis, e-motos, y variaciones). Su objetivo es electrificar vehículos de dos y tres ruedas, siendo una solución modular, que combina tanto generación de diferentes tipos (fuente fotovoltaica o generación a partir de fuentes hídricas) como vehículos de diferentes tipos (combinación desde la movilidad eléctrica). Se focaliza la territorialización de la estrategia para impactar población que ejerce economías populares, fomentar economías productivas y descarbonizar, mejorar la eficiencia del transporte, competitividad y fomenta el turismo. Así, en Mingueo, Guajira, se entregaron cinco e-motos en el marco de la inauguración de la primera estación de carga eléctrica de la zona (abril 2024). También, se entregó, junto a FENOGE, el primer "tuc-tuc" eléctrico en la ciudad, con el objetivo de incentivar la movilidad sostenible y promover el turismo responsable. Esta iniciativa apoya la masificación del uso de vehículos de cero emisiones en transporte terrestre de pasajeros.

Para la implementación de proyectos de electromovilidad, se ha trabajado con E-bicis, formulando el documento de conceptualización del programa para

sustitución (ascenso tecnológico) de bicicletas de motor de combustión interna por bicicletas eléctricas. También, se generó el documento de estructuración técnica para vehículos de dos y tres ruedas y estaciones de carga para el desarrollo del programa para ascenso tecnológico de vehículos livianos. El documento se envió como propuesta para temas de cooperación internacional: 10 estaciones de carga y 4MCH.

La implementación de proyectos de navegabilidad eléctrica en los canales de Cartagena. Su objetivo es habilitar el uso de transporte urbano acuático en los canales internos navegables de la ciudad de Cartagena. Es una iniciativa que se desarrolla en conjunto con la Alcaldía Local, la Empresa de Desarrollo Urbano de Cartagena, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, y Ministerio de Transporte. Desde el Ministerio de Minas y Energía, se realizará asistencia técnica y se proveerán los motores eléctricos del piloto del proyecto.

3.4.2 Políticas y habilitadores regulatorios

3.4.2.1 Formulación de la política pública para acelerar la estandarización y el despliegue de la infraestructura de carga eléctrica: Infraestructura de carga.

Estrategia Nacional de Infraestructura de Carga: En cooperación con el Banco Mundial y Deloitte, se desarrolló la Estrategia Nacional para la Infraestructura de Carga de Vehículos Eléctricos, una hoja de ruta clave para acelerar la transición hacia la movilidad eléctrica en el país. Esta estrategia incluyó cinco (5) capítulos.

Capítulo 1. Evaluación de la viabilidad técnica y económica del despliegue de infraestructuras de carga

Capítulo 2. Modelos de negocio para infraestructura de carga

Capítulo 3. Mecanismos financieros para apoyar la infraestructura de movilidad eléctrica en Colombia

Capítulo 4. Trasladar las mejores prácticas internacionales de despliegue de infraestructuras a Colombia

Capítulo 5. Guía completa para la transición de estaciones de servicio a estaciones de energía

Con esta estrategia se proporciona una planificación integral y coordinada a nivel nacional, evitando desarrollos aislados e ineficientes. A futuro, su implementación permitirá escalar el uso de vehículos eléctricos, reducir las emisiones del sector transporte, generar empleo en sectores verdes e integrar energías renovables a la infraestructura de carga.

3.4.2.2 Plataforma para el registro de puntos de carga CárgaME

Se desarrolló y consolidó una plataforma denominada CargaME para el registro de puntos de carga de vehículos eléctricos, que permita brindar información al usuario final y al Ministerio de Minas y Energía en el avance del despliegue de cargadores de acceso público para vehículos eléctricos.

CárgaME se ha desarrollado en línea con los compromisos adquiridos en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, la Ley 1964, el documento CONPES de Crecimiento Verde, la Resolución 40223 del 2021 y la Resolución 40123 de 2024. Nuestro objetivo es mejorar el ecosistema de los vehículos eléctricos y brindar confianza al usuario final sobre la disponibilidad de las estaciones de carga con las que cuenta el país.

Esta plataforma generará más información a los usuarios de vehículos eléctricos e híbridos enchufables, los cuales podrán visualizar en el mapa de Colombia la ubicación de las estaciones de carga. De igual manera podrán identificar la cantidad de cargadores, los tipos de conectores disponibles, potencias, precios de carga, horarios, y el prestador de servicio de carga. También permitirá realizar seguimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía a los Prestadores de servicio de carga en el cumplimiento de las condiciones dispuestas en la resolución 40223 de 2021 y la Resolución 40123 de 2024.

Finalmente, se gestionaron recursos con KFW con el fin de desarrollar una app móvil de Cárgame, y todas las funcionalidades de la plataforma web poderlas tener en la app, de tal manera que se pueda generar una mejor experiencia del usuario. Esta app actualmente se encuentra en desarrollo.

3.4.2.3 Habilitadores regulatorios para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos

Desde el Ministerio de Minas y Energía se ha venido trabajando en generar los habilitadores regulatorios para que el despliegue de infraestructura de carga para vehículos eléctricos en el país se realice de manera segura, ordenada, interoperable, eficiente, accesible y centrada en el usuario final. Es por esto que se han expedido las siguientes resoluciones:

Resolución 40123 de 2024: Esta Resolución regula las estaciones de carga de vehículos eléctricos e híbridos enchufables de acceso público, promoviendo la interoperabilidad, la transparencia en los precios y el acceso sin restricciones para los usuarios.

Asimismo, la Resolución introduce una herramienta digital que permite el seguimiento y monitoreo del despliegue y expansión de las estaciones de carga de acceso público para vehículos eléctricos e híbridos enchufables en el país (https://cargame.minenergia.gov.co). Los usuarios podrán identificar las características técnicas y comerciales asociadas a los puntos de carga en todo el territorio colombiano.

Resolución 40559 de 2025: El objetivo es adoptar lineamientos de interoperabilidad para el reporte, gestión y consulta de información operativa de las estaciones de carga de acceso público para vehículos eléctricos e híbridos enchufables.

Esta medida busca fortalecer la movilidad eléctrica en Colombia mediante un sistema de carga estandarizado, transparente y eficiente, que fomente la confianza de los usuarios, la competitividad del mercado y una planeación energética moderna y basada en datos.

3.4.3 Generación de capacidades

3.4.3.1 Guía para el desarrollo de estaciones de carga de acceso público

Con el objetivo de fortalecer las capacidades técnicas, regulatorias y operativas asociadas al despliegue de infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía desarrolló la “Guía para el Desarrollo de Estaciones de Carga de Acceso Público de Vehículos Eléctricos en Colombia”.

El desarrollo de esta guía surge ante la necesidad de brindar orientación clara y estructurada a empresas, inversionistas, operadores de puntos de carga (CPO), prestadores de servicios de movilidad eléctrica, entidades territoriales y demás actores interesados en participar en el ecosistema de movilidad eléctrica del país, considerando el crecimiento progresivo del parque automotor eléctrico y la necesidad de consolidar infraestructura de carga interoperable, segura y accesible.

La guía tiene como propósito principal facilitar la comprensión de los aspectos técnicos, regulatorios, operativos y de planeación que deben considerarse para el desarrollo, instalación, habilitación y operación de estaciones de carga de acceso público. Asimismo, busca promover buenas prácticas para la implementación de infraestructura de carga alineada con la regulación vigente expedida por el Ministerio de Minas y Energía, incluyendo las disposiciones relacionadas con interoperabilidad, estandarización, acceso abierto, reporte de información y cumplimiento técnico del RETIE.

Dentro de los principales contenidos abordados por la guía se incluyen aspectos asociados a:

3.4.3.1.1 Planeación estratégica y selección de ubicación de estaciones de carga.

3.4.3.1.2 Dimensionamiento preliminar de infraestructura y definición de tecnologías de carga.

3.4.3.1.3 Evaluación de capacidad eléctrica y requerimientos de conexión a la red.

3.4.3.1.4 Diseño técnico y cumplimiento normativo aplicable.

3.4.3.1.5 Habilitación y registro de estaciones de carga en la plataforma CárgaME.

3.4.3.1.6 Condiciones de interoperabilidad y reporte de información operativa mediante protocolos abiertos de comunicación.

3.4.3.1.7 Incentivos regulatorios y tributarios aplicables a la infraestructura de carga.

3.4.3.2 Micrositio web Movilidad Eléctrica MinEnergía

En el mismo sentido, desde el Ministerio de Minas y Energía se viene trabajando en el desarrollo de un micrositio denominado “Movilidad Eléctrica MinEnergía”, el cual tendrá como objetivo consolidar en un solo espacio información relevante relacionada con movilidad eléctrica en Colombia. Este micrositio busca convertirse en una herramienta de consulta y divulgación dirigida tanto a actores especializados del sector como a ciudadanos interesados en aprender sobre movilidad eléctrica.

La plataforma integrará contenidos asociados a conceptos básicos de movilidad eléctrica, regulación vigente, infraestructura de carga, programas e iniciativas del Gobierno Nacional, proyectos estratégicos, actores del ecosistema, noticias, estadísticas e información técnica de interés, facilitando así el acceso a información centralizada, actualizada y confiable.

Con esta iniciativa se busca fortalecer los procesos de socialización, difusión de conocimiento y apropiación de la movilidad eléctrica en Colombia, promoviendo una mayor articulación entre entidades públicas, sector privado, academia, inversionistas, operadores y usuarios, y generando condiciones habilitantes para acelerar la transición energética y el transporte sostenible en el país.

3.4.3.3 Plataforma interoperabilidad infraestructura de carga

En articulación con la Unidad de Planeación Minero- Energética UPME, el Ministerio de Minas y Energía viene adelantando el desarrollo de la plataforma tecnológica de interoperabilidad de infraestructura de carga para vehículos eléctricos, en cumplimiento de la Resolución MME 40559 de 2025.

Esta iniciativa tiene como objetivo habilitar un sistema interoperable para el reporte, gestión y consulta de información operativa de las estaciones de carga de acceso público mediante protocolos abiertos de comunicación, particularmente OCPI 2.2.1, permitiendo el intercambio de información en tiempo real entre operadores de puntos de carga (CPO), proveedores de servicios de movilidad eléctrica (MSP) y entidades del sector energético.

La plataforma permitirá consolidar información relacionada con disponibilidad, ubicación, conectores, potencia, tarifas y estado operativo de las estaciones de carga, fortaleciendo la transparencia, la experiencia del usuario y la planeación energética nacional. Asimismo, contribuirá al desarrollo de herramientas de

análisis, geovisores y API de acceso abierto para consulta de información por parte de actores públicos y privados, promoviendo un ecosistema de movilidad eléctrica más confiable, estandarizado y basado en datos.

3.5 Nuevos energéticos: Hidrógeno

Durante el periodo 2022–2026, el Gobierno Nacional consolidó avances estructurales para posicionar a Colombia como uno de los principales referentes de América Latina en el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, mediante la construcción de un marco regulatorio habilitante, el fortalecimiento institucional, la estructuración de instrumentos de gobernanza, el desarrollo de estudios técnicos especializados, la promoción internacional del país como nuevo energético y la activación progresiva del ecosistema de proyectos.

Estos avances han sido liderados desde el Ministerio de Minas y Energía, particularmente a través del Grupo de Energías Alternativas y Sostenibles de la Dirección de Hidrocarburos, en articulación con grupos internos del ministerio como la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE) y el Grupo de Gestión Internacional, así como con entidades nacionales, organismos multilaterales y cooperación internacional.

3.5.1 Consolidación del marco normativo habilitante

Colombia avanzó en la consolidación del marco regulatorio habilitante para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones, sustentado en instrumentos legales y regulatorios que reconocen al hidrógeno como energético estratégico para la transición energética justa, la descarbonización y la reindustrialización del país. A continuación, se listan los instrumentos normativos consolidados durante este periodo:

3.5.1.1 **Ley 2294 de 2023 – Plan Nacional de Desarrollo**: reconoció al hidrógeno blanco/geológico como Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCER) e incluyó el hidrógeno de bajas emisiones como instrumento clave en la Transición Energética Justa.

3.5.1.2 **Decreto 2235 de 2023**: reglamenta el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, relacionado con el desarrollo de proyectos de hidrógeno blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.

3.5.1.3 **Decreto 1597 de 2024**: creó el Sistema Único de Información para el Desarrollo, Gestión y Promoción del Hidrógeno – ECOH2, estableció definiciones oficiales del sector, así como lineamientos para certificación de origen, y promovió la articulación institucional y regulatoria para el desarrollo del mercado. Además otorgó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la facultad para evaluar y definir esquemas tarifarios de energía eléctrica para proyectos de hidrógeno en Colombia.

3.5.1.4 **Resolución UPME 000135 de 2025:** agiliza los trámites para aplicar a los beneficios tributarios para proyectos de FNCE, incluyendo el hidrógeno verde, azul y blanco.

3.5.1.5 **CONPES 4129 de 2023 – Política Nacional de Reindustrialización:** incorpora al hidrógeno de bajas emisiones como apuesta estratégica para impulsar nuevas cadenas de valor, descarbonización industrial, innovación y exportaciones asociadas a energías limpias.

3.5.1.6 **CONPES 4118 de 2023 – Política Nacional de Transición Energética:** reconoce al hidrógeno y sus derivados como energéticos clave para diversificar la matriz energética, reducir emisiones y habilitar sectores de difícil electrificación mediante nuevos desarrollos regulatorios, tecnológicos e industriales.

3.5.1.7 **Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa de 2024:** incorpora el hidrógeno de bajas emisiones como vector estratégico para la reindustrialización, la seguridad energética, el desarrollo territorial y la creación de nuevas oportunidades de inversión, empleo y exportación asociadas a la transición energética.

Otros documentos de interés:

3.5.1.8 **Circular CREG 138 de 2025:** Presenta el documento de trabajo con las perspectivas y actividades regulatorias proyectadas para la integración del hidrógeno en los servicios públicos.

3.5.1.9 **Circular CREG 211 de 2025:** Socializa el documento de Análisis de Impacto Normativo (AIN) sobre la integración del hidrógeno en la matriz energética colombiana.

3.5.1.10 **Circular CREG 215 de 2025:** Publica el documento con la recopilación técnica sobre la normativa y efectos operativos necesarios para inyectar hidrógeno en la infraestructura de transporte de gas natural.

3.5.1.11 **Circular CREG 280 de 2026:** Convoca a la presentación del estudio de integridad de ductos para evaluar los porcentajes seguros de hidrógeno que se pueden mezclar (blending) en la red de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

3.5.2 Instrumentos regulatorios en estructuración (2025–2026)

Durante el periodo 2025–2026 se avanzó en la estructuración de instrumentos regulatorios estratégicos que permitirán consolidar la trazabilidad, gobernanza y desarrollo técnico del mercado del hidrógeno. Estos instrumentos ya surtieron el proceso de publicación a la ciudadanía, se tiene la respuesta a los comentarios y están próximos a publicación:

3.5.2.1 **Decreto de Gobernanza del Hidrógeno:** contempla la creación de la Comisión Intersectorial del Hidrógeno y sus Derivados (Comisión H2), integrada por siete ministerios (Ministerio de Minas y Energía, quien preside; Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Transporte, Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación y el Departamento Nacional de Planeación (DNP); con 10 funciones definidas para la coordinación estratégica del sector. Este decreto permitirá fortalecer la articulación institucional para impulsar el desarrollo del ecosistema del hidrógeno y sus derivados en Colombia, coordinando estratégicamente acciones relacionadas con regulación, infraestructura, demanda, innovación y cadenas de valor asociadas a múltiples sectores económicos.

3.5.2.2 Decreto de Agentes de la Cadena de Valor del Hidrógeno: Su objeto es establecer los criterios, requisitos de registro y obligaciones que deberán cumplir los interesados en actuar como agentes de la cadena de valor del hidrógeno (producción, almacenamiento, transporte y comercialización) bajo un esquema de registro de carácter declarativo, en procura de la consolidación de un mercado que promueva la competencia, la asequibilidad y la seguridad de suministro. Se realizó socialización con el gremio en diciembre de 2025 (ver Imagen 2). Este decreto permitirá organizar y caracterizar los actores de la cadena de valor del hidrógeno en Colombia, fortaleciendo la trazabilidad y el seguimiento de proyectos por parte del Gobierno Nacional, así como establecer criterios mínimos asociados a seguridad, buenas prácticas y condiciones técnicas para el desarrollo de proyectos comerciales de hidrógeno.

3.5.2.3 Resolución de umbral de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI): se estructuró conjuntamente entre el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) la resolución que definirá el criterio oficial para clasificar el hidrógeno como de bajas emisiones, alineando al país con las tendencias internacionales basadas en intensidad de carbono y abandonando la clasificación por colores. Se define un umbral de 3,6 kg CO_2e/kg H_2, aplicando metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) con alcance de cuna a puerta de producción, conforme a la norma ISO 14067 de 2018. Esta resolución brindará mayor claridad técnica y señales regulatorias al mercado, permitiendo que los desarrolladores de proyectos estructuren sus inversiones y tecnologías buscando alinearse al umbral definido, como paso habilitante para futuros mecanismos de certificación, reconocimiento de hidrógeno de bajas emisiones y potencial acceso a instrumentos e incentivos que el país pueda desarrollar para este mercado.

3.5.2.4 Resolución para hidrógeno blanco: define el mecanismo de asignación de áreas para evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco y sustancias asociadas. Este instrumento representa

uno de los primeros esfuerzos regulatorios en América Latina orientados específicamente al desarrollo del hidrógeno blanco (geológico).

3.5.2.5 CONPES de hidrógeno: en articulación con el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) avanzó en la construcción de la Política Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones, orientada a establecer acciones concretas a las entidades del gobierno para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno en Colombia. El documento contempla acciones relacionadas con desarrollo de mercado, infraestructura, gobernanza, fortalecimiento regulatorio, innovación, financiamiento, desarrollo territorial y formación de capacidades, con el objetivo de impulsar el hidrógeno y sus derivados como instrumentos para la transición energética, la descarbonización y la reindustrialización del país.



Imagen 2. Socialización con gremio del Decreto de Agentes de la Cadena de Valor del Hidrógeno. Fuente: elaboración propia, Ministerio de Minas y energía, 2025.

3.5.3 Desarrollo técnico y habilitación del ecosistema del hidrógeno a nivel nacional e internacional

En materia técnica, se desarrollaron más de diez estudios estratégicos con apoyo de BID, Banco Mundial, GIZ, PTB, Países Bajos, Dinamarca y otros cooperantes. Estos estudios permitieron generar insumos sobre nuevos estratégicos, costos de producción, infraestructura portuaria, capacidades del Subsistema Nacional de la Calidad, brechas regulatorias, potencial de derivados como amoníaco, metanol y SAF, y oportunidades de exportación.

Algunos resultados de estos estudios estiman una demanda global de hidrógeno y derivados de bajas emisiones entre 138 y 420 millones de toneladas equivalentes de hidrógeno (Mt H_2-eq) hacia 2050. Bajo escenarios conservadores, Colombia podría atender una demanda acumulada cercana a 9,22 Mt H_2-eq entre 2026 y 2050; para el año 2050, esto representa una demanda anual aproximada de 1,73 Mt H_2-eq, equivalente al 1,25% de la demanda global proyectada en el escenario pesimista, concentrada principalmente en hidrógeno, amoníaco, metanol y combustibles sostenibles para aviación (SAF). Japón, Corea del Sur y la Unión Europea se identificaron como los mercados más atractivos para las exportaciones colombianas de hidrógeno y derivados[1].

De manera complementaria, diferentes actores del sector adelantaron estudios y pilotos de mezcla de hidrógeno con gas natural (blending) los cuales evidenciaron viabilidad técnica para incorporar entre 2% y 5% de hidrógeno en redes de gas natural, aunque con reducciones de emisiones limitadas, del orden de 1% a 2%. Por tanto, esta alternativa debe entenderse principalmente como mecanismo de aprendizaje tecnológico y posible uso futuro de infraestructura, no como estrategia principal de descarbonización.

En paralelo, la Convocatoria Nacional de Proyectos Piloto de Hidrógeno de Bajas Emisiones adelantado por el Ministerio de Minas y Energía en diciembre de 2025, identificó 77 iniciativas provenientes de empresas, universidades, centros de investigación, entidades públicas y organizaciones de la sociedad civil. Distribuidas principalmente en movilidad y transporte, producción e integración de hidrógeno, generación eléctrica, usos comunitarios, industria e infraestructura.

Adicionalmente, en el marco de la delegación de funciones otorgada por el Ministerio de Minas y Energía a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) mediante la Resolución 40234 de 2023, materializada a través del Convenio

[1] IDOM & Brigard Urrutia (2024). *Análisis de cadenas de valor de derivados del hidrógeno en Colombia*. Elaborado para el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

Interadministrativo GGC-314 de 2023, ampliada por la Resolución 40066 de 2024 y prorrogada mediante la Resolución 40051 de 2025 hasta el 1 de marzo de 2030, la ANH adelantó estudios para evaluar el potencial de hidrógeno natural (blanco o geológico) en Colombia. Como punto de partida, estructuró junto con el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación el proyecto de inversión BPIN 202300000000182 – "Contribución de la Evaluación del Potencial de Fuentes No Convencionales de Energía para la Transición Energética Nacional" (2023–2026).

A partir de este proyecto se cartografiaron 850 km² de rocas máficas y ultramáficas, se recolectaron 300 muestras de roca, se realizaron mediciones en 90 puntos de gases superficiales, 210 km de estudios magnetotelúricos y una cobertura aerogeofísica de 6.000 km² en La Guajira, identificando cuatro áreas con alto potencial para estudios futuros. Asimismo, se perforaron cuatro pozos Slim Hole, identificándose manifestaciones de hidrógeno natural libre en los pozos Macanal-1X, Fómeque-1X y San Rafael-1X/2X, destacándose una concentración máxima de 36.110 ppm en Macanal-1X. Estos resultados permitieron desarrollar el Atlas de Áreas de Interés para la Exploración de Hidrógeno en el Occidente de Colombia y constituyen algunos de los primeros registros documentados de hidrógeno natural libre en América Latina[2].

Paralelamente, la ANH acompañó al Ministerio de Minas y Energía en la estructuración de la resolución para la asignación de áreas de evaluación, exploración y explotación de hidrógeno geológico y sustancias asociadas, y se prevé que continúe apoyando su implementación y seguimiento técnico en el marco de las funciones delegadas para el desarrollo de nuevos energéticos.

En cuanto a desarrollo de normatividad técnica, se formalizaron 39 Normas Técnicas Colombianas (NTC) directamente asociadas al hidrógeno, aplicables a producción, almacenamiento, transporte, distribución, estaciones de llenado,

[2] ANH (2025). Colombia descubre manifestaciones interesantes de hidrógeno natural en su subsuelo: una nueva frontera energética se abre. Internet: https://www.anh.gov.co/documents/29842/Colombia_descubre_manifestaciones_interesantes_de_hidrogeno_natural_en_su_subsuelo.pdf

calidad, seguridad, uso vehicular y terminología del sector. Lo anterior, a partir del Comité 259 de ICONTEC, creado en diciembre de 2023, con apoyo de la cooperación con Francia.

En desarrollo de mercado, Colombia pasó de una etapa conceptual a una fase de implementación temprana. De acuerdo con la información consolidada por la Cámara de Hidrógeno y Gases Renovables ANDI-Naturgas en el marco del proyecto CatalHyst, ejecutado por *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE* a nombre de la Federación de Industrias Alemanas (BDI), al año 2026 se identifican:

41 proyectos industriales de hidrógeno, con capacidades entre 10 MW y 2 GW;
7 proyectos en prefactibilidad;
17 proyectos en factibilidad (con expectativas de entrada en operación principalmente a partir de 2030);
2 proyectos con decisión final de inversión (FID);
1 proyecto en operación comercial;
cerca de 7 MW de capacidad instalada de electrólisis renovable, asociada principalmente a los proyectos Coral de Ecopetrol y Protium de OPEX-Hevolución.

Asimismo, tres proyectos de hidrógeno obtuvieron certificaciones de la UPME para acceder a incentivos tributarios asociados a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER): dos con fuente solar y uno con fuente PCH (certificación parcial). Los bienes y servicios certificados incluyen electrolizadores alcalinos, estaciones de servicio de hidrógeno (HRS), sistemas de almacenamiento y equipos de control y monitoreo.

En posicionamiento internacional, Colombia fortaleció la cooperación con Alemania, Países Bajos, Francia, Corea del Sur, Unión Europea, BID, Banco Mundial, GIZ y PTB, entre otros. Se abrió la primera oficina H2-Diplo en América Latina, se avanzó en mesas técnicas Colombia–Alemania, estudios portuarios y

corredores marítimos verdes, y se identificaron mercados prioritarios de exportación como Japón, Corea del Sur y la Unión Europea.

Como resultado de los estudios y procesos de cooperación desarrollados durante el cuatrienio, comenzaron a materializarse iniciativas concretas de inversión y desarrollo de proyectos. Entre ellas se destacan la alianza entre Colibrí Energy, Enertrag y GIZ, en el marco del programa H2Uppp, para evaluar y desarrollar proyectos de hidrógeno y derivados en La Guajira con potencial para abastecer mercados nacionales e internacionales; y el Memorando de Entendimiento entre Ecopetrol y GIZ, suscrito durante el World Hydrogen Summit de Rotterdam, para evaluar una planta piloto Power-to-Liquids (PtL) en Cartagena orientada a la producción de combustibles sostenibles de aviación (e-SAF) a partir de electricidad renovable y CO_2 no fósil. Estas iniciativas reflejan el interés creciente de actores nacionales e internacionales por desarrollar proyectos de hidrógeno y derivados en Colombia y constituyen una base importante para la siguiente administración.

3.6 Nuevos energéticos: Eólica offshore

3.7 Nuevos energéticos: Geotermia

Durante el periodo comprendido entre agosto de 2022 y mayo de 2026, el Ministerio de Minas y Energía avanzó de manera significativa en la consolidación de la geotermia como una fuente no convencional de energía renovable (FNCER), mediante el fortalecimiento del marco normativo, la articulación institucional, la asignación de áreas para exploración y explotación, y la generación de conocimiento técnico del potencial geotérmico nacional.

Estos avances han permitido sentar las bases para el aprovechamiento sostenible del recurso geotérmico, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética, la seguridad energética y la transición hacia fuentes de energía bajas en carbono.

3.7.1 Fortalecimiento institucional y gobernanza de la geotermia

El desarrollo de la geotermia en Colombia se ha sustentado en un esquema de articulación interinstitucional entre el Ministerio de Minas y Energía, el Servicio Geológico Colombiano (SGC) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En este contexto, el Servicio Geológico Colombiano ha continuado fortaleciendo el conocimiento técnico y científico del subsuelo, mediante la identificación de anomalías térmicas y la caracterización del potencial geotérmico nacional.

Por su parte, mediante la Resolución 40234 del 23 de febrero de 2023, el Ministerio de Minas y Energía delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos funciones relacionadas con la elaboración de insumos técnicos y el apoyo requerido para la formulación y diseño de política pública asociada a los recursos energéticos estratégicos, incluyendo la geotermia. Posteriormente, mediante la Resolución 40051 de 2025, se ampliaron las funciones delegadas para fortalecer la continuidad de las actividades técnicas relacionadas con las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Como ente rector del sector, el Ministerio de Minas y Energía ha liderado la formulación de lineamientos de política pública y la expedición de actos administrativos para el otorgamiento de permisos de exploración y explotación geotérmica, garantizando la seguridad jurídica y el seguimiento a los proyectos autorizados.

3.7.2 Fortalecimiento normativo y regulatorio

Con el propósito de promover el desarrollo de proyectos geotérmicos en el país, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 1598 del 27 de diciembre de 2024, mediante el cual se modificó el Decreto 1073 de 2015 en materia de generación eléctrica a partir de recursos geotérmicos.

Entre los principales avances regulatorios incorporados se destacan:

3.7.2.1 La flexibilización de los mecanismos de asignación de derechos para exploración y explotación geotérmica.

3.7.2.2 La incorporación de disposiciones para el desarrollo de proyectos de coproducción entre hidrocarburos y geotermia.

3.7.2.3 El fortalecimiento del Registro Geotérmico Nacional y de los mecanismos de seguimiento a proyectos.

3.7.2.4 La promoción del acceso a la red eléctrica y la participación de proyectos geotérmicos en el mercado energético.

3.7.2.5 El impulso al aprovechamiento integral del recurso geotérmico mediante usos directos y aprovechamientos en cascada.

3.7.2.6 El fortalecimiento de los mecanismos de participación comunitaria en las áreas de influencia de los proyectos.

3.7.3 Gestión de áreas para exploración geotérmica

Durante el periodo reportado se otorgaron permisos de exploración geotérmica orientados a la evaluación de recursos de alta entalpía con potencial para generación de energía eléctrica.

Los permisos otorgados se presentan en la tabla 4:

Área geotérmica	**Desarrollador**	**Ubicación**	**Extensión**
Nereidas	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC (CHEC)	Municipio de Villamaría, departamento de **Caldas.**	43,46 km²
Azufral 001	ECOPETROL S. A.	Municipios Guachucal, Mallama, Santacruz, Sapuyes y Túquerres,	148,77 km²

		departamento de **Nariño.**	
Condor Paipa	DEWHURST GROUP S.A.S.	Municipio de Paipa, departamento de **Boyacá.**	9,98 km²
Tepew Sinú – San Jacinto	ESQUEMA ASOCIATIVO TEPEW ENERGY S.A.S. - LLANOPOZOS S.A.	Municipio de Momil, departamento de **Córdoba**, y municipio de San Antonio de Palmito, departamento de **Sucre**.	86,55 km²

Tabla 4. Permisos de exploración geotérmica otorgados por el Ministerio de Minas y Energía. Fuente: elaboración propia, Ministerio de Minas y Energía, 2025.

Estos permisos cuentan con una vigencia inicial de cinco (5) años y tienen como finalidad adelantar actividades de caracterización geológica, geoquímica, geofísica y perforación exploratoria para identificar el recurso geotérmica y determinar la viabilidad técnica y económica de los recursos geotérmicos identificados.

3.7.3 Desarrollo de proyectos de explotación geotérmica mediante coproducción

En el marco del aprovechamiento energético de fluidos asociados a actividades de producción de hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía ha promovido el desarrollo de proyectos de explotación geotérmica bajo la modalidad de coproducción para autoconsumo.

A 31 de mayo de 2026 se encuentran vigentes los permisos de coproducción relacionados en la tabla 5:

Área	Desarrollador	Ubicación	Capacidad proyectada
Campo Rumba	PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG SUCURSAL	Municipios de Aguazul y Maní, departamento de **Casanare.**	15 - 60 KW
Bloque APIAY	ECOPETROL S.A.	Municipio de Acacías, Restrepo y Villavicencio, departamento del **Meta.**	300 - 350 KW
Bloque CUBARRAL	ECOPETROL S.A.	Municipios de Acacías, Castilla La Nueva y Guamal, departamento del **Meta.**	300 - 350 KW

Tabla 5. Permisos de explotación geotérmica bajo la modalidad de coproducción otorgados por el Ministerio de Minas y Energía. Fuente: elaboración propia, Ministerio de Minas y Energía, 2025.

Estos proyectos representan un avance importante en la integración de la geotermia con las operaciones del sector hidrocarburos, permitiendo aprovechar el calor contenido en fluidos de producción para la generación de energía eléctrica destinada al autoconsumo de las operaciones, contribuyendo a la reducción de emisiones y al fortalecimiento de la eficiencia energética.

3.7.4 Generación de conocimiento y evaluación del potencial geotérmico nacional

Como resultado del trabajo articulado entre el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Servicio Geológico Colombiano (SGC), se adelantaron importantes iniciativas orientadas a fortalecer el conocimiento del potencial geotérmico del país y a generar información estratégica para la transición energética.

Por su parte, en el marco de las funciones delegadas a la ANH, la entidad desarrolló estudios técnicos especializados para la identificación y evaluación de áreas con potencial geotérmico para generación de energía eléctrica. Estas actividades fueron financiadas a través del proyecto de inversión “Contribución a la evaluación del potencial de fuentes no convencionales de energía para la transición energética nacional” (BPIN 202300000000182).

Entre los principales avances se destacan:

Cartografía térmica regional: análisis de más de 30.000 imágenes satelitales sobre un área de 83.627 km², que permitió identificar anomalías térmicas y generar información base para orientar futuras actividades de exploración geotérmica.

Adquisición y procesamiento de información geofísica: reprocesamiento de 2.510 estaciones magnetotelúricas, adquisición de 769 nuevas estaciones y 248 sondeos geofísicos, así como la ejecución de levantamientos aerogravimétricos y magnetométricos de alta resolución en áreas prioritarias. Estos estudios fortalecen el conocimiento de la estructura del subsuelo y contribuyen a la identificación de zonas con potencial geotérmico

.

Estudios geoquímicos e isotópicos: análisis de 53 muestras de gases naturales y aguas subterráneas en la Cordillera Oriental, cuyos resultados permitieron identificar evidencias de actividad térmica asociada a estructuras

geológicas profundas y mejorar la comprensión del comportamiento de los sistemas geotérmicos.

Actualización del mapa nacional de flujo de calor y gradiente geotérmico: elaboración del primer mapa integrado a escala 1:500.000, basado en más de 5.700 registros térmicos, permitiendo identificar ocho dominios térmicos prioritarios para futuras actividades de exploración y desarrollo geotérmico.

Adicionalmente, la ANH avanza en la implementación del Banco de Información Energética (BIEN), una plataforma destinada a la gestión, preservación y consulta de la información técnica generada en el marco de los estudios energéticos del país, fortaleciendo la disponibilidad y trazabilidad de la información para la toma de decisiones.

Los resultados obtenidos constituyen un avance significativo en la consolidación de la línea base de conocimiento geotérmico nacional, aportando insumos técnicos para la identificación de áreas con potencial para el desarrollo de proyectos de generación de energía geotérmica y fortaleciendo las capacidades institucionales para impulsar esta fuente renovable en Colombia.

3.7.5 Cooperación internacional

En el marco de la cooperación internacional, el Ministerio de Minas y Energía participó en el proyecto de cooperación triangular “Intercambio de experiencias e información técnica sobre el hidrógeno verde, sus derivados y la energía geotérmica entre Honduras, El Salvador, Colombia y Alemania (GeoH2Verde)”, implementado por la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ).

Como resultado de esta iniciativa, se promovió el intercambio de conocimientos técnicos y buenas prácticas entre los países participantes, fortaleciendo las capacidades institucionales para el desarrollo de la geotermia y otras fuentes de

energía limpia. En particular, Colombia compartió su experiencia en la promoción del hidrógeno verde, mientras que Honduras y El Salvador aportaron experiencias relevantes en el aprovechamiento de los recursos geotérmicos.

En el componente geotérmico del proyecto, se contó con el acompañamiento técnico del experto internacional Dr. Thomas Spehs, quien brindó asistencia a un equipo de trabajo conformado por representantes del Ministerio de Minas y Energía, el Servicio Geológico Colombiano (SGC), ECOPETROL y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Este trabajo conjunto permitió aplicar una metodología de modelos de aptitud para la elaboración de un mapa de favorabilidad geotérmica en un área de estudio localizada en el oriente colombiano, comprendiendo sectores de los departamentos de Boyacá, Casanare, Santander, Norte de Santander y Arauca.

La aplicación de esta metodología permitió identificar áreas con diferentes niveles de favorabilidad para el desarrollo de proyectos geotérmicos, constituyéndose en un ejercicio piloto de gran valor para la evaluación del potencial geotérmico en zonas no volcánicas del país. Los resultados obtenidos se presentan en la Imagen 3, correspondiente al mapa de favorabilidad geotérmica generado en el marco de esta cooperación internacional.

La cooperación desarrollada con GIZ contribuyó al fortalecimiento de las capacidades técnicas nacionales, la transferencia de conocimiento especializado y la incorporación de metodologías internacionales para la planificación y gestión del recurso geotérmico. Asimismo, sentó bases para la consolidación de futuros procesos de cooperación técnica orientados a impulsar el desarrollo sostenible de la geotermia en Colombia.

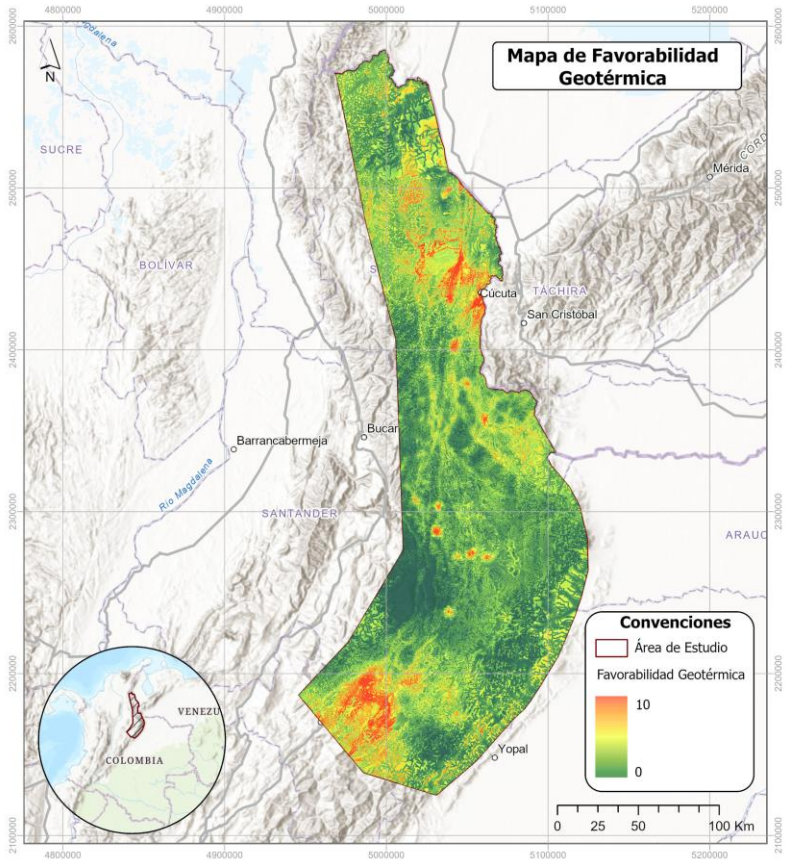


Imagen 3**.** Mapa de favorabilidad geotérmica elaborado en el marco del proyecto de cooperación triangular GeoH2Verde. Fuente**:** Cooperación triangular, 2025.

3.7.6 Principales resultados alcanzados

Entre agosto de 2022 y mayo de 2026 se destacan los siguientes resultados:

3.7.6.1 Expedición del Decreto 1598 de 2024 para fortalecer el marco regulatorio del sector geotérmico.

3.7.6.2 Consolidación del esquema de gobernanza institucional entre el Ministerio de Minas y Energía, la ANH y el SGC.

3.7.6.3 Otorgamiento de cuatro permisos de exploración geotérmica que abarcan aproximadamente 288,76 km².

3.7.6.4 Seguimiento a tres proyectos de explotación geotérmica mediante coproducción en los departamentos de Casanare y Meta.

3.7.6.5 Elaboración del primer mapa nacional de flujo de calor y gradiente geotérmico.

3.7.6.6 Desarrollo de estudios geofísicos, geoquímicos y de cartografía térmica que fortalecen el conocimiento del potencial geotérmico colombiano.

3.7.6.7 Mapa de Favorabilidad Geotérmica para el nororiente colombiano, en el marco del "Intercambio de experiencias e información técnica sobre el hidrógeno verde, sus derivados y la energía geotérmica entre Honduras, El Salvador, Colombia y Alemania (GeoH2Verde)"

3.7.6.8 El BMZ aprobó la propuesta de proyecto de CTr entre El Salvador, Honduras, Colombia y Alemania "Alianza Geotermia, Hidrógeno de bajas emisiones y Bioenergía para el Desarrollo Regional".

3.8 Nuevos energéticos: Bioenergías

Durante el cuatrienio 2022-2026, lo bioenergéticos (gaseosos, líquidos y sólidos) se han posicionado como vectores estratégicos para la seguridad y soberanía estratégica, la Transición Energética Justa (TEJ), la descarbonización, la sostenibilidad del uso de combustibles y el fomento de la economía circular en Colombia. Los energéticos derivados de la bioenergía impactan positivamente las metas de reducción de emisiones contaminantes del país, fortalecen la matriz energética nacional promueven el desarrollo rural y la economía local. El aprovechamiento potencial de los residuos y subproductos biomásicos de diferentes cadenas de valor, por ejemplo, agrícolas, pecuarias, forestales y urbanas permiten diversificar la matriz energética y ofrecer soluciones descentralizadas, impactando positivamente los compromisos climáticos del país.

Se estima que, a partir de los residuos y subproductos biomásicos, Colombia podría generar más de 100.000 TJ/año[3], equivalente a cerca del 6,7% de la demanda energética nacional. En el corto plazo, el potencial esperado es de 10.000 TJ/año[4], con foco en regiones como Santander, Antioquia, Valle del Cauca, Meta, Bogotá y Cundinamarca. Con el propósito de materializar este potencial, el Ministerio de Minas y Energía avanza en la identificación y definición de las condiciones regulatorias necesarias para el despliegue del sector, en articulación con entidades del orden nacional y territorial, y en diálogo con los actores productivos, académicos y comunitarios involucrados en la cadena de valor de las bioenergías.

Adicionalmente el ministerio se ha involucrado en espacios de articulación interinstitucional orientados a alinear el desarrollo regulatorio entre las diferentes carteras e instituciones, promover el intercambio de información sobre las iniciativas en curso y generar acciones conjuntas, como las impulsadas en el marco del Decreto Basura Cero y la Mesa de Biomasa Residual. De manera complementaria, se han consolidado espacios de cooperación internacional que han permitido intercambiar experiencias y mejores prácticas con países y organismos multilaterales que lideran la transición hacia economías bajas en carbono, con miras a posicionar a Colombia como referente regional en el aprovechamiento sostenible de la biomasa y al cumplimiento de sus metas climáticas en el marco del Acuerdo de París y la Agenda 2030.

3.8.1 Planeación de a bioenergía, habilitadores regulatorios y de política pública

En el marco del fortalecimiento normativo del sector energético, cuyas directrices principales se fundamentan de manera transversal en el Decreto 1073 de 2015, se ha avanzado significativamente en la consolidación de un entorno integral para habilitar el aprovechamiento de la biomasa en todas sus formas.

[3] UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE BOGOTÁ y CENTRO DE DESARROLLO INDUSTRIAL TECSOL. Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento. Informe Final. Bogotá D.C., 2018. Contrato 001 de 2017 UPME-UNAL.
[4] UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE BOGOTÁ y CENTRO DE DESARROLLO INDUSTRIAL TECSOL. Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento. Informe Final. Bogotá D.C., 2018. Contrato 001 de 2017 UPME-UNAL.

3.8.1.1 Plan Indicativo de Bioenergía – PIBE Pacífico: En 2025, en articulación con la UPME, se publicaron diversos documentos de planeación sobre bioenergía a nivel regional, los cuales sirven como referente para todo el país [5],[6],[7]. En estos informes se caracteriza el potencial bioenergético del Pacífico colombiano a partir de biomasa residual agrícola, pecuaria, forestal y de residuos urbanos, proyectando escenarios de aprovechamiento con horizonte al año 2036. Dichos lineamientos están articulados con la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), constituyendo un eje estratégico para orientar la inversión, el desarrollo regulatorio y la toma de decisiones del sector en la región.

3.8.1.2 Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (TEJ): Desarrollada por el Ministerio de Minas y Energía, este instrumento estratégico articula las acciones para avanzar hacia una matriz energética segura, soberana y limpia, en la que las bioenergías se reconocen explícitamente como nuevos energéticos claves para la descarbonización y el desarrollo territorial.

3.8.1.3 Decreto Biogás y Biometano: Desde el Ministerio de Minas y Energía se lidera la estructuración de un Decreto Nacional de Biogás y Biometano, proyectado para su publicación en el cuarto trimestre de 2026, el cual definirá las condiciones regulatorias y operativas para impulsar el aprovechamiento a gran escala de estos energéticos.

[5] Oportunidades energético de la región del Pacífico como un referente para el país. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Oportunidades_del_Biogas_y_del_Biometano_PIBE_Pacifico_2025.pdf

[6] Documento preliminar. Plan Indicativo de Bioenergía – PIBE Pacífico. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Analisis_preliminar_PIBE_Pacifico_22-04-2025.pdf

[7] Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico - PIBE PACÍFICO 2025 (Versión definitiva) https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIBE_Pacifico_2025_ver_def.pdf

3.8.2 Articulación interinstitucional

El Ministerio de minas y Energía ha liderado y participado en diferentes espacios de articulación interinstitucional para avanzar en el desarrollo de política pública para el impulso y la masificación de las bioenergías en Colombia (Imagen 4).



Imagen 4. Pacto Territorial Basura Cero, Municipio de Charalá, Departamento de Santander.

Fuente: elaboración propia, Ministerio de Minas y Energía, 2025

3.8.2.1 Programa Basura Cero: El Ministerio de Minas y Energía, en articulación con las carteras de Vivienda, Ambiente y Agricultura, ejerce un rol estratégico en el programa "Basura Cero" (Decreto 670 de 2025). consolidar progresivamente la valorización energética de residuos y la transición de rellenos sanitarios hacia Parques Tecnológicos y Ambientales en el marco de la economía circula. Como primer hito, se destaca en 2026, la firma del primer Pacto Territorial en Santander, donde el Ministerio, en articulación con la UPME, identificaron el potencial bioenergético del municipio de Charalá-Santander (como un referente para otros municipios del país) a partir de biomasa residual (RSU, PTAR y sectores agropecuarios), tomando como referencia la metodología del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico y la actualización 2026 del Plan Nacional de Sustitución de Leña, para su incorporación como indicador en el marco del Plan de Acción del Decreto Basura Cero.

3.8.2.2 Mesa Interinstitucional del Plan Nacional para la Gestión Sostenible de Biomasa Residual: Enmarcada en la Estrategia Nacional de Economía Circular, constituye el máximo estamento técnico articulador entre los ministerios de Ambiente, Vivienda,

Agricultura y el sector privado. Esta instancia aborda globalmente el aprovechamiento integral de todas las tipologías de biomasa para múltiples usos, contexto en el cual la valorización energética se consolida como una de sus líneas estratégicas. Actualmente, con el respaldo de la Cooperación Alemana (GIZ), se avanza en una ruta para fortalecer su gobernanza, optimizar el trabajo interinstitucional y armonizar la normativa requerida para dinamizar toda esta cadena de valor a nivel nacional.

3.8.3 Expansión y Desarrollo: Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico)

Uno de los avances territoriales más robustos y transformadores del periodo es la formulación del Plan Indicativo de Bioenergía del Pacífico (PIBE Pacífico), liderada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en articulación con el Ministerio de Minas y Energía. Esta iniciativa se estructura como una apuesta estratégica de transformación productiva, internacionalización y acción climática para la región. Asimismo, se consolida como un referente metodológico y programático pionero que servirá de insumo para futuros análisis en otras zonas del país, al permitir la evaluación prospectiva de diversos escenarios y niveles de implementación de la bioenergía bajo el marco regulatorio vigente.

Su desarrollo integró un riguroso análisis de datos históricos (2018-2023) y proyecciones a 2036, incorporando instrumentos estratégicos como el Plan Energético Nacional (PEN), la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa y las metas de neutralidad climática a 2050 de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Gracias a la estandarización de información territorial, se identificó un potencial bioenergético técnico de 174.679 TJ/año, proveniente de cadenas de valor estratégicas y distribuidas como se muestra en la Figura 2.

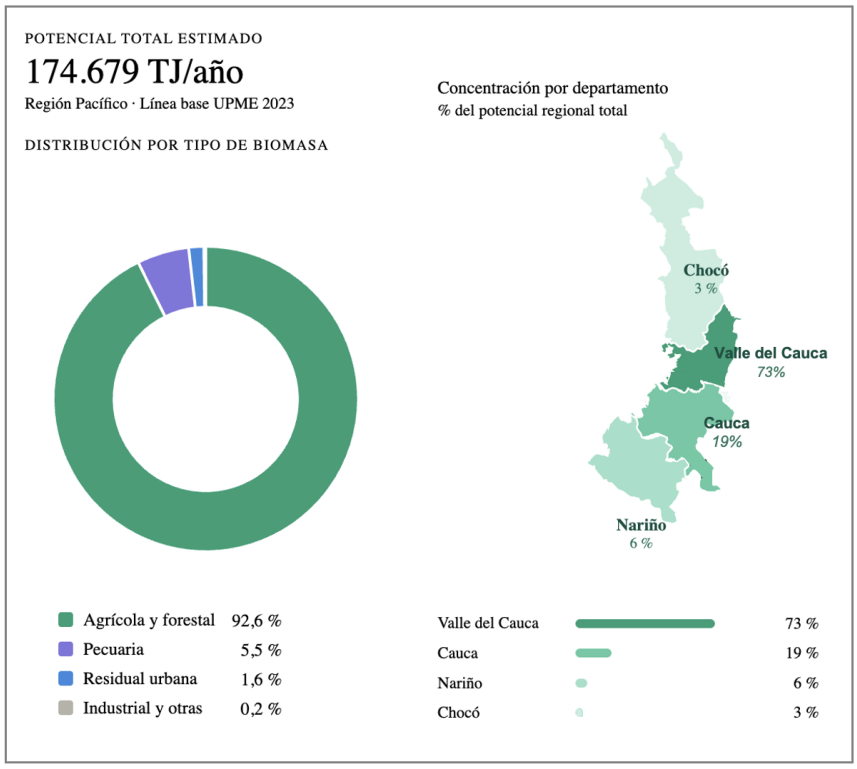


Figura 2. Potencial bioenergético técnico Región Pacífico.

Fuente, Elaboración propia.

El análisis prospectivo evalúa tres escenarios de incorporación energética. El escenario de Aprovechamiento Pleno (E3 o Ruta NZE), de máxima ambición, proyecta la incorporación de un potencial adicional superior a 33.000 TJ/año frente a la línea base. Esto incrementaría sustancialmente la mitigación de gases de efecto invernadero, pasando de 3 a 4,3 Mton CO2e/año en 2036. En este contexto, el plan destaca grandes oportunidades en la digestión anaerobia de residuos pecuarios y agroindustriales. Asimismo, establece lineamientos para la transición de rellenos sanitarios hacia Parques Tecnológicos y Ambientales (PTA) y el aprovechamiento de biogás en Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR).

Para garantizar el monitoreo de estas metas, se destaca la estructuración del Observatorio Colombiano de Bioenergía (OBCO). Este instrumento tecnológico

centralizará el análisis de encadenamientos productivos, visualizará la distribución del potencial mediante herramientas georreferenciadas y Sistemas de Información Geográfica (SIG), y apoyará la formulación de proyectos sostenibles en la región.

Con el fin de territorializar los resultados del PIBE Pacífico y promover su apropiación por parte de los actores locales, el Ministerio de Minas y Energía y la UPME tienen previsto adelantar jornadas de socialización en los territorios de la región. Estas jornadas iniciarán al cierre del primer semestre de 2026 y continuarán a lo largo del segundo semestre.

3.8.4 Cooperación internacional

El fortalecimiento del conocimiento técnico ha sido un pilar de la gestión sectorial, consolidando alianzas internacionales clave:

3.8.4.1 **Cooperación Sur-Sur (China):** En el segundo semestre de 2025, se estableció una alianza con el Instituto del Biogás de China (BIOMA), afianzada tras la visita de un delegado del Ministerio a dicho país. La agenda conjunta aborda cinco ejes: capacitación técnica, desarrollo de productos de conocimiento, investigación cooperativa, transferencia de manuales operativos adaptados al trópico y la ejecución de proyectos piloto en regiones estratégicas para validar indicadores en campo.

3.8.4.2 **Intercambio Técnico y Científico (Tailandia):** En el primer semestre de 2026, bajo el proyecto “Puentes de Bioenergía”, se coordinó un intercambio técnico con el Gobierno de Tailandia. El objetivo es adaptar su exitosa experiencia en la valorización de residuos agrícolas para desarrollar soluciones energéticas descentralizadas, mitigar emisiones por quemas a cielo abierto y articular estas alternativas con el programa nacional de Comunidades Energéticas.

3.8.4.3 **Programa de Capacidades Colombia - Suecia (NIR - IVL):** Con el apoyo del Consejo Internacional de la Industria Sueca (NIR) y el Instituto Sueco de Investigación Ambiental (IVL), se realizó un diagnóstico institucional y regulatorio en Colombia. Este esfuerzo derivó en un programa de capacitación desarrollado en el primer

semestre de 2026 para más de 30 entidades del sector público y privado, facilitando el trabajo articulado para el impulso del sector.

3.8.4.4 Fondo BOGA (Amazonía y Nariño): Se avanza en la gestión para la obtención de recursos a través del Fondo BOGA, con el propósito de financiar consultoría técnica orientada a identificar y estructurar iniciativas estratégicas de bioenergía en la región Amazónica. La ejecución de estos recursos está prevista para el segundo semestre de 2026.

3.9 Pacto social de los hidrocarburos: Por un sector de la gente y para la gente.

3.10 Impuesto de Transporte por Oleoductos y Gasoductos

En atención a la solicitud de información relacionada con el Impuesto de Transporte de Hidrocarburos y demás Combustibles por Oleoductos y Gasoductos, nos permitimos informar que el Grupo de Transporte de Hidrocarburos y Demás Combustibles efectuó la liquidación del impuesto y expidió las respectivas órdenes de pago a los operadores y transportadores. Con base en dichas liquidaciones, los obligados realizaron los pagos correspondientes a los municipios beneficiarios, en cumplimiento de la normatividad vigente.

Durante el período comprendido entre las vigencias 2022 y 2025, se liquidó y pagó un valor total de $1.232.270.972.145,04, distribuido así:

Vigencia 2022: $277.599.883.051,06

Vigencia 2023: $302.550.922.469,75

Vigencia 2024: $306.423.312.803,14

Vigencia 2025: $345.696.853.821,09

Los mayores aportantes corresponden a los operadores de infraestructura de transporte de hidrocarburos y gas, destacándose Oleoducto Central S.A.

(OCENSA), Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. y Promigas S.A. E.S.P., entre otros.

De acuerdo con la información reportada, los pagos han sido efectuados de manera adecuada por parte de los operadores a los municipios beneficiarios, conforme a las liquidaciones correspondientes para cada vigencia.

Se adjunta el detalle de las liquidaciones por operador y por vigencia para su conocimiento y fines pertinentes.

IMPUESTO DE TRANSPORTE PAGADO A LOS MUNICIPIOS VIGENCIA 2025					
Operador/ transportador	**Valor Liquidado 2022**	**Valor Liquidado 2023**	**Valor Liquidado 2024**	**Valor Liquidado 2025**	**TOTAL VIGENCIA 2022 2025**
COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO	$ 53.378.659,62	$ 51.464.684,69	$ 45.550.000,00	$ 44.092.275,33	$ 194.485.619,64
CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.	$ 63.935.779.150,71	$ 68.060.354.921,07	$ 71.318.279.693,99	$ 75.382.163.332,48	$ 278.696.577.098,25
ECOPETROL S.A.	$ 7.156.668.689,08	$ 6.755.596.804,49	$ 6.757.484.166,58	$ 6.511.844.809,55	$ 27.181.594.469,70
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	$ 550.253.710,90	$ 597.250.315,96	$ 369.008.595,24	$ 736.611.865,92	$ 2.253.124.488,02

SUCURSAL COLOMBIA					
AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA	$ 50.998.830,93	$ 65.793.711,31	$ 40.583.432,34	$ 12.035.251,92	$ 169.411.226,50
GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	$ 1.050.165.364,81	$ 1.189.072.617,18	$ 1.137.870.206,23	$ 950.910.901,81	$ 4.328.019.090,03
GRAN TIERRA	$ 27.378.157,46	$ 19.057.185,66	$ 12.006.292,99	$ -	$ 58.441.636,11
HOCOL S.A.	$ 8.243.036.414,95	$ 8.757.777.610,35	$ 8.250.607.151,26	$ 8.112.506.911,25	$ 33.363.928.087,81
OLEODUCTO CENTRAL S.A.	$ 79.802.162.667,43	$ 85.135.537.742,43	$ 82.006.858.446,92	########## #######	$ 354.698.540.414,25
OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A.	$ 13.342.678.179,70	$ 13.202.741.041,96	$ 12.665.934.670,18	$ 13.047.632.248,00	$ 52.258.986.139,84
OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA SAS	$ 1.650.551.767,09	$ 3.082.857.812,18	$ -	$ -	$ 4.733.409.579,27
OLEODUCTO DE LOS LLANOS	$ 21.189.976.225,00	$ 26.160.713.354,93	$ 25.415.954.244,52	$ 26.400.071.374,86	$ 99.166.715.199,31

ORIENTALES S.A.					
SIERRACOL ENERGY ARAUCA LLC	$ 321.879.396,57	$ 312.439.415,09	$ 359.682.877,09	$ 324.879.927,81	$ 1.318.881.616,56
PAREX RESOURCES COLOMBIA AG SUCURSAL	$ 52.750.045,83	$ 126.576.445,87	$ 127.145.471,77	$ 88.868.088,33	$ 395.340.051,80
PERENCO COLOMBIA LIMITED	$ 187.648.627,75	$ 247.579.713,92	$ 297.187.687,01	$ 39.891.193,54	$ 772.307.222,22
CERRO MATOSO S.A.	$ 151.719.618,00	$ 168.577.353,00	$ 185.435.089,00	$ 202.292.824,00	$ 708.024.884,00
COINOGAS S.A. E.S.P.	$ 65.051.469,00	$ 72.279.410,00	$ 79.507.351,00	$ 86.735.292,00	$ 303.573.522,00
PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A E.S.P.	$ 1.421.249.334,00	$ 1.579.165.927,00	$ 1.737.082.519,00	$ 1.894.999.112,00	$ 6.632.496.892,00
PROMIGAS S.A. E.S.P.	$ 28.864.689.849,00	$ 32.072.988.721,00	$ 35.279.621.794,00	$ 38.486.253.132,00	$ 134.703.553.496,00
PROMIORIENTE S.A. E.S.P.	$ 7.616.430.174,00	$ 8.462.700.194,00	$ 9.308.970.213,00	$ 10.155.240.232,00	$ 35.543.340.813,00

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. ESP	$ 35.931.451.608,00	$ 39.923.835.120,00	$ 43.916.218.632,00	$ 47.908.602.144,00	$ 167.680.107.504,00
TRANSMETANO S.A. E.S.P.	$ 5.578.246.122,00	$ 6.198.051.247,00	$ 6.817.856.371,00	$ 7.437.661.496,00	$ 26.031.815.236,00
TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P	$ 84.938.934,00	$ 94.376.593,00	$ 103.814.253,00	$ 113.251.912,00	$ 396.381.692,00
MANSAROVAR	$ 270.800.055,23	$ 214.134.527,66	$ 190.653.645,02	$ 6.327.938,81	$ 681.916.166,72
TOTAL					**$ 1.232.270.972.145,04**

Tabla 1. Impuesto de transporte pagado a los municipios vigencia 2025 – Grupo de Transportes DH

3.10 OTROS TEMAS QUE EL ÁREA CONSIDERE

CAPÍTULO 4. TRANSVERSAL

4.1 Regalías

4.2 Cooperación Internacional para la TEJ

4.3 Trabajo decente (suscripción del acuerdo sindical)

4.4 Fortalecimiento territorial, ambiental y participación social (OAAS)

4.5 OTROS TEMAS QUE SECRETARÍA GENERAL CONSIDERE.