

Análisis sobre la situación del gas natural y su rol en la transición energética en Colombia

Autora: Marusia Ruiz Caro



REPORTE

Análisis sobre la situación del gas natural y su rol en la transición energética en Colombia

Autora: Marusia Ruiz Caro

REPORTE

Análisis sobre la situación del gas natural y su rol en la transición energética en Colombia

Plataforma para una Reactivación Sostenible (PLARS)

Autora: Marusia Ruiz Caro

Edición: José Curcio

Coordinaciones: Juliana Peña Niño, Sofía Rivera, Anna Cartagena

Diseño gráfico: Negrapata SAC

Primera edición, junio de 2023

Contenido

Introducción	5
1. Descripción de la situación actual del gas natural en Colombia	6
1.1 Matriz energética, reservas y producción	6
1.1.1 Producción primaria	6
1.1.2 Consumo final de energía	7
1.1.3 Reservas	10
1.1.4 Producción	11
1.1.5 Ratio reservas/producción	12
1.1.6 Política de aseguramiento del abastecimiento del gas natural	13
1.2 Consumo de gas natural y precios	19
1.2.1 Consumo interno	19
1.2.2 Precios del gas para el consumo interno	25
1.3 Infraestructura para el gas natural	27
1.3.1 Infraestructura construida	27
1.3.2 Infraestructura proyectada	30
1.3.3 Rol del Estado en las inversiones	33
1.4 Aportes al Estado	35
A MANERA DE SÍNTESIS	40
2. Revisión de políticas públicas y planes	43
2.1 Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. Colombia, potencia mundial de la vida (Ley 2294)	43
2.2 Hoja de ruta de la Transición Energética Justa	51
2.3 Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050	58
2.4 Política de Transición Energética (Documento Conpes 4075)	66
3. Conclusiones	71
Referencias bibliográficas	79
Siglas y acrónimos	82

Introducción

El gas natural es un servicio público al que acceden más de treinta millones de personas en una amplia extensión del territorio colombiano gracias a una muy desarrollada infraestructura de transporte. Además, es el combustible más utilizado en la industria y en el sector petrolero.

La crisis climática por la que atraviesa el planeta nos lleva a analizar los compromisos internacionales suscritos por el país para mitigarla y adaptarse a ella, y uno de sus ejes es la transición energética, cuestión de especial relevancia para Colombia como productor de hidrocarburos cuya importancia no se relaciona solo con la participación en la matriz energética y la reducción de la brecha, sino también con la estabilidad macroeconómica y fiscal, así como con las condiciones adecuadas para desarrollar la competitividad de su estructura productiva.

Si se lo compara con el carbón o el petróleo y sus derivados, el gas natural emite menos dióxido de carbono a la atmósfera, lo que ha llevado a varios gobiernos a otorgarle un papel significativo en las estrategias de transición energética hacia la descarbonización. Sin embargo, esta no deja de ser una posición controversial, dado que se trata de un combustible fósil que también emite gases de efecto invernadero tan perniciosos como el metano. La posición hegemónica entre las élites empresariales y políticas es que la transición energética y la ampliación de la participación de las fuentes renovables de energía solo son viables si el gas es el eje estratégico del proceso.

En este documento se recopila la información referente a la realidad energética colombiana en general, y la del gas en particular, y se revisan las políticas relacionadas con la transición energética, así como los compromisos para avanzar en ella.

En el primer capítulo se presenta una información detallada de los principales indicadores que muestran la situación del sector gasífero, entre ellos, la cantidad de reservas, el consumo actual y proyectado, la infraestructura establecida, los futuros proyectos, así como su aporte a la economía. Dada la cantidad de datos, al final de la sección se incluye una síntesis con los aspectos más relevantes.

En el segundo capítulo se exponen los objetivos, las metas y las estrategias definidas en el Plan Energético Nacional 2020-2050, que incluye la Política de Transición Energética y el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. Dado que en agosto de 2022 asumió su mandato el presidente Gustavo Petro, cuyo gobierno ha planteado cambios significativos en la política energética, se presentan los principales documentos de política elaborados por la administración del expresidente Iván Duque, los cuales se mantienen vigentes, las orientaciones contenidas en las propuestas sobre transición energética aprobadas y las que están en construcción.

El capítulo final está dedicado a presentar, a manera de síntesis, un conjunto de conclusiones derivadas de los capítulos precedentes.



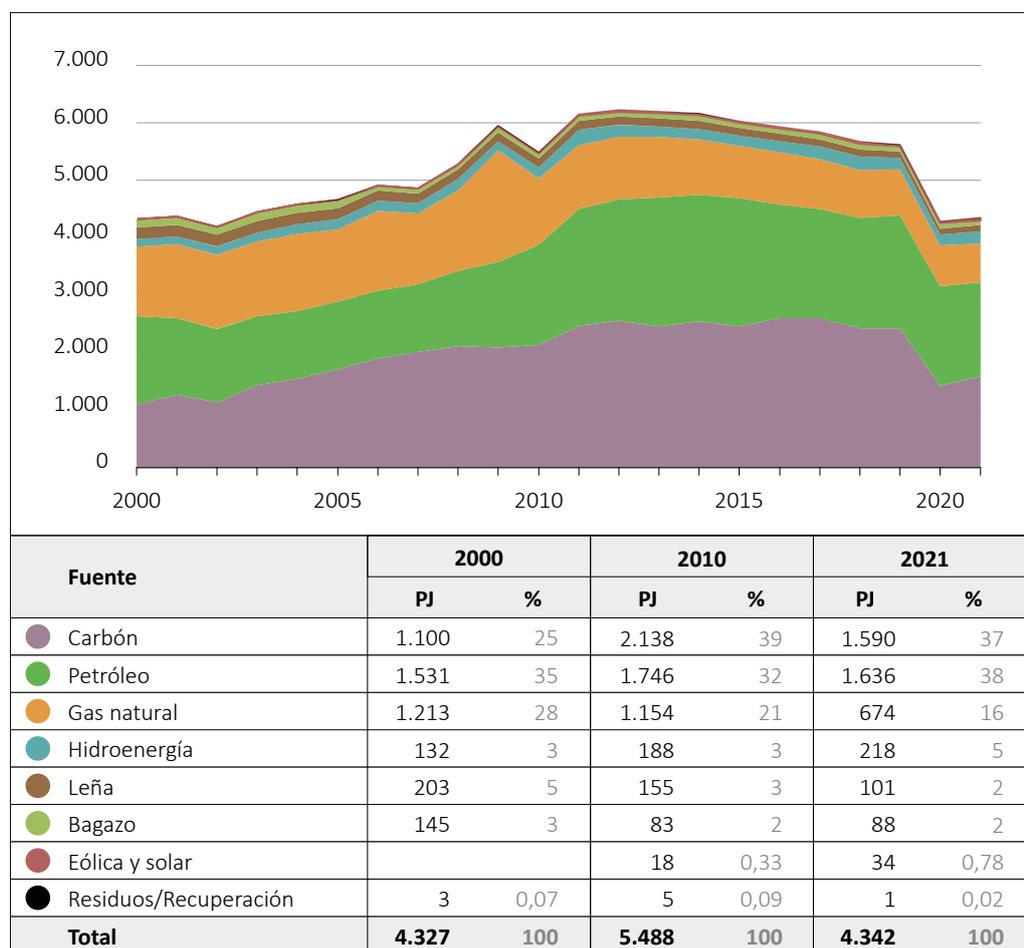
1. Descripción de la situación actual del gas natural en Colombia

1.1 Matriz energética, reservas y producción

1.1.1 Producción primaria

Durante la última década el carbón mineral y el petróleo han sido las fuentes de energía primaria más importantes para el país con un 75 % de aporte constante a la matriz. Por su parte, entre 2000 y 2021 el gas natural perdió participación pasando del 28 % al 16 % del total, y el volumen producido cayó 44 % en ese periodo.

GRÁFICO 1. Producción de energía primaria por fuente (2000-2021)
(petajulios)



Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Balance Energético Colombiano, varios años.

Aunque la hidroenergía tiene una baja contribución a la matriz primaria (5%), junto con las energías renovables no convencionales es la fuente que más creció (65%) entre 2000 y 2021. Y, a pesar de que las energías no convencionales representan apenas el 0,8% de la extracción primaria, casi duplicaron su producción entre 2010-2021.

1.1.2 Consumo final de energía

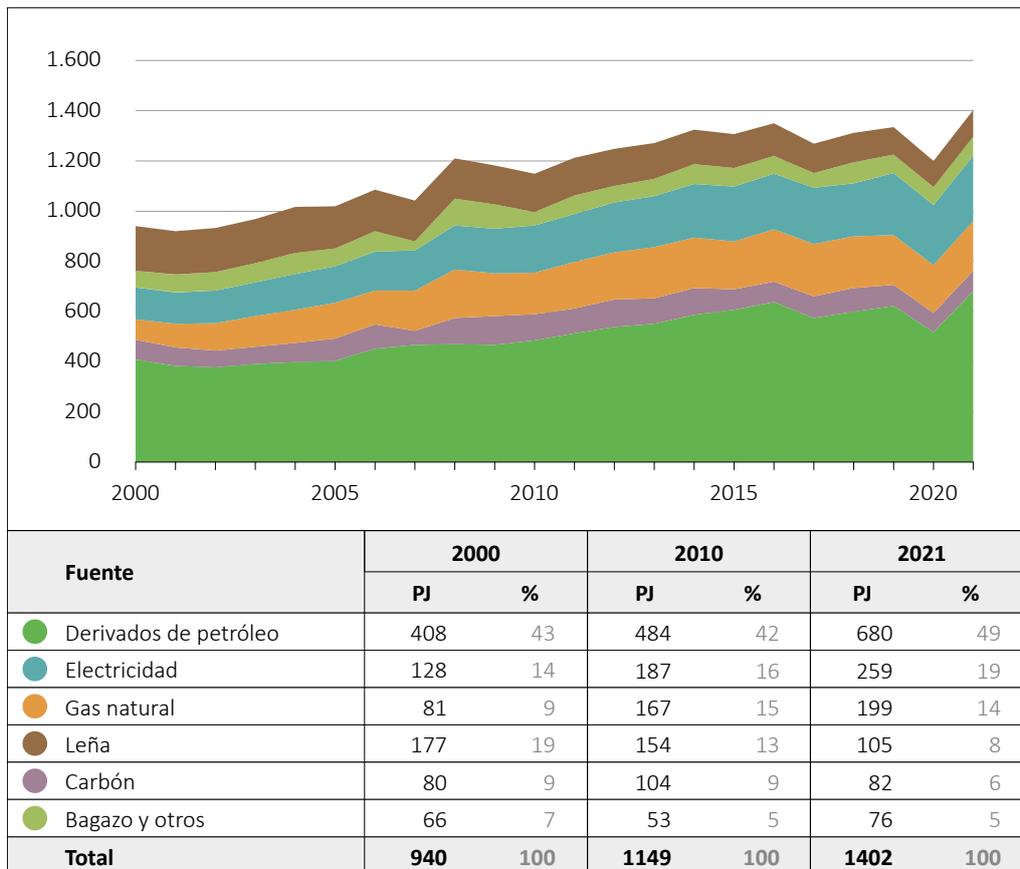
En esta matriz cambia la composición de las fuentes energéticas por efecto de las importaciones y las exportaciones, así como por las transformaciones internas. El peso del carbón se redujo notoriamente debido a que más del 90% de la producción extraída se exporta, y un 5% se destina a la generación eléctrica y las coquerías.

REPORTE

Análisis sobre la situación del gas natural y su rol en la transición energética en Colombia

Si bien el 64 % de la producción de crudo se exporta, los derivados del petróleo que se refinan en el país y los que se importan constituyen el principal consumo energético: casi la mitad del total en 2021. Le siguen en importancia la electricidad (19 %) y el gas natural, que ha mantenido una participación cercana al 15 % en el consumo final en la última década.

GRÁFICO 2. Consumo final de energía por fuente, 2000-2021 (Petajulios)

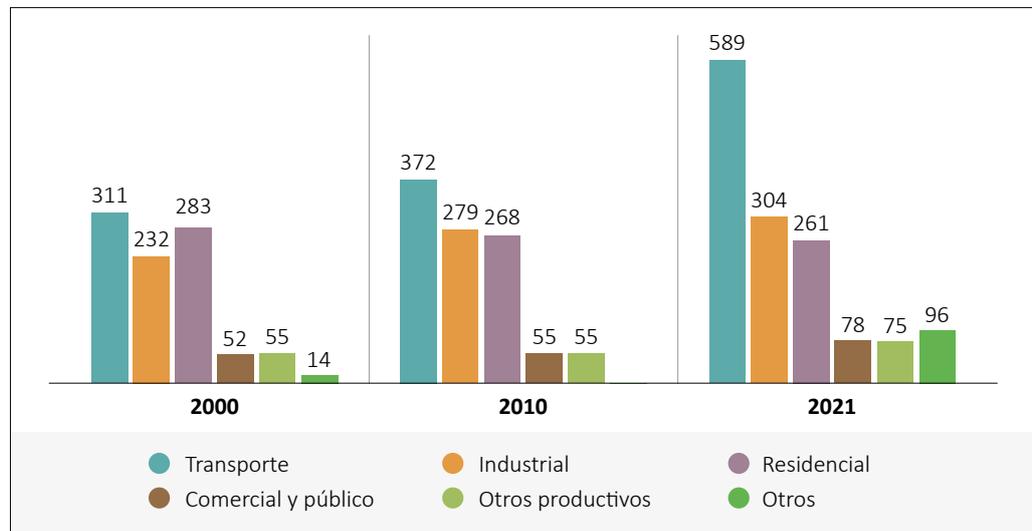


Fuente: UPME, Balance Energético Colombiano, varios años.

El peso del gas se reduce en el consumo final porque una parte de la producción se reinyecta en los reservorios asociados para mantener la presión y aumentar la recuperación del crudo y otra parte se destina a la generación de electricidad. Sin embargo, el consumo de gas natural tuvo un incremento importante entre 2000 y 2015, después de lo cual se ha mantenido estable. Por último, a pesar de su sostenida reducción, la leña todavía constituye una fuente importante de energía.

En 2021 el consumo por sectores mostró que el transporte era el que más energía final consumía (42 %) y el que más creció en el periodo: 89 %. Siguieron en importancia el sector industrial, con el 22 % del consumo energético, y el residencial, con el 19 %.

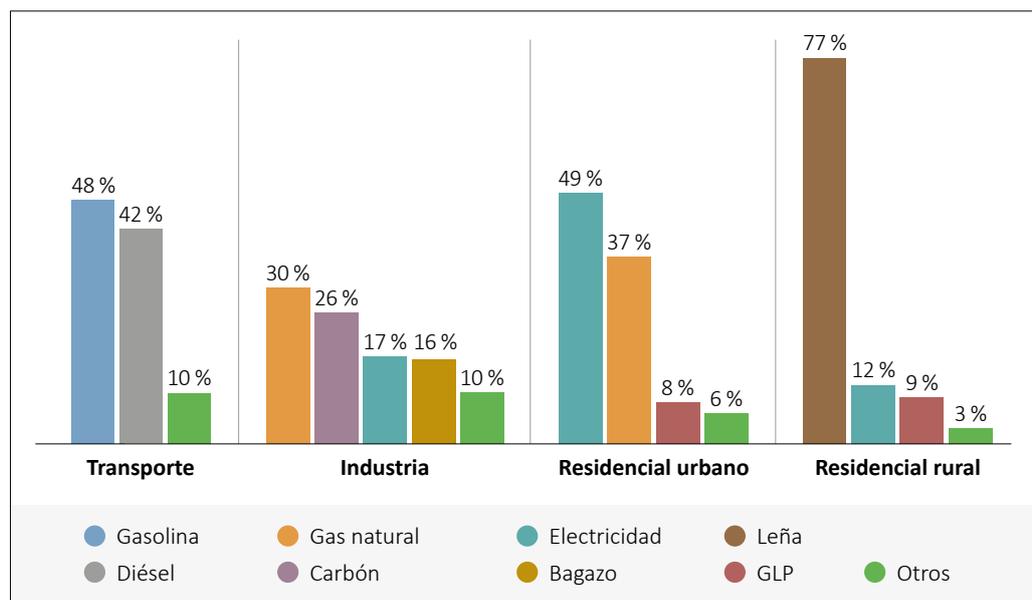
GRÁFICO 3. Consumo final de energía por sector (2000, 2010 y 2021)
(Petajulios)



Fuente: UPME, Balance Energético Colombiano, varios años.

Como se aprecia en el gráfico 4, para 2021 el crecimiento del sector transporte aumentó la demanda de derivados del petróleo, de forma que el 90 % de su consumo lo constituyeron el diésel y la gasolina para motor. En la industria se consumió sobre todo gas natural y carbón mineral. En el sector residencial se consumió leña (35 %), electricidad (33 %) y gas natural (22 %) como promedio nacional, pero el peso de estos energéticos varió según se tratara de áreas urbanas o rurales. Los hogares urbanos utilizaron fuentes más eficientes, mientras que para los rurales la fuente más importante (77 %), continuó siendo la leña.

GRÁFICO 4. Consumo final por sector y fuente energética (2021)

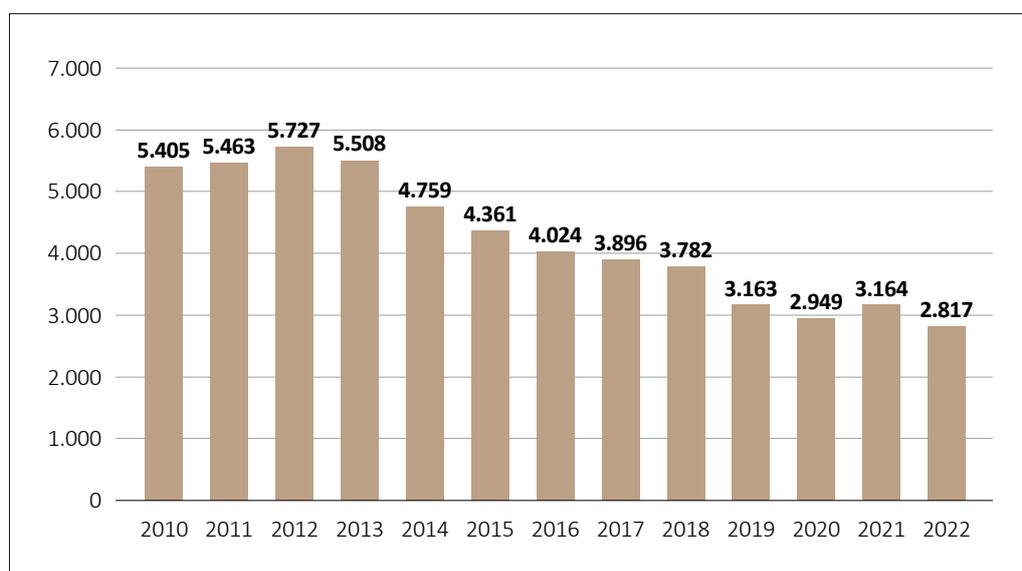


Fuente: UPME, Balance Energético Colombiano (BECO) 2021.

1.1.3 Reservas

Las reservas probadas de gas natural de Colombia están en descenso desde 2013, con excepción de un ligero aumento de 7,3 % registrado en 2021, que se debió, sobre todo, a revisiones técnicas y reclasificaciones, y solo una pequeña parte a nuevas incorporaciones. En 2022 el reporte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) indica que continúa la tendencia a la baja con un volumen de reservas probadas de 2.817 giga pies cúbicos de gas natural, 11 % menos que el año anterior.

GRÁFICO 5. Reservas probadas de gas natural (2010-2022) (giga pies cúbicos)



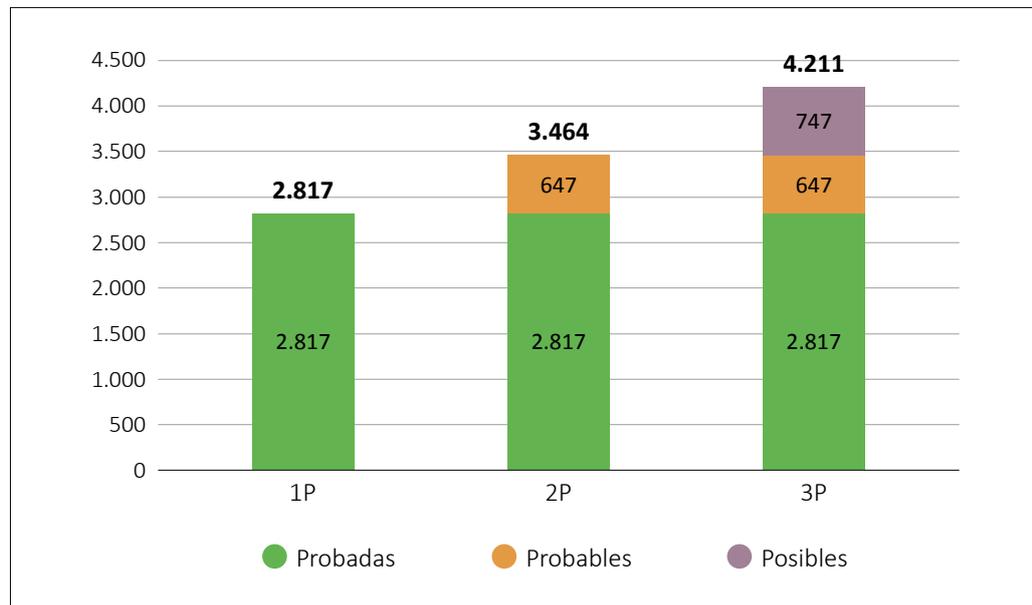
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Actualmente casi el 80 % de las reservas probadas se concentra en tres departamentos: Casanare (49 %), La Guajira (20 %) y Córdoba (9 %). El 55 % de las reservas probadas se encuentra en lotes operados por Ecopetrol y el 23 % por Hocol, filial de la primera, por lo que el 78 % del gas natural de Colombia está en manos del grupo estatal.

Al 31 de diciembre de 2022, la Agencia Nacional de Hidrocarburos registró reservas de gas probables y posibles por 4.211 giga pies cúbicos, las cuales complementan la información sobre el potencial de producción de gas natural del país¹.

1 La probabilidad de recuperación rentable de las reservas probadas (1P) alcanza el 90 % en la fecha en que se evalúan, mientras que para las probables (2P) la tasa disminuye al 50 %, y para las posibles (3P) al 10 %, debido a que los dos últimos tipos de reservas se calculan sobre la base de información indirecta (estudios, sísmica) y no de pozos perforados.

GRÁFICO 6. Reservas totales (2022)
(giga pies cúbicos)



Fuente: ANH.

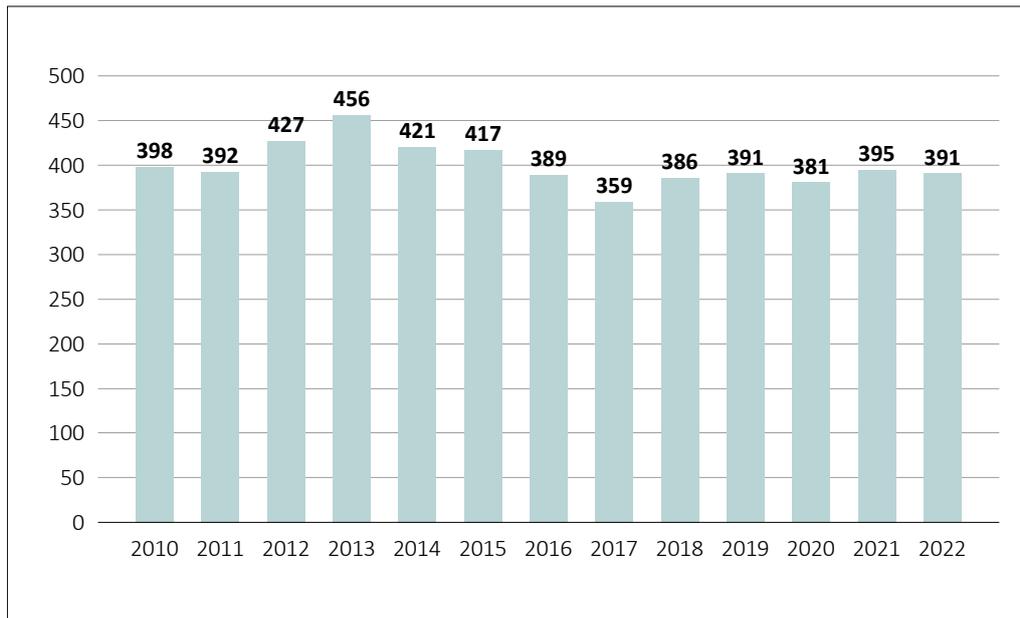
Adicionalmente, al cierre de 2022 la ANH estimó en 4222 giga pies cúbicos los recursos contingentes de gas natural (2C), los cuales casi se cuadruplicaron con respecto al año 2021². El 68 % de este volumen corresponde a la reclasificación — del nivel prospectivo a recursos contingentes— del gas descubierto costa afuera en las cuencas Sinú y Guajira, lo que implica que una cantidad de gas natural similar a las actuales reservas probadas se considera potencialmente recuperable de los campos ubicados costa afuera, cuando confluyan condiciones técnicas, económicas, sociales o ambientales, entre otras, que hagan viable su explotación en términos comerciales.

2 Los hidrocarburos se clasifican como recursos contingentes cuando existen volúmenes potencialmente recuperables, de acumulaciones conocidas, mediante proyectos de desarrollo, pero que en el momento de la evaluación no se consideran comerciales por diversos factores (contingencias) de carácter técnico, económico, ambiental, social o de infraestructura, entre otros. Los recursos contingentes se categorizan de acuerdo con el grado de incertidumbre asociado y 2C corresponde a la mejor estimación.

1.1.4 Producción

En 2013 la producción comercializada de gas natural alcanzó su mayor volumen de la década, pero disminuyó gradualmente hasta llegar a los 359 giga pies cúbicos en 2017, y en 2021 alcanzó la cifra más alta de los últimos siete años.

GRÁFICO 7. Producción comercializada de gas natural (2010-2022) (giga pies cúbicos)



Fuente: ANH.

El 72 % de la producción se extrajo en el departamento de Casanare, y le siguieron en importancia los campos ubicados en La Guajira, Sucre y Córdoba, con el 18 %. Entre los cuatro departamentos concentraron el 90 % de la producción nacional.

1.1.5 Ratio reservas/producción

El ratio reservas probadas/producción (R/P) mide el número de años que se espera duren las reservas con el ritmo de extracción vigente sin que se incorporen nuevos descubrimientos. Es un indicador del grado de seguridad de aprovisionamiento del gas natural.

GRÁFICO 8. Ratio reservas probadas/producción (2010-2022) (años)



Fuente: ANH.

El ratio R/P de Colombia en el año 2022 indica una duración de las reservas probadas de gas natural de 7,2 años, el menor nivel alcanzado en los últimos diez años.

1.1.6 Política de aseguramiento del abastecimiento del gas natural

Frente a la tendencia en declive de las reservas de gas natural y de petróleo en Colombia, las entidades responsables del sector hidrocarburos emprendieron diversas estrategias para aprovechar su potencial, tanto en yacimientos convencionales como no convencionales y en aquellos costa afuera. Esta orientación respondió a la política de aseguramiento del abastecimiento del gas natural que se aprobó en 2008, a la que se dio continuidad en los sucesivos planes nacionales y se ratificó en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, que dispuso intensificar la exploración y explotación de hidrocarburos para incrementar las reservas y preservar la autosuficiencia en el mediano y largo plazo.

El Gobierno de Gustavo Petro, que inició su mandato en agosto de 2022, ha planteado una nueva orientación para la política de hidrocarburos como parte de la ruta hacia una transición energética justa, y una de sus estrategias es aumentar las reservas mediante una mayor eficiencia en las actividades de exploración y explotación de los contratos ya suscritos, y suspender la firma de nuevos.

El informe sobre el estado de las reservas del año 2022, que se dio a conocer a fines de mayo de 2023, es considerado un instrumento clave para que el Gobierno

determine las prioridades en la política de hidrocarburos. En la medida en que sus efectos se conocerán en el transcurso del año 2023, a continuación se presentan las principales estrategias seguidas para incrementar las reservas, así como algunos indicadores sobre la actividad exploratoria, los cuales muestran una recuperación después de la caída registrada por la pandemia en 2020.

CUADRO 1. Pozos perforados, contratos e inversión en hidrocarburos (2015-2022)

Actividad	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Sísmica 2D	Kilómetros	32.682	39.767	1.561	1.107	5.354	283	1.584	1.904
Pozos perforados	Número	750	272	691	812	779	285	455	750
- Exploratorios		25	21	54	48	48	18	25	93
- En desarrollo		735	251	637	764	731	267	430	657
Contratos vigentes	Número	304	267	248	309	595	320	321	330
Inversión	MMUSD	5.770	2.040	3.400	4.350	4.030	2.050	3.090	4.880
- Exploración		890	720	1.100	800	780	350	520	1.290
- Explotación		4.880	1.320	2.300	3.550	3.250	1.700	2.750	3.590

Fuentes: ANH, Informe anual de gestión 2021 y Estadísticas página web. Promigas, Informe del sector gas natural Colombia 2022. Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP). "Tendencias de inversión en exploración y producción de petróleo y gas en Colombia 2022 y perspectivas 2023", febrero de 2023.

Una estrategia empleada es el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), mediante el cual la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha organizado procesos competitivos para adjudicar bloques que la entidad selecciona y ofrece, o que responden al interés de las compañías. Esto implica la actualización constante de la información sobre las oportunidades de inversión en el sector del petróleo y el gas.

En 2021 se realizó el cuarto ciclo del PPAA Ronda Colombia 2021, en el que se asignaron 30 áreas en zonas continentales, con lo que se espera añadir una inversión cercana a los USD150 millones en exploración.

Por su parte, para obtener resultados en el corto plazo, Ecopetrol puso en práctica la *exploración en zonas cercanas*, de forma que al desarrollar la exploración de manera integrada con las operaciones en campos que están en producción se pueden optimizar costos, aprovechar las instalaciones y obtener la producción comercial en tiempos cortos.

En el caso del gas natural, la estrategia se enfocó en el Piedemonte Llanero, en la costa norte y en el valle inferior del río Magdalena, donde Ecopetrol se hace cargo de la operación, se asocia con otras empresas o interviene a través de sus filiales, como Hocol.

La exploración costa afuera

Desde 2008 la *exploración costa afuera y en aguas profundas y ultraprofundas* comenzó a cobrar creciente importancia en la estrategia de Ecopetrol, y para desarrollarla la empresa se asoció con compañías experimentadas en este campo, a las cuales la ANH les adjudicó lotes en la costa caribe. Entre 2008 y julio de 2022 se firmaron once acuerdos para realizar estudios técnicos, y nueve contratos de exploración y producción.

En julio de 2022 Ecopetrol anunció el descubrimiento de gas natural en aguas profundas (830 metros) en el Caribe, a 32 kilómetros de las costas de La Guajira, donde está asociada con Petrobras. En agosto del mismo año se halló gas natural en aguas ultraprofundas (4000 metros) en el Caribe sur, a 70 km de las costas de Sucre y Córdoba, donde está asociada con la Shell.

Ambos hallazgos ratificaron otros que tuvieron lugar en 2017 y llevaron a Ecopetrol a definir parte del mar Caribe como una fuente importante de reservas de gas natural. Por esa razón, tanto en su plan de inversiones 2023, como en la Estrategia 2040, la empresa incorporó la exploración costa afuera y en aguas profundas como medio para revertir la tendencia declinante de las reservas de gas natural.

En abril de 2023 la junta directiva de Ecopetrol eligió a su nuevo presidente, quien ratificó la decisión del Gobierno de dar prioridad a la optimización de los contratos suscritos como medio para encontrar más reservas. La mayor eficiencia debe traducirse en una mejora de los factores de recobro para aumentar la producción y en porcentajes más altos de reposición de reservas. Se trata de aprovechar el espacio que existe para mejorar el desempeño en la búsqueda de hidrocarburos en las áreas asignadas que se encuentran en exploración y explotación³.

Entre esas áreas se incluyen las que están ubicadas costa afuera. Naturgas había calculado el potencial de gas natural en esta zona entre 7 y 30 billones de pies cúbicos⁴. La ministra de Minas y Energía indicó que los descubrimientos de Uchuva, Gorgon y Komodo son los más grandes de los últimos treinta años y concentran el mayor potencial de gas del país: seis pozos con una generación diaria aproximada de 290 millones de pies cúbicos cada uno⁵. Asimismo, señaló el interés del Gobierno por continuar con la política de lograr mayor eficiencia en los contratos existentes y de trabajar con el sector de hidrocarburos para materializar los proyectos costa afuera⁶.

3 Ricardo Roa, presidente de Ecopetrol (25 de abril de 2023). Entrevistas en Blu Radio <https://youtu.be/laKymNapxZA> y RCN Radio https://youtu.be/yTW_50oMqe0

4 Asociación Colombiana de Gas Natural [Naturgas] (2021). Indicadores 2020.

5 Irene Vélez, ministra de Minas y Energía (24 de mayo de 2023). Cuenta oficial del @MinEnergiaCo en Twitter <https://twitter.com/MinEnergiaCo/status/1661500796930863104?s=20>.

6 Gobierno del Cambio (24 de mayo de 2023). Informe de recursos y reservas con corte a diciembre de 2022, insumo para la Transición Energética Justa en Colombia. Comunicado conjunto.

El inicio de la producción comercial de estos descubrimientos no está definido. Las evaluaciones varían entre quienes consideran que esta podría comenzar entre 2026 y 2027⁷, y quienes piensan que los descubrimientos “aún están en etapa de verificación y, en todo caso, de confirmarse estos hallazgos, su explotación sería compleja, costosa y de largo plazo”⁸.

Al respecto, en la evaluación realizada por el Minenergía con la ANH en 2022 se calcularon diferentes probabilidades de éxito para incorporar los recursos prospectivos en las áreas de los pozos Gorgon-2 y Uchuva a las reservas probadas, a partir de lo cual proyectó como posible año de inicio de la producción de gas 2027, con capacidad para abastecer la demanda nacional hasta el 2042⁹.

Los yacimientos no convencionales y el fracking

La exploración de Yacimientos No Convencionales (YNC) es otra estrategia que se emprendió en el país para buscar nuevas reservas. La ANH tiene identificados 43 bloques con este tipo de yacimientos en siete departamentos y ha determinado que los de mayor potencial están en Cesar y en el valle medio del Magdalena. Después de Brasil y Argentina, Colombia es el país sudamericano con mayor potencial de yacimientos de gas de lutita.

Naturgas considera que el potencial de gas natural en YNC en esa zona puede fluctuar entre 4 y 24 billones de pies cúbicos, y en el Piedemonte entre 3 y 10 billones de pies cúbicos¹⁰. La ANH calcula que el ratio reservas/producción de gas natural podría incrementarse de 8 hasta 35 y 50 años. Estas magnitudes incidieron sin duda en el interés por iniciar la exploración y explotación de dichos yacimientos. En las Rondas Colombia 2012 y 2014, la ANH incluyó bloques con YNC, sin embargo, los vacíos en el marco normativo ambiental y de otro tipo impidieron el inicio de la exploración.

La extracción de los hidrocarburos que se encuentran en estas estructuras requiere un proceso de fracturación hidráulica (fracking) que implica inyectar cantidades significativas de agua con arena y sustancias químicas al subsuelo para empujar el gas o el petróleo atrapado en las rocas generadoras y aplicar una técnica de perforación horizontal en acuíferos muy profundos.

Por esa razón, la exploración y explotación de dichos yacimientos podría afectar seriamente el ambiente (p. ej., contaminación de acuíferos subterráneos y fuentes hídricas superficiales, incremento de la actividad sísmica, utilización excesiva de agua y arena, contaminación química y radiactiva) y la salud humana y animal

7 Guía del Gas. Martín Rosas. “A falta de fracking, bueno es offshore”. 20 de abril de 2022.

8 Concentra. “Fracking. Una opción para asegurar el abastecimiento de gas natural”, s/f.

9 Ministerio de Minas y Energía y Agencia Nacional de Hidrocarburos (2022). “Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa”.

10 Naturgas (2021), cit.

(p. ej., morbilidades de las personas cercanas a las explotaciones)¹¹, todo ello agravado por la ausencia de un marco institucional, normativo y regulatorio suficientemente consistente que permita mitigar o reducir el peligro latente de utilizar esa técnica, o evitar que se produzcan daños irreparables.

La decisión de avanzar en la explotación de YNC y en el uso de la fracturación hidráulica generó un amplio rechazo ciudadano, y dio lugar a la conformación de movimientos locales y nacionales que tuvieron un rol importante en difundir los riesgos sociales y ambientales de dicha técnica, mediante campañas anti-fracking y diversas formas de protesta con una extensa presión sobre los medios.

Fue en ese escenario que en 2018 el Gobierno creó una Comisión Interdisciplinaria Independiente de personas expertas, la cual, en su informe final de 2019, recomendó realizar un Proyecto Piloto de Investigación Integral (PPII) sujeto a rigurosas condiciones de control y cumplimiento de requisitos, como paso previo para evaluar el impacto de ese tipo de intervención.

En julio de 2018 el Grupo de Litigio e Interés Público (GLIP) de la Universidad del Norte pidió al Consejo de Estado la nulidad de dos normas (el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014) que establecían los criterios y procedimientos para hacer viable la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC. Se arguyó que las disposiciones contenidas en las normas no eran suficientes para evitar o mitigar los perjuicios que podrían traer esas actividades sobre el ambiente y la salud.

En noviembre de 2018 el Consejo de Estado aprobó una medida cautelar, y suspendió la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en Colombia mientras decidía el tema de fondo. En septiembre de 2019 el Consejo ratificó la medida cautelar, pero dejó abierta la posibilidad de realizar los pilotos recomendados por la Comisión. Ecopetrol esperaba que dichos pilotos brindaran información que permitiera anular la suspensión, aun cuando representantes de organizaciones de la sociedad civil advirtieron que los resultados de los pilotos no necesariamente serían concluyentes en relación con los riesgos ambientales que implicaría el escalamiento a las operaciones reales¹².

Sobre la base de la normativa y la hoja de ruta aprobadas por las autoridades para ejecutar los pilotos, en diciembre de 2020 la ANH firmó un Contrato Especial de Proyectos de Investigación (CEPI) con Ecopetrol para realizar el primero en Puerto Wilches (Santander) denominado Kalé, con una inversión de USD76,7 millones. En junio de 2021 se firmó el segundo CEPI con Exxon Mobil para el piloto Platero que se realizaría también en Puerto Wilches, de manera conjunta con Ecopetrol, con una inversión de USD53 millones. Cada uno duraría 18 meses e incluían actividades de perforación, fracturación y evaluación de los yacimientos. La Autoridad Nacional

11 Proyecto de Ley 114S/2022.

12 Gómez, Andrés, Álvaro Pardo y Julio Fierro (2019). La inviabilidad del fracking frente a los retos del siglo XXI, Bogotá, Fundación Heinrich Böll y Alianza Colombia Libre de Fracking.

de Licencias Ambientales (ANLA) entregó la licencia al piloto Kalé en marzo de 2022 e inició el trámite de Platero.

La Alianza Colombia Libre de Fracking logró la confluencia de más de cien organizaciones ambientalistas, sindicales, académicas y de defensa del territorio. En Puerto Wilches, donde la oposición a la realización de los pilotos es mayoritaria, se articularon colectivos ciudadanos, como el de jóvenes AguaWil (Comité para la Defensa del Agua, la Vida y el Territorio), en acciones de resistencia. La amplia movilización fue respondida con amenazas y agresiones contra sus integrantes, en especial contra sus lideresas y líderes.

En abril de 2022, la Alianza Colombia Libre de Fracking, la Corporación Colectivo de Abogados José Alvear Restrepo (CCAJAR) y la Corporación Podion interpusieron una tutela de derechos en favor de la Corporación AfroWilches. El juzgado que la acogió suspendió la licencia ambiental de Kalé y el trámite de Platero hasta que se realizara y culminara la consulta previa a esta población. En junio el Tribunal Administrativo de Santander anuló la decisión y permitió la continuación de los pilotos.

Por otro lado, en julio, la Sección Tercera del Consejo de Estado decidió mantener la vigencia de los dos dispositivos legales que había dejado en suspenso desde noviembre de 2018, lo que abrió la puerta para que las empresas que tenían contratos que incluían la fracturación hidráulica pudieran avanzar en su ejecución.

Con el fin de detener el inicio de la fracturación hidráulica la Alianza también optó por la ruta de las iniciativas legislativas y concertó con parlamentarios de diferentes agrupaciones políticas la presentación, hasta en tres ocasiones, de proyectos de ley para prohibir la exploración y explotación de YNC de hidrocarburos y la fracturación hidráulica. Sin embargo, las iniciativas no prosperaron porque no hubo suficiente apoyo en el Congreso.

En agosto de 2022 el nuevo Gobierno presentó el proyecto de ley 1145-2022 que prohíbe la exploración y producción de hidrocarburos en YNC, así como el empleo de la fracturación hidráulica horizontal multietapa en cualquier tipo de reservorio. La prohibición se extiende al otorgamiento de licencias o permisos ambientales y a la suscripción de contratos para operar en YNC y utilizar esa técnica, y da un año de plazo para definir las condiciones que permitan concluir los contratos y los CEPI firmados que estén incursos en las nuevas prohibiciones. Además, el proyecto plantea la reformulación de la política de transición energética.

Este cuarto proyecto de ley es el primero que nace del Gobierno nacional y cuenta con el apoyo de organizaciones sociales, como la Alianza Colombia Libre de Fracking, además de un amplio respaldo parlamentario.

El proyecto aprobado por el Senado el 18 de abril prohíbe explorar y producir hidrocarburos en YNC asociados a roca generadora (gas y petróleo de lutita), a arenas bituminosas y a los hidratos de metano, así como a emplear la fracturación hidráulica multietapa en secciones horizontales (fracking) en estos tres tipos de yacimientos. En concordancia con lo anterior, suprime la vigencia de los

CEPI suscritos –los cuales permitieron iniciar los proyectos piloto– y prohíbe la suscripción de nuevos.

Sin embargo, a pesar del escenario favorable, el texto aprobado no incluye todos los alcances del proyecto inicial, pues excluye de la prohibición los yacimientos no convencionales de gas metano asociado a mantos de carbón y, por tanto, las técnicas que se requieren para su explotación, las cuales plantean también riesgos ambientales. Asimismo, deja por fuera la disposición que ordenaba la reformulación de la política de transición energética.

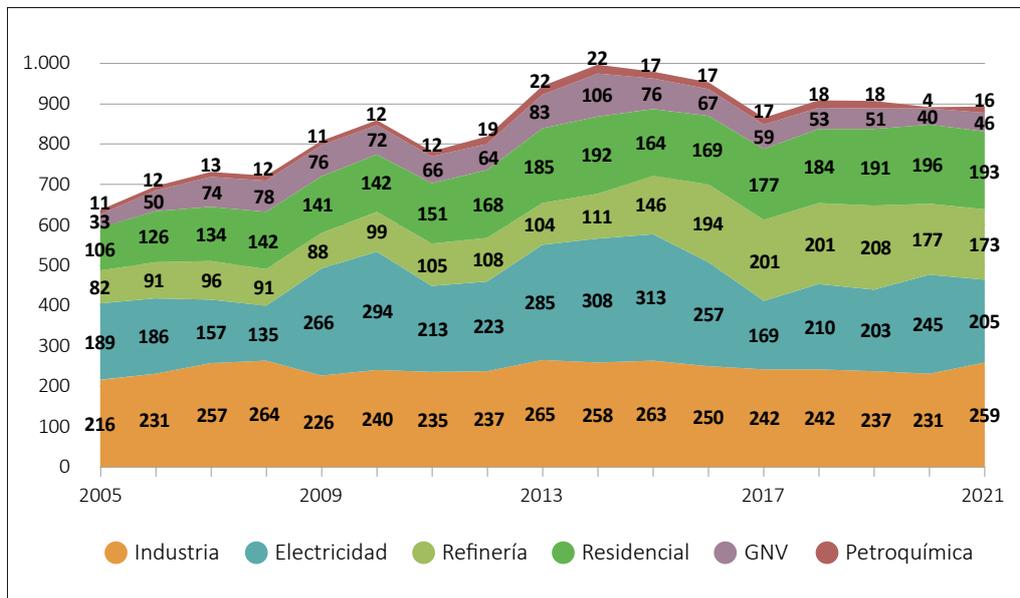
Queda pendiente la aprobación del proyecto en la Cámara de Representantes en la legislatura que termina en junio de 2023.

1.2 Consumo de gas natural y precios

1.2.1 Consumo interno

Con los primeros hallazgos importantes en la costa atlántica, desde inicios de la década de 1990, Colombia decidió adelantar un programa de masificación del gas natural, e intensificó la estrategia con los nuevos descubrimientos de Cusiana y La Guajira. De acuerdo con el Conpes 2646, “Plan de Gas. Estrategia para el desarrollo del programa de gas”, el gas debía ser la fuente energética que ayudara a diversificar la matriz y alimentara los sectores productivo, de transporte y residencial. El uso del gas en el sector eléctrico serviría para dar confiabilidad al sistema, pero debía mantenerse la alta participación de la hidroenergía.

La orientación de las políticas relacionadas con el de gas natural se refleja en la composición del consumo: el sector industrial es el principal consumidor, con una participación estable del 29 % en el último quinquenio; el segundo sector en importancia es el eléctrico, con el 23 %; el tercero es el residencial que absorbe el 22 % del consumo; el cuarto es el sector petrolero, que incluye las refinerías, las empresas transportadoras y Ecopetrol, y demanda el 19 %, y en quinto lugar el gas natural vehicular que representa el 5 %.

GRÁFICO 9. Evolución del consumo de gas natural por sectores (2005-2021) (millones de pies cúbicos diarios)

Fuente: UPME, Boletines estadísticos varios años.

Sector industrial

El sector industrial es el principal consumidor de gas natural –incluida la refinación–, con una participación del 30 %. Se utiliza en diversas ramas y el número de usuarios ha ido en aumento (3.025 en 2007 a 5.872 en 2021); los departamentos con mayor demanda son Santander, Bolívar, Valle del Cauca, Cundinamarca y Atlántico¹³.

De acuerdo con el informe especial de Concentra¹⁴, las industrias manufactureras con mayores consumos de gas natural en Colombia son la fabricación de minerales no metálicos (cemento, arcilla y vidrio) y de productos químicos (que incluyen abonos, fertilizantes y plásticos en formas primarias). Estas industrias emplean el gas natural para producir calor directo, pues son intensivas en el uso de la energía. A esta forma de generación de calor se destina el 64 % del gas natural que se consume en el sector.

El 36 % restante se utiliza para producir calor indirecto en calderas de pequeño y mediano tamaño. En este rubro se destaca como principal consumidor la industria de papel y cartón. Sin embargo, a pesar de la cada vez más amplia penetración del gas como fuente de energía en la industria, el carbón mineral mantiene un peso del 26 %.

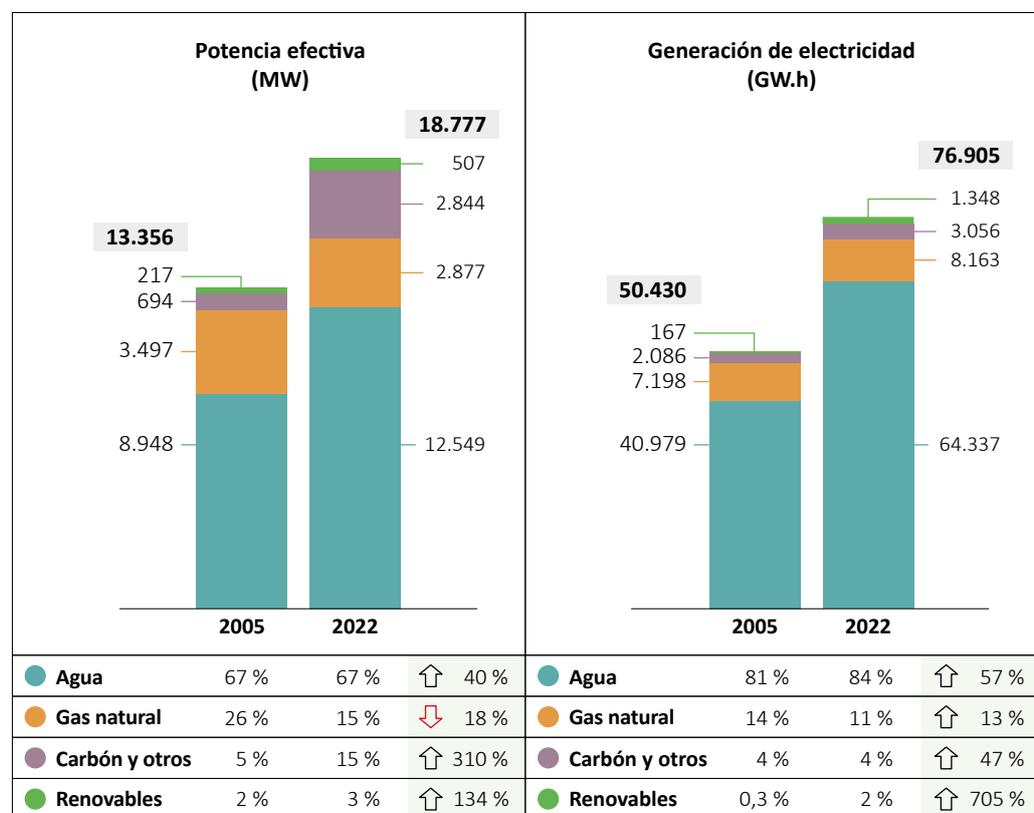
13 UPME. Boletín estadístico 2018-2021.

14 Concentra. “Consumo industrial de gas natural en Colombia, 2009-2018”, cit.

Sector eléctrico

La potencia efectiva de generación eléctrica en 2022 dependía mayoritariamente de la hidroenergía, con 12.549 megavatios, frente a los 5.721 megavatios de las centrales a gas y carbón. Una proporción mayor a favor del agua se registró en la electricidad, donde las centrales hidráulicas generaron 5,7 veces más electricidad que las térmicas en 2022: 64.337 Gw hora contra 11.219 Gw hora que produjeron el gas y el carbón.

GRÁFICO 10. Potencia efectiva y generación de electricidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) por recurso energético (2005 y 2022)



Fuente: UPME. Boletín estadístico 2000-2013. Portal XM.

En años de operación normal la participación del gas natural no llega al 15 % de la generación. No obstante, la demanda por gas natural para producir electricidad se incrementa periódicamente en los años de sequía, generalmente cuando ocurre el fenómeno El Niño. Entonces, por la disminución de los embalses, la hidroenergía no es suficiente para producir la electricidad que el país necesita. En esas épocas el sector termoeléctrico aumenta el consumo de gas natural para brindar energía como respaldo de la generación hídrica. Este incremento puede llegar a duplicar el consumo de gas natural del sector eléctrico.

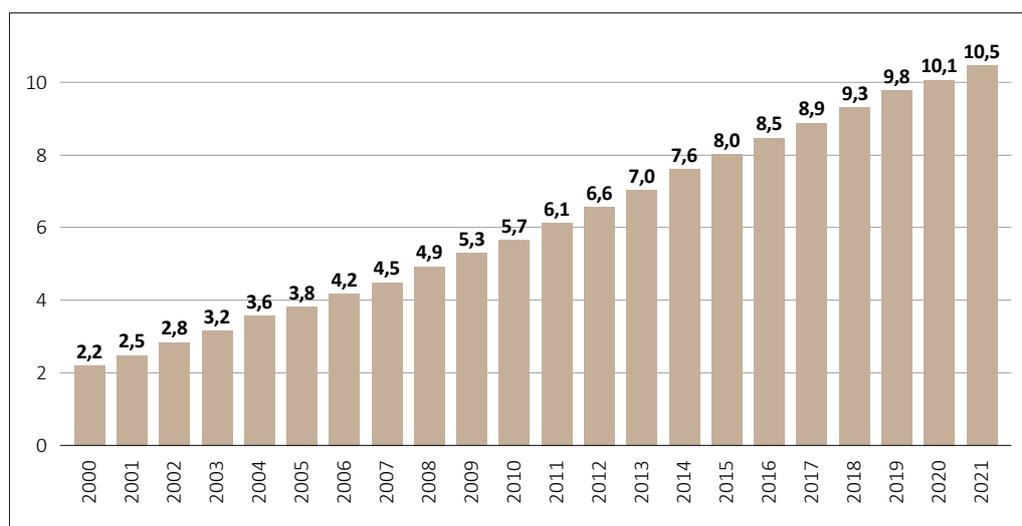
Debido a la disminución de las reservas probadas de gas natural y al incremento cíclico de la demanda por el sector eléctrico, se evaluó la necesidad de contar con

una infraestructura que permitiera importar gas natural durante las épocas de sequía. Así, en 2016 se puso en operación cerca de Cartagena una unidad flotante de almacenamiento y regasificación con capacidad para procesar 11 millones de metros cúbicos diarios de Gas Natural Licuado (GNL).

Sector residencial

En las tres décadas que han transcurrido desde que se aprobó el programa para la masificación del gas natural en 1991, se han conectado al servicio de gas natural 10,5 millones de usuarios del sector residencial (al 31 de diciembre de 2021). Como se ve en el gráfico 11, el crecimiento ha sido constante y, de acuerdo con el análisis realizado por Promigas¹⁵, a partir del número de viviendas ocupadas y del promedio de habitantes por vivienda, al cierre del 2021 el porcentaje de población con acceso al servicio de gas natural en sus hogares llegaba al 65 %, es decir, 33 millones de personas.

GRÁFICO 11. Usuarios residenciales conectados al servicio de gas natural (2000-2021)
(millones de viviendas)



Fuente: UPME, Boletines estadísticos, varios años.

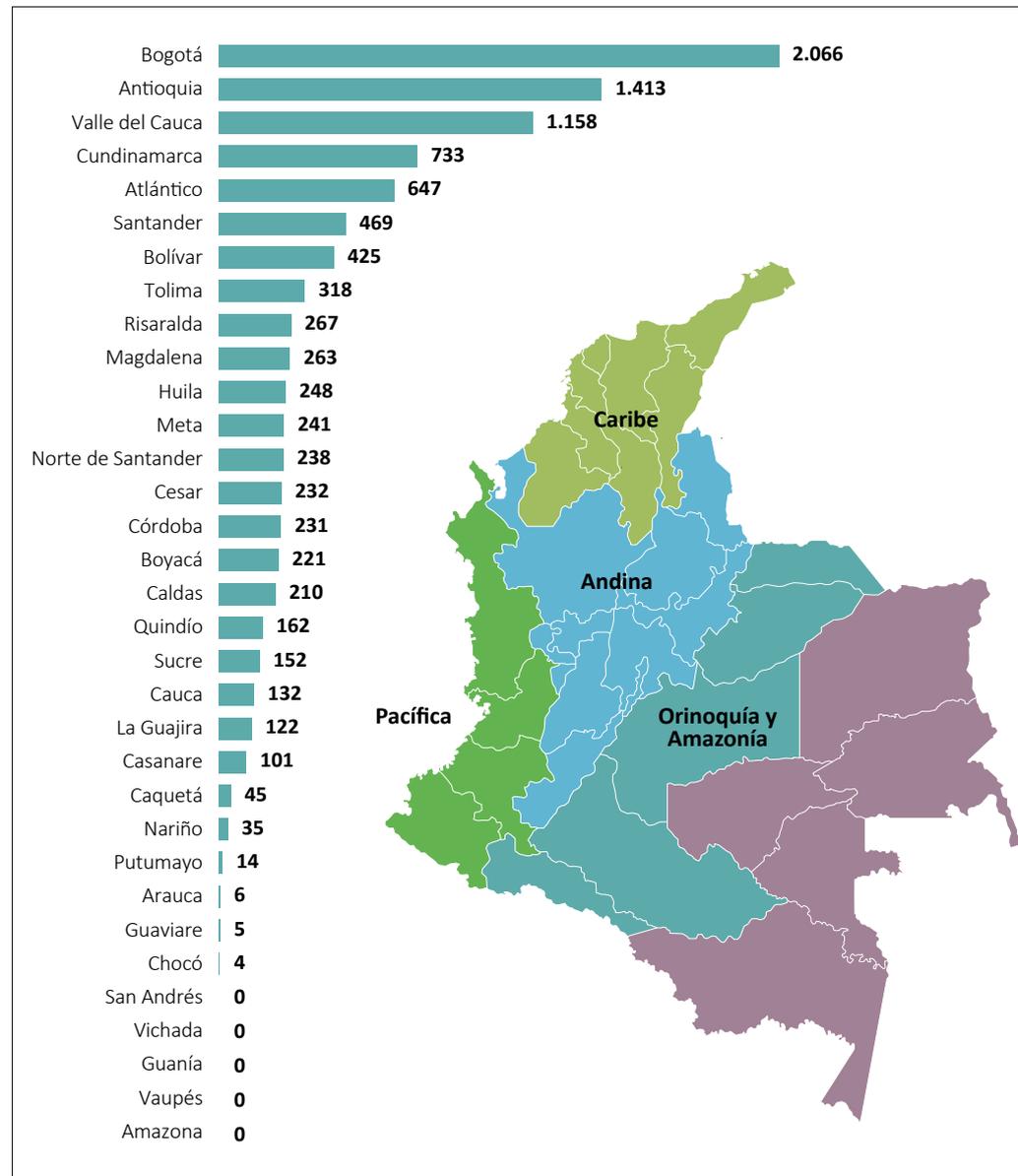
De acuerdo con la estratificación que efectúa el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), el 85 % de los usuarios se ubica en los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3, los de menores recursos.

La distribución del servicio de gas natural en el territorio es amplia. Hasta 2021, 759 municipios en 26 de los 32 departamentos recibían el servicio. Algunos concentran un alto número de usuarios como Bogotá (20 %), Antioquia (14 %) y Valle del Cauca (11 %), y otros tienen poblaciones muy pequeñas. A este despliegue

15 Promigas. Informe del sector gas natural 2021.

del servicio en el territorio contribuyen los 7.762 kilómetros de redes de gasoductos construidos, así como las 42 empresas distribuidoras de gas natural.

GRÁFICO 12. Usuarios residenciales conectados al servicio de gas natural por departamento (2021) (miles)



Fuente: UPME, Boletín estadístico 2018-2021. Mapa: Promigas. Informe del sector gas natural 2021
Las regiones en gris no cuentan con el servicio.

Una de las medidas para favorecer el desarrollo del gas natural ha sido subsidiar el costo de las conexiones y las instalaciones internas a los usuarios de menores ingresos y en áreas determinadas con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento (FECF) creado en 1997. El fondo constituye un subsidio cruzado que pagan los usuarios del sistema de transporte de gas natural.

Sector transporte

El sector transporte solo representa el 5 % del consumo de gas natural. Hasta diciembre de 2021 había 622.729 vehículos convertidos a gas natural. Si se toma como referencia el censo 2022 del Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT) y se estima un incremento anual promedio de 20.000 conversiones, el número de vehículos a gas natural estaría en torno al 10 % del parque automotor.

Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla concentran el 70 % de los vehículos que utilizan GNV; sin embargo, hay presencia de vehículos a gas en diversas zonas del territorio que cuentan con 813 estaciones de servicio para abastecerse.

Si se compara con el precio de la gasolina, en 2021 el GNV representó un ahorro del 36 %, y del 17 % respecto del diésel; además, aportó una significativa reducción de emisiones contaminantes, sobre todo de material particulado fino¹⁶.

CUADRO 2. Número de vehículos convertidos a GNV por departamento (2021)

Departamento, DF	Nº acumulado hasta 2021	Participación por departamento %
Bogotá	212.273	34,1
Valle del Cauca	99.134	15,9
Antioquia	68.607	11,0
Atlántico	53.758	8,6
Santander	28.056	4,5
Risaralda	27.890	4,5
Magdalena	20.534	3,3
Cesar	16.280	2,6
Bolívar	16.409	2,6
Sucre	13.237	2,1
Quindío	12.381	2,0
Caldas	12.399	2,0
Córdoba	11.170	1,8
Meta	7.601	1,2
Boyacá	6.064	1,0
Huila	5.783	0,9
Casanare	3.446	0,6
Tolima	2.276	0,4
Cundinamarca	2.751	0,4
Cauca	1.996	0,3
La Guajira	684	0,1
Total	622.729	99,9

Fuente: UPME. Boletín estadístico 2018-2021.

16 Naturgas. Indicadores 2021.

Si bien la mayor proporción de vehículos que utiliza este combustible son automóviles, los datos de Promigas indican que para 2021 había más de 3.000 buses de servicio público, aproximadamente 1.000 camiones y por lo menos 500 buses del sistema Transmilenio que trabajan con gas natural¹⁷.

1.2.2 Precios del gas para el consumo interno

En Colombia es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la entidad que establece las fórmulas tarifarias con las que se determina el costo unitario variable de los distintos componentes que forman parte de la prestación del servicio: suministro (precio del gas), transporte, distribución y comercialización.

Las empresas que brindan el servicio público de gas combustible utilizan fórmulas tarifarias para calcular el precio que pagan los usuarios. Los costos pueden variar de acuerdo con las condiciones de cada mercado en el que se presta el servicio en toda la cadena de suministro.

Las tarifas en el sector residencial varían según el estrato socioeconómico: así, los usuarios de los estratos 1 y 2 reciben un subsidio por los primeros 20 metros cúbicos (consumo de subsistencia), que se financia mediante contribuciones de los estratos 5 y 6 equivalentes al 20 % sobre el valor del servicio. Los estratos residenciales 3 y 4 pagan el precio real del costo del servicio. En el cuadro 3 se aprecia la diferencia entre tarifas.

CUADRO 3. Tarifa a los usuarios residenciales por estrato (diciembre de 2021) (factura en COP por mes)

Empresa	Estrato 1 (20 m ³)	Estratos 3 y 4	Estratos 5 y 6
Alcanos	21.670	59.623	71.548
Efigas	18.689	44.610	53.532
EPM	18.342	42.946	51.535
Gases de La Guajira	18.515	44.872	53.847
Gases del Caribe	19.743	49.358	59.230
Gasorient	16.469	41.173	49.408
GdO	20.790	52.236	62.683
Llanogas	13.760	35.845	43.014
Metrogas	12.154	43.903	52.684
Surtigas	16.129	37.688	42.089
Vanti	17.826	42.948	51.538
Promedio	17.644	45.018	53.737

Fuente: Promigas. Informe del sector gas natural 2022.

17 Promigas. Informe del sector gas natural 2021.

Las diferencias en las tarifas de los demás sectores dependen del volumen de consumo: a mayor rango de consumo menores costos en el componente de distribución. Asimismo, los usuarios con grandes consumos (superiores a 100 mil pies cúbicos diarios) se categorizan como no regulados, lo que les permite negociar de manera directa los componentes de suministro (precio del gas) y transporte por gasoductos. En el cuadro 4 se puede ver la diferencia por tipo de usuario y el mercado en el que se abastece, según el ámbito de la empresa que brinda el servicio.

CUADRO 4. Tarifa a usuarios no residenciales (diciembre de 2021)
(factura en COP por mes)

Empresa	Sector comercial (300 m ³)	Industrial regulado (25.000 m ³)	Industrial no regulado (300.000 m ³)
Alcanos	819	68.114	
Efigas	626	51.917	598.910
EPM	554	45.891	550.648
Gases del Caribe	648	48.625	522.900
Gases de La Guajira	578	47.651	
Gasorient	563	46.758	561.068
GdO	715	57.611	694.632
Surtigas	534	44.250	530.964
Vanti	599	49.648	62.683
Promedio	626	51.163	579.267

Fuente: Promigas. Informe del sector gas natural 2022.

1.3 Infraestructura para el gas natural

1.3.1 Infraestructura construida

Transporte

El Sistema Nacional de Transporte (SNT) por gasoductos de Colombia alcanzó en 2021 una longitud de 7.762 kilómetros. Es de tipo radial y tiene dos grandes subsistemas: el de la costa atlántica y el del centro del país, organizados en función de los tres principales centros productores de gas natural y de los centros de consumo más destacados. El sistema lo administran siete empresas: Transportadora de Gas Internacional (TGI) tiene a su cargo el 52 % de la red y Promigas el 35 %. Las cinco restantes son más pequeñas y tres de ellas son filiales de esta última empresa, lo que eleva la participación real de Promigas al 42 %.

CUADRO 5. Infraestructura de transporte de gas natural (2022)

Región	Empresa	Extensión (km)	Mapa del sistema de transporte	
Atlántica	Promigas	2.752		
	TGI	4.033		
Interior	Progasur	392		
	Promioriente	335		
	Transmetano	190		
	Coinogas	49		
	Transoccidente	11		
Total		7.762		
Promigas		Transmetano		
TGI		Transoccidente		
Progasur		Coinogas		
Promioriente				

Fuente: CREG. Gestor del mercado de gas 2019. Promigas: Informe 2022.

El sistema está compuesto por casi 50 tramos de gasoductos que abastecen de gas a las principales ciudades del país y en sus recorridos atienden localidades más pequeñas, centrales térmicas, industrias y distribuidoras de gas. Los campos productores son Ballena (en La Guajira), Cusiana y Cupiagua (en el Casanare), y los situados en Córdoba y Sucre. En el cuadro 6 se presentan los tramos más importantes.

CUADRO 6. Principales tramos del sistema de transporte de gas natural en 2022

Empresa	Trayecto		Extensión (km)	Capacidad (MMPCD)
	Inicio	Final		
1. Coinogas	Floreña	Yopal	49	
2. Progasur	Ductos Norte Santander		84,1	
	Ductos Tolima-Cundinamarca		136,7	
	Ductos Valle del Cauca		119,6	
3. Promigas	Ballena	Cartagena	745,5	951,7
	Cartagena	El Jobo	477	
	Sistema regional de transporte		1.320	
4. Promioriente	Gibraltar	Bucaramanga	335	49,9
	Bucaramanga-Payoa	Barrancabermeja		
5. TGI	Ballena	Barrancabermeja	771	
	Barrancabermeja- Bogotá-Neiva incluye gasoductos del sur de Bolívar (1.051 km troncal + 92 km loops)		1.143	
	Mariquita	Cali	760	
	Boyacá	Santander	305	
	Cusiana	La Belleza	906	
	(1.051 km troncal + 186 km loops)			
	Morichal	Yopal	13	
	Cusiana	Apiay-Usme (Bogotá)	409	
	De la Sabana		150	
	Sur de Bolívar		28,2	
6. Transmetano	Sebastopol	Medellín	190	77,6
	Playa Roja	San Vicente	21,3	
7. Transoccidente	Yumbo	Cali	11	73,6

Fuentes: Portales web de Coinogas, Progasur, Promigas, Promioccidente, TGI, Transmetano y Transoccidente.

El sistema de gasoductos cuenta con 23 estaciones de compresión que permiten elevar la presión del sistema e incrementar la capacidad de transporte de la red. En algunos casos facilitan la operación de los flujos de los gasoductos en ambos sentidos.

CUADRO 7. Estaciones de compresión del sistema de transporte (2022)

Empresa	Estación compresión de gas	Potencia HP	Número
Promigas	Palomino	7.800	5
	Caracolí	15.600	
	Paiva	7.800	
	Filadelfia	20.000	
	Sahagún	4.400	
TGI	Hatonuevo	13.775	16
	La Jagua del Pilar	14.200	
	Casacará	11.760	
	Curumaní	14.200	
	Norean	15.545	
	San Alberto	14.200	
	Barrancabermeja	10.560	
	Vasconia	14.470	
	Puente Guillermo	20.140	
	Miraflores	22.055	
	Padua	8.400	
	Apiay	1.237	
	Mariquita	1.600	
	La Sabana	21.456	
Paratebueno	5.040		
Villavicencio	2.760		
Transmetano	Malena	3.360	1
Promioriente	Los Pinos	2.760	1

Fuentes: Portales web de Promigas y TGI.

Desde 2018 opera una unidad flotante de almacenamiento y regasificación de GNL importado que permite aumentar el volumen que ingresa al sistema de transporte del atlántico, ambos propiedad de Promigas, para atender la demanda de las centrales termoeléctricas en la costa caribe, en especial cuando el país afronta problemas de sequía.

Ubicado en la bahía de Cartagena, en el departamento de Bolívar, SPEC LNG cuenta con un tanque con capacidad para almacenar 170.000 metros cúbicos de GNL y regasificar 400 millones de pies cúbicos diarios, además de un muelle de 733 metros de longitud y un gasoducto de 10 kilómetros para conectarse con el subsistema atlántico del SNT de gas natural.

1.3.2 Infraestructura proyectada

En octubre de 2020 el Ministerio de Minas y Energía aprobó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural elaborado por la UPME con el que se busca asegurar el suministro nacional del combustible para los próximos diez años. Posteriormente, en julio de 2021 la UPME actualizó las proyecciones para el periodo 2021-2035. La siguiente actualización está prevista para junio de 2023, la cual incorporará las nuevas orientaciones y prioridades de política energética del Gobierno.

Terminal de regasificación

Teniendo en cuenta la progresiva reducción de las reservas de gas natural del país en los últimos años, y el tiempo que podría tomar el incremento de la producción nacional en caso de que entraran en operación nuevos proyectos de extracción, las proyecciones de oferta y demanda de gas indican que habrá un déficit a partir de enero de 2024.

En consecuencia, el plan de la UPME considera necesario aumentar la oferta de gas natural mediante la puesta en operación de una segunda infraestructura de importación de GNL en 2024. El análisis efectuado indica que la ubicación más favorable para la planta de almacenamiento y la unidad de regasificación de GNL es la bahía de Buenaventura en la costa del Pacífico.

CUADRO 8. Esquema del proyecto de regasificación en el Pacífico

Ubicación	Bahía de Buenaventura (Valle del Cauca) en el Pacífico colombiano
Tipo	Buque regasificador y almacenador (FSRU)
Capacidad almacenamiento	170.000 metros cúbicos de GNL
Capacidad de regasificación	400 millones de pies cúbicos diarios
Inversión	327 (+/-15 %) MMUSD Buque FSRU 261 MMUSD Adecuaciones en el puerto de Buenaventura y conexión al gasoducto Buenaventura-Yumbo 66 MMUSD
Modalidad	La empresa a la que se le adjudique la obra se encargará del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento del terminal y del gasoducto Buenaventura-Yumbo
Periodo de ejecución	53 meses

Fuente: UPME.

La convocatoria para adjudicar el proyecto se ha postergado varias veces desde 2017. En octubre de 2021 las siete empresas que mostraron interés en las bases de la licitación pública desistieron de presentar propuestas y se declaró desierta. En julio de 2022 la UPME reactivó la licitación y en el primer trimestre del año se ha reprogramado el proceso para que culmine en agosto de 2023.

Existen diversos aspectos del proyecto que desalientan a los inversionistas. Algunos analistas consideran que plantea riesgos de tipo ambiental y de ubicación geográfica sobre territorios protegidos, que existen potenciales amenazas sísmicas y un canal poco profundo para que ingresen las embarcaciones o que no es conveniente la importación por el elevado precio internacional del GNL¹⁸.

La Contraloría consideró que el esquema de remuneración de la inversión podría tener un impacto negativo en las tarifas de los usuarios de gas¹⁹. Promigas suscribió dichos argumentos y añadió la posibilidad de tener una infraestructura improductiva, por la cual estarían pagando los colombianos, si en 2024 no se presenta el fenómeno de El Niño de manera severa y no se produce la sequía esperada, cuando la planta del Atlántico podría incrementar su capacidad instalada rápidamente²⁰.

El Gobierno ha ratificado la pertinencia del proyecto:

La regasificadora permite administrar y atender debidamente situaciones de contingencias que se puedan presentar por temas de producción en la costa y centro del país. Además, contribuye con una mayor confiabilidad y respaldo al sector energético de Colombia, al contar con una nueva fuente de suministro y mayor robustez del sistema. De igual manera, incentiva la ampliación de cobertura del servicio público domiciliario de gas, el desarrollo de nueva demanda y la transición energética, en la que se está apostando a la transición de combustibles sólidos o líquidos en el sector industrial, de generación de energía y movilidad hacia el gas combustible²¹.

Los instrumentos que se utilicen para financiar la inversión quedarán a cargo de la compañía a la que se le adjudique la construcción de la planta. Sin embargo, esta no asumirá el riesgo de tener o no demanda, pues el Estado le garantizará un ingreso fijo que le permitirá cubrir los gastos operativos y de mantenimiento de las instalaciones y la recuperación íntegra de las inversiones. Los recursos para costear el ingreso anual esperado por la empresa se recaudarán mediante un cargo adicional en el servicio de gas natural de los usuarios del proyecto. Esto requiere precisión sobre la demanda que satisfará esta nueva infraestructura a fin de que sean dichos beneficiarios los que remuneren los gastos de inversión y operación del proyecto²².

18 GNL GLOBAL. “Reapertura del proceso de selección del inversionista a cargo de la Terminal del Pacífico en Colombia ¿Qué ha cambiado?”, 19 de julio de 2022, disponible en <https://gnlglobal.com/reapertura-del-proceso-de-seleccion-del-inversionista-a-cargo-de-la-terminal-del-pacifico-en-colombia-que-ha-cambiado/>

19 Contraloría General de la República (2019). “Estudio sectorial. Viabilidad de la construcción de una planta de regasificación en la costa pacífica”, disponible en <https://observatoriofiscal.contraloria.gov.co/Publicaciones/Estudio%20Sectorial%20Planta%20Regasificadora%20del%20Pacífico.pdf>

20 Promigas. Informe del sector gas natural 2021.

21 Semana. “Ministra de Minas destapa sus cartas sobre abastecimiento de petróleo y gas”, 4 de octubre de 2022, disponible en www.semana.com/economia/macroeconomia/articulo/ministra-de-minas-destapa-sus-cartas-sobre-abastecimiento-de-petroleo-y-gas-en-entrevista-con-semana/202244/.

22 UPME. “Infraestructura de importación de Gas del Pacífico”, enero de 2023.

Adicionalmente a la infraestructura de importación propuesta por la UPME, Ecopetrol y su filial Cenit realizaron un proyecto piloto de importación de GNL a pequeña escala en el distrito de Buenaventura, en la costa pacífica. El objetivo es incorporar conocimientos para atender a comunidades apartadas que no están conectadas al sistema de transporte en la zona occidental del país utilizando plantas satélites de regasificación. Asimismo, el proyecto permite garantizar una alternativa confiable de suministro de gas.

Por su parte, Promigas, propietaria de la planta de regasificación en el Atlántico, realizó un sondeo de mercado a fines de enero de 2023 para conocer la posible demanda por capacidad adicional de regasificación de GNL. Su intención es aumentarla de 400 a 530 millones de pies cúbicos diarios en 2026, lo que permitiría afrontar un posible déficit de suministro doméstico entre los años 2027 y 2028²³.

Gasoductos

Los balances de la producción y el consumo regionales realizados por la UPME para el plan indican la conveniencia de movilizar el gas entre las regiones y, por tanto, el beneficio de invertir en un SNT que facilite la interconexión de los mercados y permita flujos bidireccionales.

Con este fin, el plan considera la realización de obras de construcción o adecuación de siete gasoductos. El primero de ellos, el tramo Buenaventura-Yumbo, permitirá conectar la planta de regasificación con el SNT.

CUADRO 9. Colombia. Gasoductos priorizados por la UPME

Obra	Tramo	Capacidad (MMPCD)	Costo (USD)
Construcción de gasoducto que conecte la planta con el SNT	Buenaventura-Yumbo 125 km (Parte del proyecto de regasificación)	400	248 (+/-30 %)
Transporte bidireccional	Yumbo-Mariquita	250	105
Transporte bidireccional	Barranquilla-Ballena	170	90
Interconexión	Barranquilla-Ballena con Ballena-Barrancabermeja	170	5
Transporte bidireccional	Barrancabermeja-Ballena	100	5
Aumento de capacidad de transporte	Jamundí-Popayán (Valle del Cauca)	3	6
Aumento de capacidad de transporte	Mariquita-Gualanday	20	6

Fuente: UPME.

23 LNG Prime. "Promigas and Vopak to gauge market interest in Cartagena LNG terminal expansion", 31 de enero de 2023, disponible en <https://lngprime.com/americas/promigas-and-vopak-to-gauge-market-interest-in-cartagena-lng-terminal-expansion/72308/>

Las obras de infraestructura propuestas por la UPME están dirigidas a incrementar la disponibilidad del suministro de gas natural para garantizar el abastecimiento del mercado interno y aumentar la confiabilidad del sistema de transporte. En ese sentido, en el Plan se consideran como beneficiarios de la infraestructura de importación todos los usuarios del servicio. Con la bidireccionalidad de los tramos Yumbo-Mariquita y Ballena-Barrancabermeja se beneficiará la demanda del interior, y con la de Barranquilla-Ballena la de la costa atlántica. El aumento de la capacidad de transporte en otros ramales beneficiará la demanda local-regional.

1.3.3 Rol del Estado en las inversiones

El Estado ha desempeñado un papel relevante en la implementación del gas natural al definir, mediante políticas públicas y planes nacionales de desarrollo, las prioridades para su aprovechamiento. En sucesivos documentos, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes) ha apostado por la masificación del gas natural tanto en los sectores industrial y termoeléctrico, como en el residencial y comercial. De esa manera se busca promover una matriz de consumo de energía más eficiente con el fin de sustituir las fuentes energéticas de alto costo.

El Programa para la Masificación del Consumo de Gas de 1991 y el Plan de Gas de 1993 se propusieron llevar el servicio a las principales ciudades del país y construir la red de gasoductos y la infraestructura de distribución necesarias para ese fin, con la participación del sector privado. También se plantearon garantizar el suministro de gas. En coherencia con dicha política, Ecopetrol lideró la construcción de troncales y ramales de gasoductos con una amplia cobertura territorial, de manera directa o mediante la contratación de empresas.

Asimismo, se diseñó un marco institucional y regulatorio que hiciera posible la expansión del suministro de gas y se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad encargada de determinar los aspectos regulatorios y normativos de los distintos procesos indispensables para brindar el servicio de gas natural: suministro, transporte, distribución y comercialización.

A partir de una escisión de Ecopetrol, en 2003 se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, dedicada a administrar las reservas de hidrocarburos de la nación y a promocionar la inversión en exploración y explotación. Con este propósito, la institución negocia, celebra y supervisa los contratos de evaluación técnica o de exploración y producción. Sus competencias incluyen definir los parámetros y las normas para la exploración y el desarrollo de YNC o en aguas profundas.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad encargada de planificar el aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos. En el escenario de la disminución de reservas probadas de gas natural ha sido responsable de calcular la demanda del recurso, y diseñar un plan de abastecimiento de gas natural con una proyección de por lo menos una década, en el que se integren las posibles necesidades de importación.

Ecopetrol

Ecopetrol ha jugado un rol fundamental en las actividades relacionadas con los hidrocarburos. Está organizada como una sociedad anónima de economía mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. La República de Colombia, a través del Ministerio de Hacienda, es el accionista mayoritario con una participación de 88,49 %, pero no forma parte del Presupuesto General de la Nación.

Está integrada verticalmente y participa en toda la cadena de los hidrocarburos: exploración, producción, transporte, refinación y comercialización. Actúa en todo el territorio nacional y tiene operaciones en el exterior (Brasil, México y Estados Unidos).

Después de una etapa inicial en la que jugó un papel clave en el despliegue de la infraestructura para la masificación y distribución del gas natural, Ecopetrol cedió la responsabilidad de este proceso a otras filiales, como Ecogas y Hocol, para poner atención en la exploración y explotación de hidrocarburos, así como para desarrollar iniciativas innovadoras frente a los desafíos del desarrollo energético del futuro.

De manera directa o a través de sus filiales, Ecopetrol es responsable de:

- Más del 60 % de la producción de hidrocarburos;
- La mayor parte del sistema de transporte de los hidrocarburos, y la logística de exportación e importación a través de dos puertos, uno en el Atlántico y otro en el Pacífico;
- La refinación de hidrocarburos (dos refinerías: Barrancabermeja y Cartagena);
- La distribución de una parte importante del gas natural (a través de Invercolsa participa en ocho distribuidoras que prestan el servicio público domiciliario a más de 3,5 millones de usuarios en 15 departamentos), y
- La producción y comercialización de biodiésel elaborado a partir del aceite crudo de palma.

Como se aprecia, el Estado ha jugado y juega un rol estratégico en la explotación del gas natural a través de una empresa cuyo papel es protagónico en el mercado; asimismo, cuenta con capacidad para diseñar planes energéticos y asegurar su cumplimiento, a la vez que promueve la inversión privada en las distintas etapas de la cadena de suministro.

1.4 Aportes al Estado

Los principales ingresos que recibe el Estado por la explotación de los hidrocarburos son el impuesto a la renta de las empresas, las regalías y los derechos económicos acordados en los contratos de exploración y explotación, así como los dividendos que le transfiere Ecopetrol.

Impuesto a la renta

En promedio las empresas del sector aportaron el 11 % del total de los ingresos por impuesto a la renta de las personas jurídicas entre los años 2015 y 2021. Si se excluye el año 2020, debido a la caída de la actividad por la pandemia, el promedio sube al 20 %.

En este conjunto se consideran los impuestos pagados por las empresas que se dedican a la extracción de petróleo y gas natural, las que brindan servicios de apoyo a las primeras y las compañías a cargo del transporte por ductos, así como las que se dedican a la refinación y venta de combustibles²⁴.

CUADRO 10. Impuesto a la renta de las empresas de hidrocarburos y recaudación total de la renta de las personas jurídicas (2015-2021) (COP millones y porcentaje)

Año	Impuesto renta hidrocarburos	Total renta personas jurídicas	Aporte hidrocarburos
2015	3.438.494	21.038.595	16 %
2016	3.510.858	22.146.606	16 %
2017	6.231.039	32.575.580	19 %
2018	9.553.186	38.003.420	25 %
2019	9.370.292	40.092.017	23 %
2020	3.895.994	32.070.691	12 %
2021	8.737.671	49.064.743	18 %

Fuente: DIAN. Agregados de las declaraciones de renta de personas jurídicas varios años.

24 Para determinar el impuesto a la renta que paga el sector, la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas considera a las empresas registradas en la DIAN bajo los códigos CIIU: 610, 620, 910, 1921, 1922, 4661, 4731 y 4930.

Regalías

De acuerdo con la Constitución colombiana, las regalías son la contraprestación económica que recibe el Estado por la explotación de un recurso natural no renovable y tienen como destinatarios a los departamentos y municipios.

Las tasas de las regalías dependen de diversos factores, como el tamaño del yacimiento y el potencial volumen de la producción, la calidad del crudo, el tamaño del bloque adjudicado o el precio de los hidrocarburos. Se calculan en función del volumen diario de la producción.

En septiembre de 2020 la Ley 2056 modificó la normatividad del Sistema General de Regalías (SGR) que estuvo vigente entre 2012 y 2020. Aunque se mantuvieron varios aspectos del régimen anterior, como la participación de todos los departamentos y municipios en la distribución de los recursos, se incrementó la de los territorios productores y la de aquellos por los que se transportan los recursos extraídos y sus derivados, mediante asignaciones directas que elevan su participación del 11 al 25 % en el presupuesto del SGR.

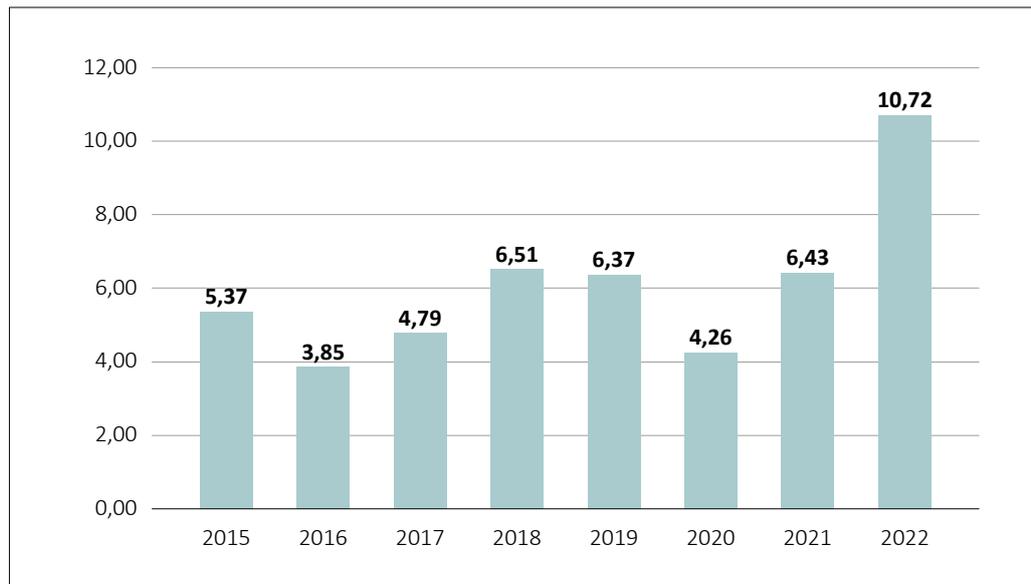
Este aumento se logró sin disminuir los recursos para las zonas no productoras del país al reducir otros rubros, como los recursos asignados a las transferencias al Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales (FONPET) y al Fondo de Ahorro y Estabilización, creado por la legislación de 2011, junto con otros cuatro fondos que se mantienen, pero se reducen: Ciencia, Tecnología e Innovación; Desarrollo Regional; Compensación Regional, y de Ahorro y Estabilización.

Algunas medidas importantes incluidas en la nueva normativa fueron las siguientes:

- Se asignó el 34 % de la inversión para proyectos de impacto regional y se mantuvieron los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD) regionales, mientras que se eliminaron los OCAD municipales y departamentales, para promover la ejecución de proyectos de mayor escala;
- Aumentó la focalización de los recursos en los municipios más pobres, que recibirán el 15 % de las regalías;
- El 7 % de los ingresos se destinará a proyectos de inversión para cumplir con los Acuerdos de Paz, incluidos proyectos para la reparación a las víctimas;
- El 5 % de los recursos servirá para proyectos de conservación de las áreas ambientales estratégicas y contra la deforestación;
- El 5 % se canalizará a proyectos de infraestructura educativa, o a ampliar la cobertura y la permanencia y a mejorar la calidad de la educación superior pública, y
- El 10 % del presupuesto se destinará a financiar proyectos para ciencia, tecnología e innovación.

Entre 2015 y 2022 los departamentos y distritos recibieron COP48,3 billones por la extracción de hidrocarburos, de los cuales, en promedio, el 84 % se originó en la producción de crudo y el 16 % en la de gas natural.

GRÁFICO 13. Regalías cobradas por la explotación de hidrocarburos (2015-2022)
(billones de COP)



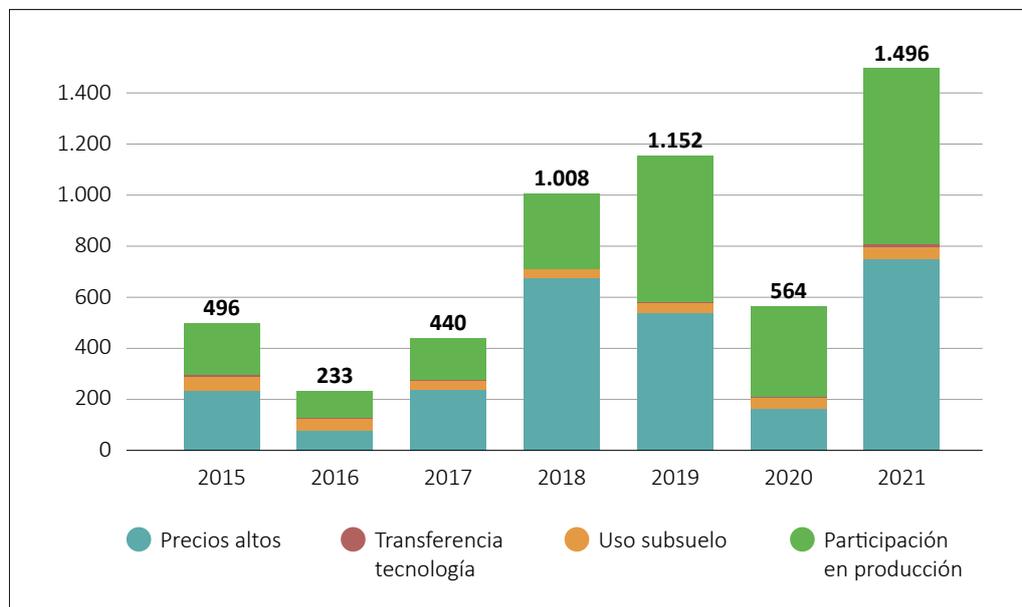
Fuente: ANH.

Derechos económicos

Además de las regalías, en los contratos de hidrocarburos se incluye una cláusula para el pago de derechos económicos a favor de la ANH por cuatro conceptos: uso del subsuelo, participación en la producción, precios altos y transferencia de tecnología.

El derecho económico que más recauda es el que se paga por precios altos cuando estos superan un precio base establecido en los contratos, y se retribuye a la ANH la participación fijada en los contratos. Entre 2015 y 2021 la ANH recaudó COP5.390 millones por derechos económicos, de los cuales el 50 % (COP2.676 millones) correspondió a derechos por precios altos de los hidrocarburos y el 44 % por el derecho a la participación en la producción (COP2.383 millones).

GRÁFICO 14. Derechos económicos recaudados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2015-2021)
(COP millones)



Fuente: ANH.

Cuando la recaudación de estos ingresos supera en 100 % el presupuesto aprobado, los excedentes se transfieren al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y se incorporan al presupuesto público.

Dividendos de Ecopetrol

Un ingreso adicional del Estado colombiano es el 88,49 % de los dividendos que Ecopetrol distribuye anualmente a sus accionistas. Esta transferencia se suma a las que realiza la empresa por pago de regalías e impuestos.

En 2022 la empresa obtuvo los mejores resultados de su historia, con dividendos para el Estado superiores a los USD6.000 millones. Entre los factores que contribuyeron a este desempeño se cuentan los precios favorables del crudo Brent, la producción récord de las refinerías que permiten altos márgenes de ganancia, así como los buenos resultados de su filial de transmisión eléctrica ISA.

Los buenos resultados le han permitido a la empresa hacer una reserva ocasional equivalente a USD1.800 millones, lo que le da un mayor margen de flexibilidad para desarrollar sus estrategias y apoyar su sostenibilidad financiera.

Entre los años 2016 y 2022 el Ministerio de Hacienda y Crédito Público recibió COP57,24 billones por concepto de dividendos de Ecopetrol.

CUADRO 11. Dividendos transferidos al Estado por Ecopetrol (2016-2022)
(COP billones)

Año	Total dividendos
2016	0,84
2017	3,24
2018	11,42
2019	6,55
2020	0,62
2021	10,19
2022	24,38
Total	57,24

Fuente: Ecopetrol.

De acuerdo con el Banco Mundial, en 2019 la renta de los hidrocarburos como porcentaje del PBI colombiano fue del 3,7 %, lo que ubica a Colombia entre los países latinoamericanos con alta dependencia de las rentas que genera este sector, por encima del promedio, que fue de 1,7 % en ese año²⁵.

25 Banco Mundial, portal de datos <https://datos.bancomundial.org/indicador/>

A MANERA DE SÍNTESIS

Matriz energética y reservas de gas natural

Las fuentes energéticas más importantes de Colombia son el carbón y el petróleo: juntos representan el 75 % de la matriz primaria en la última década. El gas natural ha tenido una participación en declive entre el 2000 y 2021, pues pasó de representar el 28 % del total a solo el 16 %, con una importante caída de la producción (44 %) en dicho periodo.

Los derivados de petróleo que se refinan en el país y los que se importan constituyen casi la mitad del consumo final de energía. El transporte es el sector que más demanda estos combustibles, con una tendencia de crecimiento muy fuerte y una dependencia casi total de la gasolina y el diésel (90 %).

Entre los años 2000 y 2010 la participación del gas natural aumentó notoriamente y en la última década se ha estabilizado en el 14 % del consumo final. El carbón tiene una presencia muy baja en el consumo interno, porque casi todo se exporta. A pesar de su sostenida reducción, la leña todavía constituye un energético importante para los hogares rurales, entre los que representa el 77 % de las fuentes que consumen.

Las reservas probadas de gas natural de Colombia están en descenso desde 2013, con excepción de un ligero aumento registrado en 2021, más por ajustes técnicos que por la incorporación de nuevos hallazgos. En 2022 el volumen de reservas probadas fue de 2.817 giga pies cúbicos de gas natural, 11 % menos que el año anterior. Si se mantuviera el nivel de producción promedio de 391 giga pies cúbicos de 2022, y no hubiera nuevos descubrimientos, se calcula que el suministro de gas natural duraría 7,2 años más.

En el marco de las políticas que priorizaron el aseguramiento de la autosuficiencia energética, la ANH y Ecopetrol han desarrollado estrategias para intensificar la exploración de hidrocarburos e incrementar las reservas. Se impulsó la exploración en yacimientos costa afuera que obtuvieron hallazgos de gas natural que hasta 2021 estaban en el nivel prospectivo. Al cierre de 2022 se reclasificaron como recursos contingentes de nivel 2C cerca de 2.878 giga pies cúbicos de los descubrimientos de las cuencas Sinú y Guajira.

A través del Ministerio de Minas y Energía, el Gobierno ha expresado la intención de trabajar por el desarrollo de estos proyectos, lo cual se ajusta al acento puesto en la política de hidrocarburos de optimizar la incorporación de reservas a partir de los contratos vigentes.

Otra estrategia priorizada fue el desarrollo de YNC con la técnica de fracturación hidráulica, actividad que debía comenzar con dos proyectos piloto a cargo de Ecopetrol. Por sus altos riesgos sociales, ambientales y de salud el empleo del fracking generó una amplia movilización ciudadana en contra.

El Gobierno de Gustavo Petro, que había anunciado desde la campaña electoral que suprimiría esta técnica, radicó un proyecto de ley para hacer efectiva la prohibición. El pleno del Senado aprobó la propuesta a mediados de abril de 2023 y está pendiente el debate final en la Cámara de Representantes. Entre tanto, en septiembre de 2022 Ecopetrol decidió suspender el desarrollo de los pilotos.

Consumo de gas natural por sectores

Desde la década de 1990 el país ha utilizado las reservas descubiertas de gas natural para diversificar su matriz energética y ha priorizado su utilización en los sectores productivos y en los hogares. Casi la mitad del consumo (48 %) recae en los sectores industrial y petrolero.

El 23 % del gas se destina a la generación de electricidad y funciona, sobre todo, como energía de respaldo, ya que la matriz eléctrica colombiana depende de la hidroenergía que, junto con la eólica y la solar (2 %), genera casi el 80 % de la electricidad. Frente a la disminución de las reservas de gas y el aumento cíclico de la demanda en épocas de sequía se instaló una planta de almacenamiento y regasificación para importar GNL en la costa de Cartagena, y está en proceso la construcción de otra en la costa del Pacífico.

Colombia ha tenido un gran avance en la masificación del gas natural, con más de 10,5 millones de hogares conectados al servicio en 2021, que equivalen a 33 millones de personas. La amplia red de gasoductos ha permitido extender el servicio en buena parte del territorio, y la intervención de las empresas públicas con criterio de rentabilidad social dio el impulso inicial a la masificación.

Infraestructura para el gas natural

El país cuenta con una amplia infraestructura de transporte de gas natural, que alcanza una longitud de 7.762 kilómetros y atiende la costa atlántica y el centro del país. La interconexión de los dos subsistemas es muy reciente. A partir de las proyecciones para el abastecimiento de gas, la UPME ha considerado necesario construir o adecuar seis gasoductos para incrementar la capacidad de transporte del sistema y movilizar el gas entre las regiones con flujos bidireccionales en algunos tramos.

En cuanto a la infraestructura para importar gas, en 2018 entró en operación la unidad flotante de almacenamiento y regasificación de GNL en la costa atlántica, que está conectada a la red de ductos y permite incrementar el suministro para cubrir la mayor demanda de las centrales térmicas durante las sequías.

Adicionalmente, está en curso la convocatoria de la UPME para instalar una segunda infraestructura de este tipo en la costa pacífica, además del gasoducto Buenaventura-Yumbo para conectar la planta con el sistema de transporte, la cual se cierra en agosto de 2023. Otra iniciativa para importar gas es el piloto de Ecopetrol-Cenit con pequeñas plantas satelitales de regasificación en el Pacífico, a

lo que se suma el interés declarado por Promigas de aumentar la capacidad de la planta del Atlántico.

El Estado juega un rol estratégico en el desarrollo del gas natural, y para ello el despliegue de la infraestructura, con el liderazgo de Ecopetrol y la participación del sector privado, ha seguido las prioridades definidas en las políticas públicas y los planes nacionales de desarrollo, de priorizar su masificación en el territorio, y utilizarlo en todos los sectores para lograr una matriz de consumo de energía más eficiente y de menores costos.

Aportes al Estado

Los principales ingresos que recibe el Estado por la explotación de los hidrocarburos son el impuesto a la renta de las empresas del sector, las regalías, los derechos económicos acordados en los contratos, que los recauda la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y los dividendos que transfiere Ecopetrol.

A continuación se muestran los ingresos recibidos por los diferentes conceptos:

Concepto	Periodo	Billones de COP
Impuesto a la renta de las empresas del sector	2015-2021	44,74
Regalías pagadas por las empresas del sector	2015-2022	48,30
Derechos económicos (ANH)	2015-2021	5,39
Dividendos de Ecopetrol	2016-2022	57,24

Fuente: elaboración propia con información de DIAN, ANH y Ecopetrol.

2. Revisión de políticas públicas y planes

2.1 Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. Colombia, potencia mundial de la vida (Ley 2294)

A inicios de febrero de 2023 el presidente Gustavo Petro presentó al Congreso el proyecto de ley del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026, después de haber impulsado un amplio proceso participativo para construirlo, en el que más de 250.000 personas plantearon unas 6.500 proposiciones en 51 diálogos regionales vinculantes²⁶.

Casi tres meses después, el 5 de mayo, el Congreso aprobó el que se define como el instrumento de política más importante del Gobierno, en el que han quedado establecidos los objetivos y lineamientos de la gestión gubernamental, así como las cifras agregadas de los recursos que demandará la concreción de las acciones en cada uno de los ejes del Plan.

Ejes del Plan

El Plan define cinco ejes de transformación como guía de la acción del Gobierno hacia el objetivo de hacer de Colombia una potencia mundial de la vida: 1) Ordenamiento del territorio alrededor del agua y justicia ambiental; 2) Seguridad humana y justicia social; 3) Derecho humano a la alimentación; 4) Transformación productiva, internacionalización y acción climática, y 5) Convergencia regional.

En la medida que buscan transitar hacia una economía productiva limpia, justa y equitativa, con crecimiento sostenible y uso intensivo del conocimiento, las estrategias y acciones contenidas en el cuarto eje son claves en la apuesta por consolidar al país como potencia mundial de la vida.

El Plan afirma la necesidad de lograr una transición económica que conduzca a la neutralidad en carbono para 2050, y a consolidar territorios y sociedades resilientes al clima a fin de propiciar el desarrollo sostenible y la competitividad. Se plantea la acción conjunta de los territorios con los sectores y actores, tanto

26 Ley 2294 de 2023. Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. “Colombia potencia mundial de la vida”. Plan Plurianual de Inversiones, 19 de mayo de 2023.

públicos como privados, para reducir las emisiones de GEI mediante el freno a la deforestación, la descarbonización de los sistemas productivos, la transformación de la matriz energética, la bioeconomía, la utilización de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CCUS), así como la financiación de acciones para la resiliencia climática.

Las estrategias e intervenciones encaminadas a la transición energética segura, confiable y eficiente hacen parte de este eje.

La inversión pública prevista para desarrollar el Plan en el periodo 2023-2026 es de COP1.154,8 billones, y se espera un apalancamiento de inversión privada de COP950 billones. A las transformaciones contenidas en el cuarto eje se destinará casi el 10 % de estos recursos públicos (COP114 billones).

La transformación productiva y la transición energética

En el plan se plantea que la dependencia energética y económica de los combustibles fósiles ha traído consigo un sistema económico de baja competitividad e ineficiencia, que degrada el ambiente y acentúa la vulnerabilidad de la población.

Para modificar la matriz energética se considera indispensable impulsar transformaciones en los modos de producción y consumo, las cuales deben ir acompañadas de un cambio de mentalidad que debe comenzar por reconocer que la espacialidad es un elemento central del desarrollo, que los recursos naturales y el trabajo son los factores de producción primarios, y que la transformación industrial debe girar en torno a la protección de la naturaleza y el mejoramiento de la productividad y la competitividad. Estas últimas deben ser compatibles con la industria limpia y con la generación de empleos de calidad.

En ese sentido, la propuesta de transición energética se concibe vinculada directamente a un proceso de reindustrialización basado en nuevos sectores económicos congruentes con las potencialidades de los territorios, y con creciente independencia de las industrias extractivas. Proceso que se enfoca en la diversificación de las actividades productivas sobre la base del capital natural del país, del uso de energías limpias, del conocimiento y la innovación, así como del respeto a los derechos humanos.

La transformación productiva debe abogar por la internacionalización de la economía y la reducción progresiva de la dependencia del petróleo y del carbón en la estructura de las exportaciones. Entre 2017 y 2021 las exportaciones de hidrocarburos y de minería representaron el 71 % del total, por lo que es necesario reemplazarlas por productos nacionales de alto valor agregado.

La transición energética debe aportar a la política de reindustrialización creando oportunidades para atraer inversiones sostenibles, promoviendo la industria de insumos para la transición, así como la producción nacional de medios de transporte y movilidad sostenible. Asimismo, apoyar los procesos de producción con energías limpias.

La estrategia de diversificación productiva propuesta debe incluir la reconversión laboral para los empleos del sector minero y de hidrocarburos impactados por la transición energética, contar con un enfoque territorial diferenciado teniendo en cuenta que existen áreas altamente dependientes de las actividades extractivas de fósiles, como el corredor de vida del departamento del Cesar.

Hasta aquí es clara la visión de la transformación que se requiere en la estructura económica del país para cortar la dependencia de los combustibles fósiles –tanto desde el punto de vista energético como de generación de recursos–, y para hacer viable la transición energética. Lo que no se detalla en el Plan son las estrategias, las metas y los plazos para avanzar durante este período en las transformaciones que permitirán reducir el consumo y la producción de combustibles fósiles, lo cual no es un vacío menor dada la alta dependencia de la sociedad y el Estado, y que el propio Plan reconoce.

La transformación energética y las energías renovables

En el escenario del cambio climático se considera impostergable transformar la matriz energética con sentido de urgencia, aunque de manera progresiva. La prioridad estará en las energías renovables o limpias.

El Plan postula el desarrollo de infraestructura y de tecnologías avanzadas para aprovechar el potencial del país en energía renovable (eólica, solar, hidroenergía, geotermia, biomasa, calor del subsuelo y energías del océano) a fin de acelerar su integración en la matriz de generación eléctrica. Con este fin se harán ajustes y se implementarán las hojas de ruta del hidrógeno y de la energía eólica costa afuera. Asimismo, se prevé la instauración de sistemas de medición avanzada que permitan la participación del usuario y que den confiabilidad y seguridad, asequibilidad y eficiencia al servicio.

En un plazo de cuatro años se alcanzarán 2.297 MW de nueva capacidad de generación eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovable integradas a la operación comercial, casi ocho veces la capacidad actual. Para garantizar la estabilidad y el respaldo del sistema eléctrico con una mayor proporción de energías renovables se emplearán mecanismos de almacenamiento y se asegurará el abastecimiento de gas natural y de otros energéticos para dar seguridad y confiabilidad a la red.

Esta propuesta del Plan abría la posibilidad para que las empresas vinculadas al servicio público de electricidad y que generasen energía con fuentes no convencionales renovables pudieran participar en los otros componentes de la cadena de electricidad (transmisión, distribución y comercialización). La CREG quedaba encargada de regular la competencia y de supervisar los toques de cobertura (40 %) de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) por cada empresa.

La iniciativa hubiera permitido a Ecopetrol convertirse en un generador importante de electricidad con energías limpias para el SIN, integrando la generación con la

transmisión. Hoy está impedida de hacerlo porque tiene una filial en este último segmento. El artículo no se aprobó en el debate parlamentario y la empresa estatal quedó excluida de participar en un proceso importante de la transición energética.

Por otro lado, en el Plan se prevé trabajar con los pueblos y comunidades étnicas para diseñar esquemas institucionales que valoren y compensen de manera justa los impactos socioculturales y ambientales de la transición energética en sus territorios, como puede ser el caso de los proyectos de energía solar y eólica. En el marco de los procesos de consulta previa y del respeto de sus derechos se trata de que obtengan beneficios de este tipo de proyectos para fortalecer su propio desarrollo.

Continuidad de los hidrocarburos

El Plan contempla que los hidrocarburos seguirán teniendo un rol significativo en el proceso y que los recursos que generen se deben utilizar para financiar una transición energética segura, justa, confiable y eficiente.

En tanto los hidrocarburos mantengan un rol significativo, la estrategia consistirá en monitorear los resultados de las actividades de exploración y producción de gas y crudo de los contratos vigentes para mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda requerida con miras a garantizar la seguridad energética en el corto, mediano y largo plazo.

Con estas acciones se busca aprovechar de manera eficiente los hidrocarburos, lo que incluye el empleo de las técnicas de recobro mejorado en los campos que se encuentran en explotación, aplicando factores de recobro utilizados a nivel internacional.

En cuanto al gas natural, se prevé continuar con proyectos de masificación como parte de las estrategias para el cierre de las brechas energéticas con el uso de combustibles más limpios, que amplíen la cobertura para la población de los estratos 1 y 2, así como en las zonas rurales que tengan condiciones para este tipo de suministro.

El Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas apoyará el financiamiento de los costos para equipar viviendas nuevas de interés social con redes internas de gas combustible y el cargo de conexión. Al cabo de los cuatro años de ejecución del Plan se proyectan 1,5 millones de usuarios residenciales nuevos conectados al servicio de gas natural, hasta alcanzar un total de 12.759.110 hogares.

Asimismo, el Plan busca proveer soluciones más eficientes y confiables para los 1,6 millones de personas que cocinan con leña, carbón y residuos a costa de poner en riesgo su salud. Con este propósito, el programa de sustitución de esos combustibles –que tendrá una duración de hasta diez años–, podrá subsidiar, financiar o cofinanciar los equipos que hagan falta para conectar cada usuario al servicio público de gas combustible, o para utilizar otras fuentes energéticas de transición, entre ellas el biogás.

El gas natural es considerado también un combustible importante para acompañar y dar confiabilidad al crecimiento de la matriz de generación eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovables.

Estas orientaciones de política energética permiten constatar un rol sustantivo del gas en la transición en un horizonte de mediano y largo plazo. De cierta manera, esta opción reconoce al gas como parte de una etapa de tránsito a las energías renovables.

Aun cuando se trata de un planteamiento presente desde la campaña electoral, en el Plan no se consideró la suspensión de nuevos contratos para la exploración y producción de hidrocarburos, como sí se propuso en relación con la suspensión de nuevos proyectos mineros de gran escala para extraer carbón térmico a cielo abierto. Esta última propuesta se descartó en el Congreso con la eliminación del artículo en la ley aprobada.

La captura y almacenamiento de carbono

El Plan amplía la finalidad de la captura de carbono más allá del almacenamiento en el subsuelo de manera segura y permanente, y añade su utilización como insumo en diferentes procesos productivos o en la prestación de servicios.

Para la evaluación sistemática del proceso de captura se fortalecerá el Registro Nacional de Reducción de las Emisiones y Remoción de GEI a cargo del Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible. En este se deben registrar todas las iniciativas que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, que busquen aportar a las metas nacionales comprometidas ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) utilizando esa técnica. El ministerio definirá las líneas de base sectoriales, así como las condiciones, criterios y requisitos para monitorear, validar y verificar las acciones de mitigación de GEI que se propongan, con la finalidad de aumentar la confiabilidad de sus resultados.

Todas las iniciativas de mitigación de GEI deben observar las normativas ambientales, sociales y económicas. En particular, los sectores de agricultura y silvicultura deben cumplir las salvaguardas sociales y ambientales vigentes, las cuales incluyen la consulta previa libre e informada en los casos de áreas con presencia de comunidades negras, indígenas, afrocolombianas, raizales y palenqueras.

El hidrógeno

En la ruta de la descarbonización se apuesta por la producción de hidrógeno verde y de combustibles sintéticos, en especial para aquellos sectores de difícil electrificación o para uso no energético, como la producción de fertilizantes. En una etapa de transición se prevé la utilización de las reservas de gas y otros minerales para producir dichas sustancias y reducir así la dependencia de las importaciones, mientras se pasa de insumos de origen químico a los de origen biológico.

El Plan amplía el concepto de hidrógeno verde. Así, se considerará como tal no solo al producido con fuentes no convencionales de energía renovable, tales como la eólica, la solar y la marítima, la biomasa, el calor geotérmico o los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos –menores de 50 MW–. Además, se incluirá en la definición aquel que se produzca con energía eléctrica tomada del SIN, siempre y cuando la energía autogenerada con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) entregada al SIN sea igual o superior a la energía tomada de este.

Entre las FNCER se incluirá al hidrógeno blanco, el cual se produce en forma natural en la corteza terrestre y se encuentra como gas libre en diferentes tipos de depósitos subterráneos.

Áreas reservadas para minerales estratégicos

El Plan dispone que la autoridad minera nacional puede delimitar y otorgar a pequeños y medianos mineros organizados de manera asociativa, áreas de reserva estratégica minera con alto potencial para la extracción de minerales estratégicos necesarios para la transición energética y otros sectores.

El Plan Nacional de Conocimiento Geocientífico, impulsado por el Ministerio de Minas y Energía y el Servicio Geológico Colombiano, proveerá el conocimiento y la información para delimitar las áreas y determinar su potencial minero.

Al término del periodo del Plan la meta es contar con 30 nuevas áreas evaluadas geológicamente para minerales estratégicos y asignadas para su aprovechamiento. En el Plan no se precisan las condiciones para su adjudicación, como la obligación de realizar la consulta previa libre e informada con los pueblos y comunidades que pueden estar presentes en los territorios identificados.

Las comunidades energéticas

Se favorecerá la constitución de comunidades energéticas que puedan generar, comercializar y usar de manera eficiente energía producida con fuentes no convencionales renovables, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. De esa manera se fomenta su participación en la cadena de valor de la electricidad.

En caso de que las comunidades estén conformadas por personas naturales, o por las estructuras de gobierno propias de los pueblos y comunidades indígenas, campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras, podrán acceder a recursos públicos para financiar la inversión de sus proyectos, así como su operación y mantenimiento.

Al cabo de los cuatro años del Plan se espera contar con 20.000 nuevos usuarios asociados en comunidades energéticas que generan energía con fuentes no convencionales.

La transformación del transporte

El Plan dará especial atención al sector transporte por ser el mayor consumidor de energía, el que tiene la más alta ineficiencia energética y el que genera el 12,5 % del total de las emisiones de GEI del país. En cuatro años se prevé aumentar la mitigación de CO₂ en este sector en 2.149.630 toneladas, de un volumen de 149.630 toneladas en 2021.

Con el fin de promover una eficiencia energética y una descarbonización que permita alcanzar dichos resultados, se propone avanzar en la transición progresiva hacia formas de movilidad, desde cero hasta bajas emisiones, en todos los segmentos, medios y modos de transporte. Se cree que los incentivos y mecanismos de financiación darán prioridad a la electrificación y al uso del hidrógeno en todos los servicios de transporte.

Deberán entrar en funcionamiento los Sistemas Estratégicos de Transporte Público (SETP), y el Gobierno nacional apoyará técnica y financieramente los nuevos sistemas o proyectos de transporte público limpios, que cuenten con esquemas tarifarios diferenciados y que consideren la capacidad de pago de los segmentos de la población más vulnerable.

Se ampliaron los alcances del Fondo para la Promoción de Ascenso Tecnológico a los taxis, los sistemas de transporte público y los vehículos de carga liviana, así como a la infraestructura para el abastecimiento energético del transporte público.

Adicionalmente, se podrá autorizar a los operadores públicos de sistemas de transporte masivo de pasajeros que presten el servicio de transporte escolar para centros educativos públicos, siempre y cuando este se realice en vehículos de cero emisiones. Asimismo, se fomentará el uso de la bicicleta para lo cual se promoverá la construcción de la infraestructura necesaria, la instalación de estaciones de bicicletas compartidas, la producción nacional de partes y el ensamblaje de bicicletas.

Eficiencia energética en la Administración Pública

El aumento de la eficiencia energética en todos los sectores económicos, así como en los hogares, forma parte de las estrategias para reducir las emisiones de GEI.

En este marco, el Plan aumenta la exigencia a la Administración Pública en todos los niveles para establecer los objetivos de ahorro de energía a través de medidas de eficiencia energética y del empleo de fuentes no convencionales de energía renovable. En el primer año se debe conseguir un ahorro mínimo del 15 % en el consumo de energía respecto del año anterior, luego de lo cual se establecerán metas sostenibles hasta 2026. La línea de base para estas acciones estará dada por las auditorías energéticas a las instalaciones que se deberán realizar máximo en el plazo de un año y repetirse en periodos de cuatro años.

Integración energética

Colombia promoverá la integración energética regional con una visión de largo plazo que permita, entre otros aspectos, armonizar la regulación entre los países, diversificar la matriz energética basada principalmente en fuentes renovables de energía, fortalecer las capacidades tecnológicas y los conocimientos de punta, así como brindar resiliencia y seguridad energética regional.

Se promoverá la articulación entre los actuales portadores energéticos en torno a nuevas energías como el hidrógeno, lo que incluye a los productores de gas natural. Esta estrategia busca la descarbonización de diversos sectores y el fortalecimiento de la canasta exportadora para disminuir gradualmente la dependencia de combustibles fósiles.

Financiamiento de la transición

Para que Colombia cumpla con los compromisos en mitigación y adaptación al cambio climático establecidos en las contribuciones determinadas a nivel nacional en 2020, debe invertir anualmente entre COP15 y 25 billones en todos los sectores de la economía. Esto implica invertir cada año al menos 1,2 % del PBI, lo que supone un incremento importante puesto que la inversión actual es del 0,16 % del PIB.

Para cubrir esta demanda, además de los recursos que proveen los combustibles fósiles, en el Plan se contemplan otros instrumentos económicos y de mercado, como el impuesto nacional al carbono o los proyectos de Pagos por Servicios Ambientales (PSA), junto con líneas de financiamiento de la banca de desarrollo y comercial e instrumentos alternativos de inversión. Asimismo, se plantea que la política monetaria debe favorecer las necesidades de financiación de la transformación de la matriz energética y las decisiones de la autoridad monetaria deben coordinarse con las políticas de producción y empleo.

Además, se han creado diversos fondos para asegurar el financiamiento de los proyectos de la transición, entre ellos, el Fondo **Colombia potencia mundial de la vida**, a cargo del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que contará con recursos destinados al desarrollo de proyectos en tres sectores: agua y saneamiento básico, transición energética e industrial, y reforma rural integral.

Políticas de investigación e innovación

Debido al bajo presupuesto destinado estructuralmente a la investigación y el desarrollo, el Plan dispone que las políticas de ciencia, tecnología e innovación se orienten por misiones estratégicas para resolver los grandes desafíos sociales, económicos y ambientales que enfrenta el país. Entre ellas se han priorizado la bioeconomía, los ecosistemas naturales y los territorios sostenibles; el derecho humano a la alimentación; la autonomía sanitaria y el bienestar social; la paz y la ciudadanía, y la energía eficiente, sostenible y asequible. Esta última ha sustituido a la misión estratégica “transición y eficiencia energética” planteada en la propuesta de bases.

Si bien se aprueba la creación de una agencia responsable de ejecutar la política de ciencia, tecnología e innovación para fortalecer la institucionalidad del sector, esta no figura como una meta del Plan y no está vinculada de manera directa con la transición energética, a diferencia del proyecto de Bases, donde se tenía como meta al cuarto año el pleno funcionamiento del Centro de Investigación y Desarrollo para la Transición Energética.

2.2 Hoja de ruta de la Transición Energética Justa

En noviembre de 2022 la ministra de Minas y Energía anunció el diseño de la hoja de ruta para la Transición Energética Justa (TEJ), y presentó el documento **Diálogo social para definir la hoja de ruta para la Transición Energética Justa** como base para conducir un diálogo amplio y vinculante, que permitiera incorporar la diversidad de las perspectivas culturales, étnicas y de género de los territorios. Con ello se buscaba gestionar la hoja de ruta de manera diferenciada según las características de las regiones. La propuesta incluía un conjunto de definiciones programáticas que reflejaban la visión del Gobierno sobre la TEJ.

El proceso liderado por el Ministerio de Minas y Energía se planificó para seis meses, por lo que el documento con la hoja de ruta debía darse a conocer el 10 de mayo de 2023. Sin embargo, poco después de esa fecha, el ministerio anunció que su construcción tardaría quince meses y que la hoja de ruta estaría lista a fines de febrero de 2024. Al mismo tiempo presentó una nueva propuesta denominada **Metodología para definir la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa**, que si bien servirá de guía para llevar adelante las consultas también contiene información sobre los enfoques, las orientaciones y las prioridades de la TEJ.

La sustantiva modificación de los plazos no incluyó un balance de lo avanzado con el diálogo social en el semestre transcurrido, aspecto necesario si se tiene en cuenta que el Gobierno de Gustavo Petro contará con la hoja de ruta poco más de año y medio después de iniciado su mandato, lo cual significa que se implementará, en el mejor de los casos, en la segunda mitad de su gestión. Si se considera el desgaste propio del gobierno, se plantea un camino más complicado para impulsar las transformaciones estructurales que demanda la TEJ.

Aun cuando se señaló que en el diseño se tomarían en cuenta los instrumentos de política vinculados con la transición energética trabajados previamente, lo cierto es que ninguno de los dos documentos publicados hasta el momento establece alguna relación con la Política Nacional de Transición Energética (Documento Conpes 4075 de 2022), ni con la hoja de ruta del hidrógeno o de la generación eólica costa afuera u otra norma.

En la propuesta metodológica no se menciona si se dará continuidad a algunos de los ejes planteados en estos instrumentos de política, aunque sí incluye un conjunto de aspectos muy relevantes para dar forma a la propuesta del Gobierno de hacer realidad la TEJ.

El cambio climático y la TEJ

En el documento se plantea el enorme riesgo que significa el cambio climático para la vida en el planeta, en especial por la afectación de los ecosistemas, la biodiversidad, la seguridad alimentaria y el libre acceso al agua.

Se define como principal causa del aumento de la temperatura global la explotación y utilización de los recursos naturales no renovables, en particular el carbón, el petróleo y el gas, que emiten CO₂ y GEI a una escala y velocidad que excede los límites planetarios. En ese contexto, la transición de los sistemas energéticos es fundamental para la mitigación gradual de la crisis climática y ambiental.

Frente a esta realidad los organismos internacionales constatan una tendencia a la reducción de los combustibles fósiles y, por tanto, a la disminución de la demanda mundial del carbón térmico del 50 % y del crudo del 22 %. Esto puede tener fuertes impactos económicos para Colombia, dado el importante peso que ambos energéticos tienen en su economía: el 55 % del valor de las exportaciones colombianas corresponde al petróleo, sus derivados y el carbón; más del 37 % de la inversión extranjera llega al sector minas, canteras e hidrocarburos y, durante las últimas dos décadas, en promedio, el 10 % del presupuesto del Gobierno proviene de la extracción, el procesamiento y la exportación de crudo.

La hoja de ruta señala la importancia de prepararse para maniobrar en ese futuro incierto y reducir las vulnerabilidades del país. Se considera indispensable contar con políticas de Estado –y no solo de Gobierno– para actuar en la mitigación del cambio climático y la adaptación a sus impactos. Asimismo, para formular políticas que respondan a los efectos de las acciones globales orientadas a reducir y sustituir el uso de combustibles fósiles.

En este escenario se requiere la diversificación económica y la reconversión productiva, la diversificación de la matriz energética con fuentes renovables, así como el uso eficiente y racional de las energías. Un paso importante es cumplir los compromisos de descarbonización adquiridos ante las Conferencias de las Partes de París 2015 y Glasgow 2021.

Para descarbonizar la economía y adaptar e introducir nuevos sistemas energéticos el documento señala que Colombia cuenta con un potencial significativo de fuentes renovables no convencionales en diversas partes del territorio. No obstante, el acceso a fuentes de energía en el país no ha sido equitativo y zonas como los Llanos Orientales y La Guajira, que sostienen buena parte de la actividad extractiva, presentan los índices más deplorables de desarrollo económico, y han sufrido la guerra y la pobreza extrema.

Por ello, la TEJ tiene entre sus objetivos promover la justicia social y ecológica, de modo que la energía se erija como un derecho universal, particularmente en esas regiones ricas en recursos energéticos, que han sido marginadas. Asimismo, el Gobierno se plantea convertir a Colombia en líder de la lucha contra el cambio climático y transitar de una economía extractivista a una productiva.

Principios de la Transición Energética Justa

La TEJ se sostiene en cuatro principios a partir de los cuales se presentan algunas acciones prioritarias:

- **Equidad y democratización** de los recursos energéticos y de su gestión en un marco asociativo que permita avanzar hacia la justicia energética, ambiental y social y se considere el acceso a la energía como un bien común, especialmente en las regiones y poblaciones vulnerables. Para ello se plantean las siguientes orientaciones:
 - Eliminar de manera gradual los subsidios al consumo de combustibles fósiles y reorientar estos subsidios y aquellos destinados a la energía hacia la producción.
 - Poner en el centro de atención a las comunidades energéticas permitiendo que las comunidades rurales, urbanas y periurbanas se asocien para generar su propia energía a partir de fuentes renovables y obtener ganancias a través de la venta de excedentes.
 - Distribuir y comercializar la energía en función del beneficio de los usuarios, considerando aspectos como la cobertura, la calidad y las tarifas. Se promoverá la autogeneración y la gestión eficiente de la energía en hogares e industrias.
- **Gradualidad, soberanía y confiabilidad** para sustituir de manera progresiva, responsable y confiable las energías fósiles por unas menos contaminantes, como las renovables, a fin de diversificar la matriz energética y asegurar la soberanía energética en un escenario de aumento de la demanda nacional por energía.

Bajo este principio se plantean las siguientes orientaciones:

- Propender por una matriz energética menos dependiente de las grandes hidroeléctricas y que cuide el agua frente a los patrones climáticos extremos, cada vez más intensos y frecuentes.
- Impulsar la transformación del modelo actual de las exportaciones, centrado en energéticos fósiles como el petróleo y el carbón.
- Impulsar las inversiones en energías limpias, la eficiencia energética y la descarbonización.
- Sustituir la demanda de combustibles fósiles mediante la electrificación de distintos usos de consumo final.

La gradualidad busca tener en cuenta los empleos y el impacto económico en las regiones dependientes de los energéticos fósiles para que nadie se quede atrás.

- **Participación social vinculante:**

- Se propone crear un nuevo modelo de relacionamiento socioterritorial que contribuya a mejorar los proyectos y las condiciones de vida de quienes se verán afectados. Para ello se promoverá la participación en procesos como las consultas previas, así como en las transferencias, la propiedad y la gestión de los proyectos del sector minero-energético.
- Se estimulará la constitución de comunidades energéticas para la generación de energía renovable y convertirlas en un medio para avanzar en el bienestar social desde y para los territorios y las comunidades.
- La TEJ tendrá un enfoque diferencial étnico, territorial y de género.

- **Intensiva en conocimiento:**

- Se creará el Instituto Nacional para la Transición Energética Justa a fin de consolidar las capacidades existentes en ciencia, tecnología e investigación en el sector energético. Se priorizará la investigación en las FNCER y se profundizará el conocimiento geológico en función de las reservas mineras de materiales estratégicos para la Transición Energética Justa.
- En la medida en que la TEJ es también un factor clave para pasar de un modelo basado en la extracción y exportación de materias primas a uno productivo intensivo en conocimiento, se considera fundamental repensar el conjunto del sistema de producción de conocimiento para que se oriente al fomento de cambios estructurales en el sistema productivo.

Componentes para la planeación de la TEJ

Mejoramiento de la eficiencia energética. Es una medida básica en el proceso de transición en todos los sectores energéticos mediante la utilización de equipos, tecnologías y procesos que mejoren de manera gradual toda la cadena de transformación y usos de la energía. El sector industrial, el transporte público y pesado, así como los equipos finales de uso en los sectores residencial y comercial ofrecen oportunidades para mejorar la eficiencia.

Expansión del uso de las FNCER para sustituir las fuentes de energía fósil, sobre todo con energía solar fotovoltaica y energía eólica (en tierra y costa afuera), hidroenergía, biomasa y energía geotérmica. La expansión de las energías solar y eólica requiere adecuadas predicciones meteorológicas y óptimas condiciones de almacenamiento. Se considera prioritario fomentar la economía del hidrógeno como soporte para la estabilización del sistema eléctrico y la descarbonización de la economía. El uso de biomasa brinda alternativas de implementación en regiones y sectores industriales específicos.

Entre los combustibles fósiles, el gas natural ofrece menor impacto ambiental que los otros hidrocarburos y tiene costos asequibles. Se destaca el hecho de que en

varios países el gas ha desempeñado una función de combustible de articulación para los procesos de transición energética, y ha desplazado temporalmente el uso del carbón y del petróleo y sus derivados. Sin embargo, dado que tiene un efecto invernadero más poderoso que el CO₂, a corto plazo puede brindar firmeza ante la variabilidad de las FNCER en la generación eléctrica, pero, en tanto energético de transición, es indispensable definir un horizonte para su uso, así como las condiciones necesarias para su sustitución.

Electrificación de la matriz energética para que distintos procesos sean cada vez más eléctricos y que la electricidad provenga cada vez más de las FNCER. La electrificación del consumo final se anticipa como una de las estrategias de eficiencia energética más importantes, especialmente en el transporte, la industria y el sector residencial.

Fomento de la industria nacional asociada a las tecnologías de las energías renovables a través de la fabricación de componentes, equipos y montajes demandados por estas. La ejecución de programas de eficiencia energética permite incorporar equipos de uso final de fabricación nacional con altos estándares de desempeño. Se propone intensificar procesos de ciencia y tecnología que contribuyan a la innovación tecnológica y a la transformación industrial del país.

Minería para la vida en la transición energética. La mayor demanda de minerales estratégicos, particularmente de cobre y los elementos presentes en las tierras raras, exige un planeamiento minero socioambiental que permita identificar zonas, métodos y escalas en las que el aprovechamiento de esos minerales sea sustentable. Se intensificarán los esfuerzos de colaboración latinoamericana para el aprovechamiento social y ambientalmente sostenible de minerales estratégicos, y se promoverán las comunidades mineras como partícipes de la nueva economía de las energías renovables.

Ordenamiento territorial para favorecer la transición energética. En los ámbitos urbanos debe contribuir a desarrollar espacios integrales que demandan menos desplazamientos, y a fomentar de esquemas de movilidad sostenible. La promoción de los distritos térmicos y energéticos se convierte en una estrategia para impulsar el uso eficiente de los recursos y soportar una transición justa. Asimismo, los proyectos minero-energéticos deben estar acordes con las dinámicas y características territoriales, de modo que potencien las dinámicas productivas regionales y locales, y se articulen con los planes de ordenamiento territorial y los planes de vida existentes.

Componentes transversales

Resiliencia climática. En el marco de la electrificación, el país debe aprovechar sus condiciones geográficas para expandir el potencial hidroenergético mediante el despliegue de pequeñas, micro y pico centrales (a filo de agua) en su sistema. Además, debe abordar otras dimensiones: i) fortalecer la infraestructura para la transmisión e interconexión eléctrica; ii) aplicar medidas más eficientes de gestión del suministro y la demanda energética; iii) revisar el diseño de la operación

eléctrica para hacerla más flexible y adecuada a un modelo con mayor peso de las energías renovables; iv) promover alternativas seguras y sostenidas de almacenamiento energético; v) aplicar tecnologías para digitalizar la operación del sistema eléctrico en todas sus etapas, y vi) vincular los sectores energéticos de electricidad, térmico y transporte.

Etnicidad en la TEJ. Una multiplicidad de causas de carácter histórico ha llevado a que en Colombia muchas identidades étnicas se construyan de manera prioritaria en los territorios ubicados en la periferia de los epicentros de infraestructura y desarrollo. Muchas comunidades se encuentran muy cerca de los recursos naturales para la producción de la energía, pero históricamente las cadenas de producción les han sido adversas. Entre las poblaciones indígenas y afrodescendientes existen cosmovisiones que cuestionan las ideas de desarrollo, progreso y crecimiento occidentales. Estas formas de pensamiento promueven distintas relaciones comunitarias y con la naturaleza que se deben tener en cuenta, razón por la cual la discusión energética supone escucharlas y atender sus necesidades específicas. Esta cuestión increpa las formas de producir, distribuir y acumular la riqueza a partir de la energía. Es necesario un enfoque diferencial étnico y territorial que reconozca e incluya la diversidad de actores, dinámicas territoriales, culturas y cosmovisiones que existen en el país.

Género en la TEJ. El sector minero-energético ha reconocido las brechas de género que se mantienen en su interior, así como los impactos diferenciales que sufren las mujeres por la actividad del sector. Además, el cambio climático afecta de forma diferencial a hombres y mujeres: exacerba las desigualdades de género y aumenta la brecha de oportunidades y derechos. El sector minero-energético no tiene una variable interna diferencial para la inclusión del enfoque de género con una perspectiva transformadora. Se ha detallado una serie de avances incluyentes, pero poco transformadores. Una transición energética justa implica reconocer y reducir las brechas de género existentes en el sector minero-energético. Se trata de contribuir a una mejor calidad de vida de las mujeres, que cierre la brecha de cuidado, aumente su vinculación laboral directa, incluya a sus organizaciones en la cadena productiva del sector y articule un enfoque de género en la gestión interna para una inclusión transformadora.

Metodología del diálogo social

Objetivo general

Desarrollar una metodología para definir la hoja de ruta de la TEJ que incorpore un enfoque de derechos, así como perspectivas étnicas, territoriales y de género.

Objetivos específicos

1. Generar la información técnica, económica, ambiental y social relacionada con el sistema energético nacional y las cadenas de valor asociadas para construir los escenarios y establecer la visión con sus metas y plazos para la TEJ en Colombia.
2. Incorporar lineamientos étnicos, territoriales y de género desde los cuales gestionar la hoja de ruta de manera diferenciada para las regiones.
3. Establecer los lineamientos y mecanismos requeridos por el sector energético para cumplir los compromisos internacionales del país respecto de la reducción de las emisiones de GEI en 51 % para 2030, en coherencia con el uso sustentable del agua, los suelos y la biodiversidad asociados al sistema energético nacional.
4. Proponer –mediante los habilitadores regulatorios, los programas y los proyectos estratégicos requeridos– las políticas públicas necesarias para implementar la TEJ en Colombia.

Dimensiones

La metodología para la construcción de la hoja de ruta incluye tres dimensiones o componentes, que se desarrollarán de manera simultánea y complementaria. Cada una generará una serie de productos en distintos momentos durante el proceso:

- 1. Planeación y diagnóstico.** Incluyen las primeras interacciones con expertos y grupos de interés, la definición de los mecanismos de participación y el inventario de la información para los análisis requeridos. Contempla el establecimiento de la estructura de gobernanza para la elaboración de la hoja de ruta, que incluye un grupo directivo sectorial que dé lineamiento al equipo.
- 2. Definición de la visión.** Establecimiento de la visión, los hitos, las metas cuantificadas y las actividades requeridas para desarrollar la TEJ. Se proyectan escenarios del potencial de la oferta de energía en el nivel local y se analizan en relación con los impactos en los ámbitos ambiental, social, económico, fiscal y energético. Se estudian las implicaciones en el ámbito subnacional de los escenarios planteados a escala nacional. Se consolida una visión que informe metas a corto, mediano y largo plazo.
- 3. Desarrollo de la hoja de ruta.** Se identifican las barreras, se establecen los elementos habilitadores requeridos y se adelantan los análisis de riesgos para el desarrollo e implementación de la hoja de ruta de la TEJ. Se toman en cuenta los aspectos regulatorios, la normativa y los estándares internacionales para reducir al máximo las afectaciones al entorno y las personas. Se analizan los mecanismos e instrumentos que puedan compensar los impactos identificados, los cuales deben quedar reflejados en el marco regulatorio para la TEJ. Se presentan el plan de acción y el portafolio de estudios, programas y proyectos. Esta dimensión concluye con el documento de la hoja de ruta.

2.3 Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050

El PEN es un documento indicativo que se aprobó en noviembre de 2020 y se proyecta a 2050. Actualiza hasta 2025 el PEN formulado en 2005. La revisión antes de la culminación de la vigencia del plan anterior fue necesaria frente a las grandes modificaciones en el contexto económico y energético global, así como en el nacional.

El documento tiene como propósito definir una visión de largo plazo para el sector energético colombiano e identificar las vías para alcanzarla. Fue elaborado por la Unidad de Planificación Minero-Energética (UPME), adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

En el PEN se parte por identificar los desafíos que el sector energético deberá enfrentar en los próximos treinta años, entre los cuales están: la disponibilidad de recursos energéticos locales, la brecha tecnológica y el uso eficiente de los recursos energéticos, la mitigación y adaptación al cambio climático, así como los cambios estructurales en el sector energético asociados a la digitalización y la descentralización.

Objetivos del plan energético

La **visión** del plan es que en 2050 se habrá consolidado la transformación energética que habilita el desarrollo sostenible del país.

Para alcanzarla se definen cuatro pilares, que son las áreas estratégicas en las que se deben enfocar las políticas públicas. En cada pilar se plantean dos objetivos.

Pilar 1: Seguridad y confiabilidad del abastecimiento

Objetivo 1. Permitir el acceso universal a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles.

Objetivo 2. Diversificar la matriz energética.

Pilar 2: Mitigación y adaptación al cambio climático

Objetivo 3. Contar con un sistema energético resiliente.

Objetivo 4. Propender por un sistema energético de bajas emisiones.

Pilar 3: Competitividad y desarrollo económico

- Objetivo 5. Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.
- Objetivo 6. Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.

Pilar 4: Conocimiento e innovación

- Objetivo 7. Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético.
- Objetivo 8. Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano en el sector energético.

Cuatro escenarios hacia los objetivos

En el Plan se construyeron escenarios en los que se agruparon las iniciativas o acciones que representaban grados similares de: i) incertidumbre tecnológica en el contexto colombiano; ii) aporte a la mitigación del cambio climático en términos de reducción de emisiones de CO₂, y iii) la magnitud de las inversiones necesarias y la dimensión del cambio social y económico que significaría su implementación en la economía y la sociedad colombiana.

Sobre la base de estos criterios el PEN definió cuatro escenarios en los que se otorgan diversos roles al gas natural:

Actualización. Es el más conservador y el que aporta menos a la mitigación del cambio climático porque se mantienen las tendencias actuales. Se define un limitado nivel de innovación tecnológica, así como un reto medio de transformación social y económica.

Se considera la importación de gas natural en el corto plazo, pero en menor medida que en los demás escenarios porque se prevé la explotación de YNC en el mediano plazo. Esto último a pesar de que el propio PEN señala que si bien no se cuenta con datos concluyentes, la experiencia internacional vincula esta actividad a la disminución del caudal del agua, la contaminación, los cambios en los usos del suelo, las modificaciones en la flora y la fauna de los hábitats naturales, y los movimientos en masa del suelo y subsuelo, entre otros.

Por el lado de la demanda se prevé la sustitución parcial de hidrocarburos líquidos por gas natural en el transporte masivo y por electricidad en los vehículos livianos y motos. En el sector residencial rural se proyecta la sustitución de leña por GLP.

Modernización. En este escenario se asigna al gas natural el rol de energía de transición camino a la descarbonización y se proyecta un aporte ligeramente más alto a la mitigación del cambio climático. Tiene más innovación tecnológica y requiere de una mayor transformación social y económica.

Se prevé una mayor sustitución de carbón y de combustibles líquidos por gas natural, biogás y GLP en los procesos industriales, así como de combustibles líquidos por gas natural, GLP y electricidad en los sistemas de transporte masivo, de carga y liviano. Al mismo tiempo, se considera que el país será importador neto de hidrocarburos líquidos y de gas natural.

Inflexión. Se define como el comienzo de la electrificación de la economía para sustituir los combustibles fósiles. El aporte a la mitigación alcanza un nivel significativo, demanda dar prioridad a la innovación tecnológica, junto con una significativa transformación social y económica.

Se considera sustituir el gas natural por energía eléctrica en los sectores residencial, industrial y transporte. Las iniciativas consideradas en este escenario apuntan a una mayor descarbonización del sector energético, aunque están acompañadas de mayores incertidumbres tecnológicas.

El aumento de la participación de la electricidad en la matriz energética proviene de la mayor generación de plantas eólicas, solares y geotérmicas, así como de pequeñas centrales nucleares, de la captura y secuestro de carbono en plantas térmicas y de la salida de centrales obsoletas que producen altas emisiones.

A pesar de estas opciones, en Inflexión se mantiene la participación del gas natural en el 22 % de la oferta energética, y el porcentaje de la importación de hidrocarburos fluctúa entre el 42 y el 45 % de la oferta a 2030, que luego se incrementará al 63 % en 2050. Estos datos muestran que el gas y los hidrocarburos seguirán teniendo un peso importante.

Disrupción. Se define como el de inicio de la innovación para encaminar al sector energético hacia la neutralidad en carbono. Establece un elevado nivel de aporte a la mitigación del cambio climático, un avance sustantivo en la innovación tecnológica, pues las tecnologías propuestas tienen todavía un desarrollo incipiente. En ese sentido tiene un mayor grado de incertidumbre tecnológica, además de una alta exigencia de cambio social y económico.

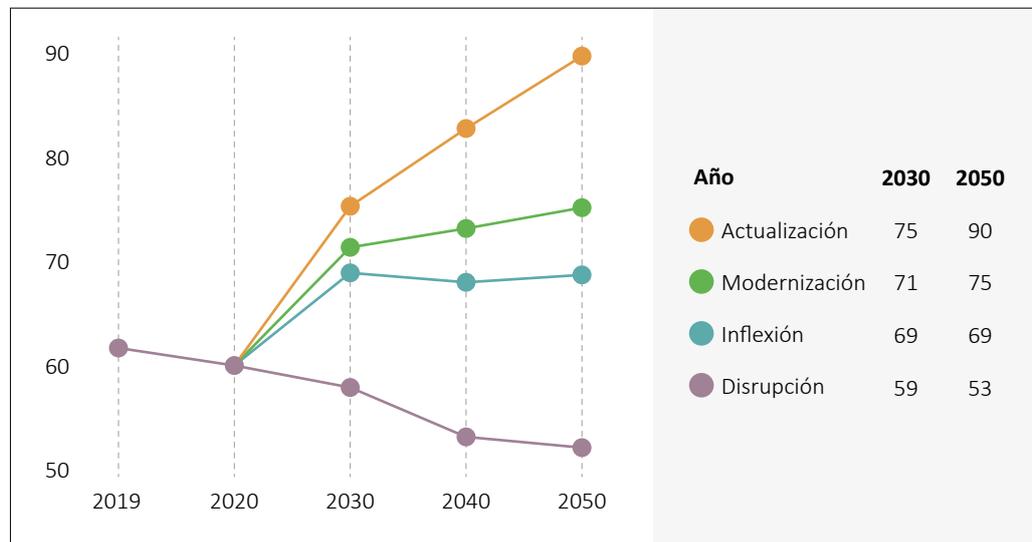
Se incluyen iniciativas en las que predominan la electricidad y esta se produce mediante fuentes no convencionales de energía renovable. Se prevé el uso del hidrógeno verde en los sectores que no se hubieran electrificado aún, como podría ser el transporte pesado o algunos procesos industriales. Para 2050 se proyecta la supresión del consumo de leña en el ámbito rural residencial.

A pesar de tratarse de un escenario ambicioso y demandante en varias dimensiones, los combustibles fósiles seguirán siendo mayoritarios en la composición de la oferta energética, con el 55 % del total.

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

El PEN proyecta que las emisiones de dióxido de carbono equivalente asociadas al consumo de energía tenderán a incrementarse por el aumento de la demanda de energía. El único escenario en el que las emisiones disminuyen con respecto al año base 2019 (61,7 millones de toneladas de CO₂ equivalente) es el de Disrupción, debido al cambio más ambicioso que plantea en la composición de las fuentes energéticas. En todos los demás escenarios las emisiones de GEI aumentan conforme crece la demanda de energía.

GRÁFICO 15. Emisiones de CO₂-eq del sector energía por año, según escenario (millones de toneladas)



Fuentes: PEN 2020-2050, Gobierno de Colombia (2021). “Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París”.

De acuerdo con la comparación de las emisiones que realizó la Universidad de los Andes entre los escenarios del PEN y los compromisos de las NDC de Colombia, solo el escenario Disrupción cumple la meta de reducción en 2030, pero ninguno se acerca a la neutralidad en carbono propuesta para 2050²⁷:

Escenario	Unidad	2030	2050
Neutralidad en carbono	Mt CO ₂	64	12
Disrupción	Mt CO ₂	59	53

27 Gobierno de Colombia (2021). Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París, Bogotá, MinAmbiente, DNP, Cancillería, AFD, Expertise France, WRI.

El gas en la oferta energética de los cuatro escenarios

En los cuatro escenarios previstos en el PEN se plantea un aumento sostenido de la demanda de energía, tanto por el crecimiento de la población como de la economía, aunque es menor en el escenario de Disrupción.

La participación del gas natural en la oferta energética se mantiene en el 22 % en los escenarios de Actualización e Inflexión y se incrementa al 27 % en el de Modernización, en el que se le da un rol más importante como energético de transición y en la sustitución de los hidrocarburos líquidos. Solo en Disrupción el gas natural baja su aporte al 16 % por la presencia de otros energéticos no convencionales, o de la electricidad, en sectores con alta demanda de energía como transportes y la industria.

Participación del gas natural en la oferta energética en 2050				
Año base 2019 (1877 PJ)	Actualización (2398 PJ)	Modernización (2090 PJ)	Inflexión (2104 PJ)	Disrupción (2031 PJ)
22%	22 %	27 %	22 %	16 %

En todos los escenarios se prevé un fuerte incremento de la proporción de hidrocarburos importados –tanto de petróleo como de gas natural– en el total de energéticos. El escenario que considera un porcentaje más bajo de hidrocarburos importados (28 %) en 2030 es el de Actualización. En las demás proyecciones a la próxima década, las importaciones representan entre 42 y 45 % de la energía consumida.

Para 2050 el Plan proyecta que las importaciones de hidrocarburos aumentarían y representarían entre el 69 y el 63 % en los tres escenarios: Actualización, Modernización e Inflexión. Solo en Disrupción se plantea que las importaciones, tanto en 2030 como en 2050 equivaldrían al 48 % del total de la energía debido a la menor participación de los hidrocarburos en la canasta de combustibles. Sin embargo, representan un incremento importante si se tiene en cuenta que el punto de partida de 2019 es de solo 7 % de hidrocarburos importados.

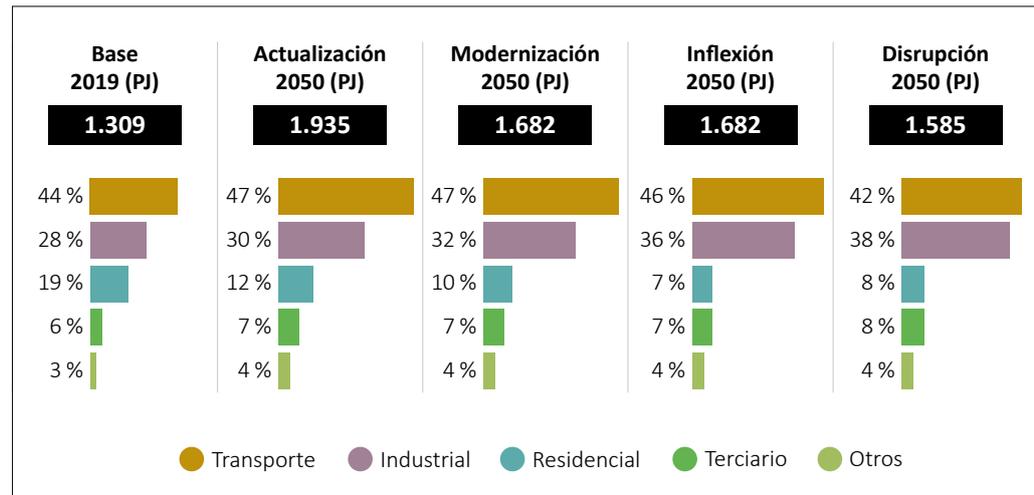
Consumo de gas por sectores

El gas natural reduce su participación en la capacidad instalada para generación eléctrica en relación con el año base 2019, del 21 al 12 % en Actualización y Modernización, baja al 9 % en Inflexión y disminuye al 6 % en Disrupción. Esto debido a que las fuentes renovables no convencionales se convierten en el principal energético para la producción de electricidad en los dos últimos escenarios.

El consumo de energía por sectores previsto para 2050 no muestra diferencias sustantivas entre los cuatro escenarios. El transporte continúa demandando casi la mitad de los energéticos (47 %), salvo en Disrupción, en el que baja al 42 %. Le sigue en importancia el sector industrial, con una participación que va del 30 % en el escenario más conservador, al 38 % en el más ambicioso.

Con una demanda menor están los sectores comercial y residencial. Este último registra la mayor reducción en el consumo de energía en todos los escenarios, en especial en el disruptivo. Esto responde en gran parte a las medidas para lograr una mayor eficiencia energética en los equipos que usan los hogares, a la sustitución de la leña por GLP y a la disminución de la población rural, principal usuaria del primero.

GRÁFICO 16. Consumo de recursos energéticos por escenarios



Fuente: UPME. Plan Energético Nacional 2020-2050.

En el **sector transporte** el gas natural será una fuente importante de sustitución de los hidrocarburos líquidos, en especial en los escenarios de Modernización e Inflexión. En 2050 el 30 % del sistema de transporte masivo operaría con gas natural en el escenario Actualización, y el 40 % en Modernización e Inflexión. En Disrupción la flota de buses sería 100 % eléctrica. En lo que se refiere al transporte de carga pesada, el 30 % de los tractocamiones operaría con GNL en Actualización y el 50 % en los otros tres escenarios. En Inflexión y Disrupción ingresaría un 20 % de camiones eléctricos.

Estas proyecciones determinan el incremento de la participación del gas natural en el consumo final del sector transporte en todos los escenarios en el año 2050, comparado con el punto de partida 2019:

Participación del gas natural en el consumo del sector transporte en 2050				
Año base 2019	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
4%	13 %	23 %	22 %	16 %

En el escenario Disrupción hay una menor participación del gas natural porque los hidrocarburos líquidos se sustituyen en mayor medida con vehículos eléctricos (14 %) y con el ingreso del hidrógeno (9 %).

En el **sector industrial**, en tres escenarios (salvo Disrupción) se considera un aumento importante del uso del gas para sustituir el carbón, de manera que su participación en el consumo del sector se incrementaría en 2050, sobre todo en el escenario de Modernización. En Inflexión se prevé la electrificación de procesos de calor directo, lo que disminuye el aporte del gas e incrementa el de la electricidad hasta el 31 %.

Participación del gas natural en el consumo del sector industrial en 2050				
Año base 2019	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
20 %	29 %	32 %	29 %	22 %

En Disrupción, el gas natural tiene una participación menor porque en ese escenario, además de la importancia de la electrificación (31 %), ingresa a la matriz el hidrógeno verde y se prevé que alcance una contribución del 13 %. En todos los escenarios, el petróleo y derivados mantienen una participación del 10% en 2050.

En el **sector residencial**, el gas natural aumenta su participación en los escenarios Actualización y Modernización, por la continuación del proceso de masificación, y pasa a representar el 38 y el 44 %, respectivamente, contra el 20 % en 2019. En los dos escenarios hay un crecimiento del GLP porque sustituye a la leña en las áreas rurales.

Participación del gas natural en el consumo del sector residencial en 2050				
Año base 2019	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción
20 %	38 %	44 %	0	0

En los escenarios Inflexión y Disrupción el gas natural y la biomasa son sustituidos totalmente por la electrificación, que alcanza el 94 % del consumo. El 6 % restante corresponde al GLP que continuaría empleándose en el sector rural.

Proyección económica y financiera del PEN

Los cambios tecnológicos que se incorporan en los diferentes escenarios tienen un impacto económico positivo porque reducen las pérdidas de energía en todos los sectores por mejoras en los equipos y en la eficiencia. Mientras más ambicioso es el programa de cambios, aumenta el porcentaje de energía útil sobre la energía final. En el conjunto de sectores podría llegar al 63 % en el escenario de Disrupción respecto del 32 % de 2019. En todos los escenarios el sector residencial es el que más eficiencia gana: parte del 21 % en 2019, se eleva al 39 % en Actualización y alcanza el 74 % de energía útil en Inflexión y Disrupción en 2050.

Desde el punto de vista financiero, las diferentes tecnologías que forman parte de las iniciativas de cada escenario, el grado de diversificación de la matriz energética y de sustitución de fuentes contaminantes tienen diferentes costos. Aquellas con las que se alcanzan mayores impactos en eficiencia energética y mitigación del cambio

climático demandan más recursos económicos. Así, por ejemplo, el financiamiento del escenario Disrupción es 13 % mayor que el de Actualización. El valor presente neto del primero es USD531 mil millones contra USD471 mil millones del segundo.

En todos los escenarios las inversiones necesarias en el lado de la oferta de energía son menores que las de la demanda. Comparativamente, las proyecciones indican que el cambio de vehículos que usan combustibles líquidos a gas natural o a electricidad costaría diez veces más que la sustitución de los equipos en el sector residencial.

El riesgo del lock-in

El PEN entiende el lock-in como “la inoportunidad de adoptar tecnologías superiores y disponibles en el mercado, porque es difícil sustituir económica o socialmente la tecnología vigente [...] es una situación que puede limitar las posibilidades de producción, consumo e innovación en una economía”.

Del análisis realizado en los diferentes escenarios se observa que mientras más conservadora es la apuesta por el cambio, más alto es el riesgo de anclarse a infraestructuras de alto contenido de carbono y retardar la diversificación de la matriz energética.

El hecho de considerar la explotación de YNC como una opción para asegurar el abastecimiento de hidrocarburos en el escenario de **Actualización** implica optar por grandes inversiones de capital (exploración, producción, transporte) que requieren economías de escala para ser rentables, lo que dificultaría el ingreso y la competencia de otras energías. La disponibilidad de hidrocarburos líquidos en la oferta reduciría también la posibilidad de que los sectores que los utilizan los sustituyan por el gas o la electricidad, aun cuando estos últimos fueran más eficientes.

En el escenario de **Modernización**, en el que el gas natural y el GLP juegan un rol importante de transición, el riesgo de lock-in baja de alto a medio-alto. El uso de estos combustibles demandaría también inversiones para la importación, producción, transporte, almacenamiento y distribución, pero no se tiene en cuenta la explotación de YNC. Además, se considera la posibilidad de utilizar plantas modulares para regasificar el GNL que sería necesario importar, y gasoductos virtuales para transportar el gas.

No solo en este escenario, sino también en Actualización e Inflexión, los análisis indican que la importación de gas natural demandaría mayor infraestructura que la existente y la proyectada. Al igual que en el escenario anterior, la disponibilidad de gas a bajo costo frenaría las inversiones en equipos que podrían usar energéticos más eficientes.

En el escenario **Inflexión**, en el que la electrificación tiene un rol gravitante, se considera que el riesgo de lock-in es medio-bajo por la posibilidad que ofrecen las fuentes de energía no convencionales y las nuevas tecnologías de gestión y

operación de redes para descentralizar y realizar inversiones de menor escala en generación, transmisión y distribución de electricidad. Ello reduciría las barreras al ingreso de otras opciones energéticas más eficientes y limpias que pudieran surgir.

Por el lado de la demanda se considera como riesgo de lock-in el costo que podría significar adoptar nuevos estándares, si aquellos que se definieron para la incorporación e interoperabilidad de las nuevas tecnologías resultaran menores o más limitados después de un tiempo.

En el plan se señala que no existe suficiente información para evaluar los riesgos de *lock-in* en el escenario **Disrupción**, aunque se consideran bajos por la posibilidad que ofrece el hidrógeno de producirse tanto de manera descentralizada como centralizada, además de utilizar infraestructura ya construida para el empleo de otras fuentes de energía. Esto focalizaría las inversiones en la fase de producción.

2.4 Política de Transición Energética (Documento Conpes 4075)

Marco general

La política de transición energética fue elaborada por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes) y aprobada el 22 marzo de 2022. El horizonte de ejecución será de seis años, en el periodo 2022-2028, en el cual 19 entidades de orden nacional llevarán adelante 97 acciones que representan una inversión total de COP306.378 millones. Se calcula que estas inversiones públicas dinamizarán iniciativas de inversión de carácter público-privado por más de COP283 billones en 2030.

La transición energética se define como un cambio estructural en el sistema energético fomentado por las nuevas tecnologías y la eficiencia. Para su implementación se plantea:

- Desarrollar el crecimiento económico a partir de políticas y estrategias que consideren las condiciones y características de la estructura económica del país;
- Reconocer la dependencia económica del sector extractivo y la necesidad de hacer la transición hacia otras actividades económicas en la medida EN que se van reemplazando estos energéticos;
- El deber de fomentar la implementación de tecnologías y EL uso de energéticos de cero o bajas emisiones para disminuir el impacto en el medio ambiente y disminuir las emisiones de GEI;

- El deber de fomentar el acceso a la energía a toda la población, al mismo tiempo que se aseguran los recursos para atender toda la demanda, incentivando la seguridad energética;
- El carácter de sostenibilidad económica, social y ambiental que debe caracterizar a las políticas, estrategias y tecnologías que se implementen en la materia.

La nueva política se plantea aportar a la consolidación de este proceso a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fortalezcan los sectores de energía eléctrica, transporte sostenible, hidrocarburos y minería para incrementar la seguridad y confiabilidad energética, mejorar el conocimiento y la innovación asociados a la transición energética, fomentar el desarrollo y crecimiento económico enmarcado de un sistema de bajas emisiones de GEI.

Se afirma que el tránsito a una electrificación limpia va a ir acompañado de los combustibles fósiles, tanto por la dependencia energética y económica, como porque algunas tecnologías necesarias para sustituirlos aún se encuentran en desarrollo.

Asimismo, se plantea que en el corto plazo no será posible renunciar a la explotación y utilización de energéticos como el petróleo o el carbón hasta que no se cuente con una estrategia para sustituirlos, ya que el 76 % de la matriz energética depende de combustibles fósiles, los cuales aportan regalías, representan el 55 % de las exportaciones y generan miles de empleos.

Igualmente se señala que Colombia cuenta con una de las matrices energéticas de generación eléctrica más limpias del mundo, ya que en promedio el 70 % de su capacidad es hidroeléctrica. Asimismo, se plantea que tiene un gran potencial en energías renovables como la eólica, la solar y la geotérmica, así como en hidrógeno.

Se afirma que la transición energética debe considerar todos los sectores e impactos al buscar eficiencias: la disminución de las emisiones de GEI, la diversificación de la matriz energética y el crecimiento económico y social. Se considera indispensable que las políticas y lineamientos hacia la transición analicen los impactos negativos que se puedan materializar. Por eso, la política recomienda una ruta progresiva frente a la transición energética que considere la digitalización, la reconversión tecnológica, el diálogo social para involucrar y proteger a las comunidades, el reemplazo de ingresos y la reconversión laboral.

La Política plantea que Colombia ha tenido avances en la transición energética y ha desarrollado un marco normativo sólido, así como instrumentos de diverso tipo (planes, estrategias, hojas de ruta). Sin embargo, muchos son de corto plazo, tienen una débil articulación intersectorial o un carácter indicativo, lo que no garantiza su aplicación, frente a lo cual se plantea que esta política buscará revertir esa realidad.

Objetivos

Su **objetivo general** es consolidar el proceso de transición energética del país a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social.

Establece cuatro **objetivos específicos**:

- OE 1 Definir y ejecutar estrategias y acciones para incrementar la seguridad y confiabilidad en el abastecimiento energético para propender por la autosuficiencia con base en los recursos y la producción nacional.
- OE 2 Establecer y desarrollar estrategias y acciones para mejorar el conocimiento y la innovación asociados a la transición energética aplicada en los sectores de forma que se promueva el despliegue de nuevas tecnologías más eficientes y limpias.
- OE 3 Definir y llevar a cabo acciones, lineamientos e instrumentos orientados al desarrollo y crecimiento económico, a partir de las oportunidades que ofrece la transición energética para diversificar las actividades económicas del sector energético y generar nuevos ingresos, modelos de negocio y bienestar.
- OE 4 Desarrollar un sistema energético que contribuya a disminuir las emisiones de GEI para reducir los impactos al medio ambiente y cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones.

Para el cumplimiento de los objetivos se establecieron veintiún líneas de acción que implican el desarrollo de actividades por diferentes entidades.

El gas y la transición energética

En la Política se plantea que el gas tiene un rol fundamental en el camino hacia fuentes de energía bajas en carbono, pues al incrementarse el uso de este combustible se reducen significativamente los niveles de material particulado y, adicionalmente, se ofrece confiabilidad al sistema energético nacional. Se señala también que uno de los problemas centrales es la disminución de las reservas de gas, las cuales se requieren para atender la demanda local e incrementar una seguridad energética que soporte la transición hacia energías más limpias. Por eso se afirma que uno de los temas críticos es el débil desarrollo estratégico del gas como combustible de transición, ya que su aprovechamiento no es masivo en todos los sectores productivos que podrían usarlo.

A partir de estas premisas se priorizan líneas de acción con el fin de mantener y ampliar la participación del gas como combustible de la transición hacia fuentes de energía bajas en carbono.

OBJETIVO 1

- Promover la implementación progresiva de medidas de eficiencia energética en las actividades asociadas a los contratos de exploración y producción de hidrocarburos.
- Promover la incorporación de reservas locales que permitan al gas continuar posicionándose como energético de confiabilidad y respaldo del sistema energético.
- Evaluar incentivos y criterios para que los contratos vigentes de producción incorporen medidas de recobro mejorado y demuestren incrementos sostenidos de la producción.
- Actualizar de manera permanente el mapa de tierras con las áreas disponibles continentales y costa afuera para incluirlas en los ciclos del proceso permanente de asignación de áreas.
- Evaluar incentivos para la exploración y producción de yacimientos profundos en áreas costa afuera.
- Identificar los nuevos corredores exploratorios en cuencas priorizadas de hidrocarburos, como parte de los insumos para posibles nuevos contratistas.
- Flexibilizar la regulación del sistema de comercialización del mercado de gas natural, evaluando las distintas opciones de organización de la industria del gas natural y sus impactos sobre la competencia en el mercado.
- Incluir en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural los proyectos necesarios para conectar el gas proveniente de campos menores al SNT, siempre que sean económicamente viables.

OBJETIVO 2

- Establecer reglamentos que hagan posible el desarrollo de proyectos piloto de uso de mezclas de hidrógeno y gas natural en el transporte sostenible y en la calefacción doméstica e industrial, así como el transporte por gasoductos de energéticos como el hidrógeno y mezclas de combustibles.
- Implementar acciones para ampliar la participación del gas en la industria a través de las sinergias con el desarrollo del mercado del hidrógeno.

OBJETIVO 3

- Diseñar la regulación necesaria para una medición avanzada e inteligente en la cadena de valor del gas natural como parte de las medidas de digitalización, fiscalización y gestión de la información del sector energético.

- Establecer herramientas tecnológicas que permitan generar datos reales de los volúmenes de producción para determinar las regalías.
- Mejorar los procesos de fiscalización de la producción de hidrocarburos.

OBJETIVO 4

- Fortalecer el posicionamiento del gas como combustible de la transición y de confiabilidad del sistema energético mediante la creación de un comité asesor de planeación de la infraestructura de transporte de gas natural en el marco de las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética.
- Ampliar la participación del gas como energético de bajas emisiones para el avance de las iniciativas de movilidad sostenible en el país.
- Avanzar en el desarrollo de las tecnologías de GNL como combustible para el transporte de carga pesada.
- Promover la continuidad en la ampliación de la cobertura del gas domiciliario, considerando fuentes alternativas de financiación.
- Ampliar la cobertura del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía hacia los programas de sustitución de combustibles sólidos (leña, carbón, residuos) por gas combustible.
- Avanzar en la sustitución progresiva de la leña mediante la conexión de usuarios residenciales a redes de gas o a procesos de autogeneración, e incluir los programas de sustitución de leña por gas combustible en el financiamiento de obras por impuestos o regalías.

3. Conclusiones

1. Las fuentes de energía fósil predominan en la matriz de energía primaria de Colombia. Esta característica implica altas emisiones de GEI y un desafío para la descarbonización. Los combustibles fósiles representan el 91 % de la matriz, con el petróleo y el carbón como las predominantes, casi en partes iguales. El gas tiene un peso menor.
2. El consumo final de energía depende en un elevado porcentaje de los combustibles fósiles. El transporte es el sector que más energía demanda, poco más del 40 %, y casi todo su consumo es de hidrocarburos líquidos: diésel, gasolina, gasohol o ACPM. Es el sector que emite la mayor cantidad de GEI, cercano al 80 % del consumo final de energía. La sustitución de los hidrocarburos líquidos por GNV en el transporte terrestre, política que se planteó como medio para reducir las emisiones de GEI y de otros contaminantes, alcanza solo al 10 % del parque automotor. El uso de la movilidad eléctrica es marginal. Esta estructura de consumo guarda correspondencia con la oferta energética del país, que produce y exporta petróleo y productos refinados, e importa combustibles por un menor valor. Esto le permite tener un superávit en su balanza comercial de energía.
3. La tendencia de las reservas de gas es declinante desde hace años. El informe al cierre de 2022 indica una duración de 7,2 años. Esta realidad ha llevado a sucesivos gobiernos a priorizar políticas de aseguramiento del abastecimiento del gas natural mediante la promoción de nuevos contratos de exploración y producción de hidrocarburos a través de rondas, la exploración en yacimientos costa afuera en aguas profundas y ultraprofundas, así como la explotación de YNC con técnicas de fracturación hidráulica.

En paralelo se desarrolló la infraestructura para importar gas. En 2016 se puso en operación una planta para almacenar y regasificar GNL en la costa atlántica con la finalidad de dar respaldo a la generación hidroeléctrica durante las sequías y asegurar el suministro. Está en proceso el concurso para adjudicar la construcción de una segunda planta, esta vez en la costa pacífica.

4. El gobierno de Gustavo Petro no ha dado continuidad a la explotación de yacimientos no convencionales con la técnica de fracturación hidráulica y ha recogido las demandas del movimiento de resistencia al fracking. En agosto de 2022 presentó el proyecto de ley para prohibir la exploración y producción de hidrocarburos en todo tipo de YNC, así como el empleo de la fracturación hidráulica horizontal y de otras técnicas que demandara el desarrollo de estos yacimientos, por los altos riesgos ambientales y para la salud.

A pesar de contar con un apoyo social y político significativo, la oposición parlamentaria limitó los alcances de la propuesta. El Senado ha excluido de la

prohibición los YNC de gas metano asociado a mantos de carbón y las técnicas requeridas para su explotación, que plantean riesgos ambientales. También dejó por fuera la disposición que ordenaba la reformulación de la política de transición energética. Queda pendiente el debate y la aprobación del proyecto en dos votaciones en la Cámara de Representantes en la legislatura que termina en junio de 2023.

5. Una medida, planteada también desde la campaña electoral de Gustavo Petro, es la política de la no suscripción de nuevos contratos de exploración y producción de hidrocarburos y el respeto a los vigentes, mientras se asegura su máxima productividad. Con técnicas de recobro mejorado, los acuerdos firmados serían suficientes para ampliar las reservas probadas y atender la demanda interna. La política de supresión de contratos ha generado contradicciones en el seno del Gobierno.

Se señala que el incremento de las reservas en el mediano plazo sería insuficiente sin nuevos contratos, lo que podría crear no solo un problema de inseguridad energética, sino que repercutiría negativamente sobre la balanza comercial y los ingresos fiscales. Si bien las proyecciones fiscales y del sector externo indican que, por la recuperación económica y los precios de los energéticos de exportación, estas decisiones no afectarían a la actual Administración, se podrían crear serios problemas en los siguientes años debido a que el desarrollo de sectores y productos de exportación que sustituyan el peso actual del petróleo y el carbón tomará algún tiempo. Ese escenario podría afectar también la disponibilidad de recursos para dos de las principales apuestas del Gobierno: la transición energética justa y la diversificación productiva.

6. El Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía, ha expresado en documentos y mensajes oficiales el interés de acelerar los procesos para explotar los descubrimientos de gas mar adentro, los cuales se han considerado recursos contingentes en el informe de reservas al cierre de 2022 emitido por la ANH. Los posibles riesgos de extraer hidrocarburos de yacimientos en aguas ultraprofundas no se ha puesto en debate.

En la medida en que el inicio de la producción comercial de estos campos tomará varios años, la importación de gas permanece en la agenda y el Gobierno ha continuado con los trámites de la convocatoria pública para seleccionar al inversionista que construirá la infraestructura para importar gas en el Pacífico colombiano, así como el gasoducto que conectará la terminal de regasificación con el sistema nacional de transporte de gas.

7. Actualmente existen más de 10,5 millones de familias, 5.600 industrias y 200.000 comercios distribuidos en gran parte del país que utilizan este energético. A pesar de no contar con reservas significativas, Colombia llevó adelante un proceso muy extendido de masificación para diversificar su matriz energética y poner a disposición de la población un combustible de mayor calidad que el usado en la mayoría de los hogares hace décadas. La intervención del sector público con el criterio de rentabilidad social dio el

impulso inicial al proceso, de forma que se construyó una amplia red de gasoductos por el país, se establecieron políticas de subsidio cruzado para la población de menores recursos, y tarifas que propiciaron la conversión al gas en distintas partes del territorio.

Como parte de las políticas de cierre de brechas energéticas, en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se ha definido continuar y ampliar la masificación del gas para lograr que 1,5 millones de familias accedan a esta fuente de energía en los próximos cinco años. El gas y otros combustibles forman parte también del esfuerzo por sustituir el uso de la leña y el carbón que utilizan hoy 1,6 millones de personas, sobre todo en el mundo rural. Esta realidad social y económica es un factor de presión para acelerar la puesta en valor de los recursos contingentes de gas natural costa afuera y continuar con la identificación de nuevas reservas.

8. Colombia ha privilegiado su potencial hidroeléctrico y casi el 70 % de su potencia efectiva depende del agua. El uso del gas en el sector eléctrico ha tenido sobre todo el rol de respaldo de la hidroenergía para dar confiabilidad al sistema eléctrico frente a alteraciones climáticas como las sequías periódicas. Las energías renovables todavía son poco representativas en la matriz eléctrica, situación que se aspira a transformar en los próximos años.
9. Los significativos ingresos que producen los hidrocarburos al Estado y la economía colombiana provienen principalmente del petróleo a través del impuesto a la renta de las personas jurídicas del sector, de las regalías, de los ingresos por exportaciones y de los dividendos que transfiere Ecopetrol, además de empleos, servicios y, aunque limitados, algunos encadenamientos productivos. Colombia es considerado por el Banco Mundial un país con alta dependencia de las rentas que produce el sector, con el equivalente al 3,7 % de su PBI (2019). Los ingresos generados por las regalías son importantes para los ámbitos subnacionales del Estado. Mientras más pequeño es el nivel de gobierno y mayor la importancia del recurso que se extrae, mayor es la dependencia de las regalías para el financiamiento del presupuesto de inversiones del departamento o municipio.
10. La principal inversión en el sector del gas natural, fuera de la destinada a exploración y producción, está orientada a la infraestructura de transporte y distribución que ampliará la red de gasoductos y, por ende, la cobertura territorial del servicio. Recientemente se han interconectado los dos subsistemas que cubren la zona atlántica y el centro del país, y la construcción de nuevos tramos, su bidireccionalidad o aumento de capacidad buscan aumentar la conexión entre las zonas de producción y el sur y centro del país, así como la cantidad de localidades que acceden al gas a partir del sistema nacional de transporte.

Además, se prevé una inversión en infraestructura para asegurar la importación de GNL en el Pacífico y el gasoducto para conectarla con el sistema de transporte. Esto se complementa con el piloto de importación de GNL a pequeña escala (micro-GNL) realizado por Ecopetrol para llevar

gas a zonas apartadas. La cartera de inversión en infraestructura muestra la opción por continuar desarrollando el acceso al gas natural a lo largo del territorio nacional.

11. El Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026. ***Colombia potencia mundial de la vida***, fue aprobado el 5 de mayo por el Congreso. Es el instrumento de política más importante del Gobierno, en el que se establecen los objetivos y lineamientos de la gestión gubernamental.

El PND se organiza en cinco ejes. En el de la Transformación productiva, internacionalización y acción climática se definen las estrategias y acciones para una transición económica que conduzca al país a la neutralidad en carbono en 2050 y a consolidar territorios y sociedades resilientes al clima a fin de favorecer el desarrollo sostenible y la competitividad del país. Para reducir las emisiones de GEI será necesario detener la deforestación, avanzar en la descarbonización de los sistemas productivos y transformar la matriz energética, entre otras políticas. Para llevar adelante esa transición se requerirá la acción conjunta de sectores, territorios y actores privados.

La inversión que demandará la ejecución del PND se ha proyectado en COP1.154,8 billones, a partir de los cuales se espera un apalancamiento de inversión privada de COP950 billones. Al eje de la Transformación productiva se destinarán COP114 billones. No se ha desagregado la inversión en las estrategias e intervenciones encaminadas a la transición energética segura, confiable y eficiente.

12. El enfoque del PND sobre la transición energética considera que la dependencia energética y económica de los combustibles fósiles configura un sistema económico de baja competitividad e ineficiencia, que degrada el ambiente y acentúa la vulnerabilidad de la población. Desde esa perspectiva se afirma que para modificar la matriz energética hace falta impulsar transformaciones en los modos de producción y consumo, lo cual requiere partir de un enfoque territorial, impulsar la transformación industrial, proteger la naturaleza, y mejorar la productividad y la competitividad. Esto significa poner en el centro de la transición energética justa la reindustrialización con sectores económicos coherentes con las características y potencialidades de los territorios. En el Plan se incluye la necesidad de diseñar mecanismos que den voz, compensen e integren a los pueblos y comunidades étnicas de los diversos territorios.

Se reliva la transición energética para la transformación productiva, la internacionalización de la economía y la reducción progresiva de la dependencia del petróleo y del carbón en la estructura de las exportaciones. Esto se debe acompañar con la búsqueda de inversiones sostenibles y la promoción de una industria de insumos para la transición, así como la producción nacional de medios de transporte y movilidad sostenible.

Este complejo proceso para cortar la dependencia de los combustibles fósiles y hacer viable la transición energética no se desarrolla en el Plan en

términos de las estrategias, metas y plazos que se requieren para avanzar en las transformaciones que se proponen a la estructura económica. Este no es un vacío menor dada la alta dependencia que tienen la sociedad y el Estado colombiano de los combustibles fósiles, aspecto que se reconoce en el propio Plan.

13. En el PND se considera que el desafío del cambio climático exige avanzar con urgencia en la TEJ pero, al mismo tiempo, se reconoce que el proceso debe ser progresivo. Se afirma que la diversidad del territorio colombiano ofrece ventajas para la generación de energía eólica, solar e hidroenergía –producida por centrales con capacidades menores de 50 MW–.

La creciente producción de energía con fuentes renovables es esencial para la transición energética justa. Se ha establecido una meta ambiciosa para ampliar la capacidad de generación eléctrica con fuentes renovables no convencionales en 2.297 MW en cuatro años, lo cual equivale a casi ocho veces la capacidad actual. En este proceso se le asigna al gas natural el rol de asegurar la estabilidad y la confiabilidad de un sistema eléctrico que contará cada vez más con una mayor proporción de energías renovables (energía eólica y solar), cuya variabilidad depende aún del clima.

Además, se reconoce la necesidad de asegurar mecanismos de almacenamiento de la energía renovable, aunque no se detalla cómo se abordará ese reto.

En el PND se propuso autorizar en todos los segmentos de la cadena (generación, transmisión, distribución y comercialización) a las empresas que brindan servicios de electricidad y que generan energía con fuentes renovables. El Congreso no aceptó la integración del negocio, con lo cual Ecopetrol quedó impedida de convertirse en un generador importante de energías renovables y de tener un liderazgo en la transición energética.

14. En el Plan se afirma que los hidrocarburos mantendrán un rol significativo y de mediano y largo plazo en el proceso de la transición energética. En tanto los hidrocarburos mantengan un rol indispensable, la estrategia consistirá en monitorear los resultados de las actividades de exploración y producción de gas y crudo en los contratos vigentes. En el Plan no se menciona la política de no suscripción de nuevos contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos. Esta ausencia genera dudas y confirma la existencia de tensiones sobre el punto.
15. Una opción que se resalta en el marco de la descarbonización es la producción de hidrógeno verde y de combustibles sintéticos, en especial para aquellos sectores de difícil electrificación o para uso no energético, como la producción de fertilizantes. Se amplía el concepto de hidrógeno verde para incluir el que se produce con energía tomada del SIN, cuando la energía autogenerada con fuentes renovables que se entrega al sistema sea igual o superior a la energía que se toma de este.

16. Una apuesta del Plan es promover comunidades energéticas para generar, comercializar y usar energía con fuentes renovables y recursos energéticos distribuidos. De esa manera se fomenta la participación de la ciudadanía en la cadena de valor de la electricidad. Las comunidades conformadas por personas naturales o por estructuras de gobierno de los pueblos y comunidades étnicas podrán acceder a recursos públicos para financiar sus proyectos. La meta es que en cuatro años 20.000 nuevos usuarios estén organizados en comunidades energéticas. Esta estrategia es una forma de ir más allá de la consulta previa o de los mecanismos de compensación para incluir a pueblos tradicionalmente excluidos.
17. Se da prioridad a la transformación del transporte, ya que es el mayor consumidor de energía, tiene la más alta ineficiencia energética y genera el 12,5 % del total de las emisiones de GEI del país. En cuatro años se prevé aumentar la mitigación de CO₂ en este sector a 2.149.630 toneladas, de un volumen de 149.630 toneladas en 2021. Para ello se propone avanzar en la transición progresiva hacia formas de movilidad de cero y bajas emisiones en todos los segmentos, medios y modos de transporte, priorizando la electrificación y el uso de hidrógeno.
18. Se pone atención en la investigación y el desarrollo como medios que contribuyen a resolver los grandes desafíos sociales, económicos y ambientales de la transición. Se formularán políticas de ciencia, tecnología e innovación en función de misiones estratégicas, entre las que tendrán prioridad la bioeconomía, los ecosistemas naturales y los territorios sostenibles, así como la energía eficiente, sostenible y asequible. Esta última ha sustituido a la misión transición y eficiencia energética planteada en la propuesta de Bases del Plan. Para fortalecer la institucionalidad del sector se considera crear una agencia responsable de ejecutar la política del sector, aunque no figura como una meta y no está vinculada de manera directa con la transición energética.
19. Transcurridos diez meses de gestión aún no se cuenta con la propuesta de Transición Energética Justa, una de las prioridades de política del Gobierno. En noviembre de 2022 se anunció su construcción participativa en seis meses y, vencido el plazo, este se ha extendido nueve meses más, sin que se den a conocer avances del proceso. Si es que se cumple el nuevo plazo, el gobierno de Gustavo Petro contará con poco más de año y medio para llevar adelante la hoja de ruta en la segunda mitad de su gestión.

Otro aspecto por considerar es que si bien se señala que se tomarán en cuenta la Política nacional de transición energética del 2022, así como las hojas de ruta del hidrógeno y de la generación eólica costa afuera, la propuesta elaborada para construir la hoja de ruta no menciona si se dará continuidad a algunos de los ejes planteados en estos instrumentos.

20. El documento metodológico de la hoja de ruta pone el foco en el enorme riesgo para la vida que significa el cambio climático y señala la gran responsabilidad de los hidrocarburos y el carbón en el calentamiento global

por la alta emisión de GEI. Esto coloca en el centro de la agenda nacional y global la transición energética hacia fuentes renovables.

La propuesta señala la tendencia global a la reducción de la demanda por los combustibles fósiles, y considera que para Colombia la TEJ es una contribución a la lucha contra el cambio climático y, al mismo tiempo, una forma de preparar a la sociedad y la economía frente a la vulnerabilidad que genera la dependencia económica y fiscal del país a los hidrocarburos y el carbón. En esta perspectiva, la hoja de ruta debe confirmar la apuesta por la diversificación económica y la reconversión productiva, así como por la diversificación de la matriz energética con fuentes renovables y el uso eficiente y racional de las energías.

21. La propuesta metodológica define cuatro principios orientadores de la hoja de ruta: i) equidad y democratización de los recursos energéticos y de su gestión considerando el acceso a la energía como un bien común, especialmente en las regiones y poblaciones vulnerables; ii) gradualidad, soberanía y confiabilidad mediante una sustitución progresiva, responsable y confiable de las energías fósiles diversificando la matriz y asegurando la soberanía energética; iii) participación social vinculante para crear un nuevo modelo de relacionamiento socioterritorial desde un enfoque diferencial étnico, territorial y de género; iv) intensiva en conocimiento, para lo cual se creará el Instituto Nacional para la Transición Energética Justa y se replanteará el conjunto del sistema de producción de conocimiento.
22. Los principales componentes de la hoja de ruta que se presentan en el documento metodológico ratifican los lineamientos más importantes contenidos en el PND con relación a la transición energética: eficiencia energética, expansión de la FNCER priorizando la energía solar fotovoltaica y la eólica (en tierra y costa afuera), hidroenergía, biomasa y energía geotérmica. Se incluye al gas natural entre las energías priorizadas, pero se hace hincapié en su rol de corto plazo por la generación de GEI y la necesidad de diseñar un plan para su sustitución. Se reitera como un eje importante la electrificación sustentada crecientemente en energías renovables para el transporte, la industria y el sector residencial.

Se plantea la necesidad de fomentar la explotación de los minerales estratégicos de manera sostenible y la importancia del ordenamiento territorial para el desarrollo de un sector minero-energético acorde a las dinámicas y características de los diversos territorios.

La coherencia general de las orientaciones estratégicas para la hoja de ruta de la TEJ con las propuestas del PND ayudará a compensar en alguna medida el que sus estrategias y programas no necesariamente se hayan incluido en el documento fundamental de la política gubernamental. Un vacío en las orientaciones para la construcción de la hoja de ruta es la ausencia de definiciones sobre el rol del sector agropecuario y la gestión del recurso hídrico, dimensión clave para enfrentar el cambio climático y potenciar el desarrollo de los espacios rurales.

23. El marco programático para la formulación de la hoja de ruta incluye dos enfoques transversales en los cuales reconoce, por un lado, la exclusión en la que viven muchas identidades étnicas, la mayoría de las cuales se asienta en territorios en los que se explotan recursos naturales y se produce energía. Destaca la importancia de las cosmovisiones de estos pueblos para impulsar nuevas formas de relación comunitarias y con la naturaleza. Asimismo, reconoce las brechas de género en el sector y la forma diferente como afectan a las mujeres las actividades del sector y, en particular, los efectos del calentamiento global, que profundizan las desigualdades de género.

La incorporación de estos enfoques en la hoja de ruta es un desafío para que el Estado y la sociedad colombiana pasen del enunciado a la definición e implementación de estrategias y programas para hacer realidad un enfoque diferencial étnico y territorial, así como para reducir las brechas de género en el sector y contribuir a una mejor calidad de vida de las mujeres, desde una apuesta transformadora por la inclusión.

Referencias bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH] (2022a). “Histórico de reservas de gas natural 2007-2021”, disponible en https://anh.gov.co/documents/14071/Hist%C3%B3rico_de_Reservas_2007-2021_.pdf
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH] (2022b). “Informe de Gestión 2021”, Bogotá, ANH.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH] (2023). “Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos, corte al 31 de diciembre de 2022”, disponible en www.anh.gov.co/es/noticias/informe-de-recursos-y-reservas-con-corte-diciembre-de-2022-insumo-para-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-colombia/.
- Alianza Colombia Libre de *Fracking* (2021). Carta dirigida a los congresistas firmantes de los Proyectos de Ley 126/2020 y 336/2020, Bogotá, 26 de marzo de 2021.
- Argüello, Ricardo, Ricardo Delgado et al. (2021). *Análisis costo-beneficio de las opciones para alcanzar cero emisiones netas en Colombia*, Nota técnica 2540 BID.
- Asociación Colombiana de Gas Natural [Naturgas] (2021). Indicadores 2020.
- Asociación Colombiana del Petróleo y Gas [ACP] (2023). “Tendencias de inversión en exploración y producción de petróleo y gas en Colombia 2022 y perspectivas 2023”.
- Casas, Katherine. “Sector gasífero en Colombia: importancia y retos para el autoabastecimiento y transición energética”, *Crudo Transparente*, 26 de setiembre de 2019, disponible en <https://crudotransparente.com/2019/09/26/sector-gasifero-en-colombia-importancia-y-retos-para-el-autoabastecimiento-y-transicion-energetica/>
- Casas, Katherine y Sergio Córdoba. “El gas natural y su rol en la transición energética”, *Crudo Transparente*, 21 de noviembre de 2022, disponible en <https://crudotransparente.com/2022/11/21/el-gas-natural-y-su-rol-en-la-transicion-energetica/>
- Comisión Interdisciplinaria Independiente (2009). “Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal”.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2020). “Actualización de la contribución determinada a nivel nacional de Colombia”.
- Concentra. Inteligencia en energía (s/f). “*Fracking*. Una opción para asegurar el abastecimiento de gas natural”.

- Departamento Nacional de Planeación (1991). Documento Conpes 2571. *Programa de masificación del consumo de gas*.
- Departamento Nacional de Planeación (1993). Documento Conpes 2646. *Plan de gas. Estrategia para el desarrollo del programa de gas*.
- Departamento Nacional de Planeación (2018). Documento Conpes 3934. *Política de crecimiento verde*.
- Departamento Nacional de Planeación (2022). Documento Conpes 4075. *Política de transición energética*.
- Departamento Nacional de Planeación (2023). Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. “Colombia potencia mundial de la vida”.
- Escobar, María Clara, Carlos Chacón y María Fernando Galleo [eds.] (2022). *Fracturación hidráulica con perforación horizontal de los yacimientos no convencionales: oportunidades y retos para garantizar la seguridad energética y el desarrollo social en Colombia*, Bogotá, Universidad Externado de Colombia.
- Figueroa Aydé y José Luis Mojica (2023). *Informe perspectiva sectorial Energía. Actualidad del sector energético colombiano*, Bogotá, Corficolombiana, Investigaciones Económicas.
- Gobierno de Colombia (2021). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*, Bogotá, MinAmbiente, DNP, Cancillería, AFD, Expertise France, WRI.
- Gómez, Andrés, Álvaro Pardo y Julio Fierro (2019). *La inviabilidad del fracking frente a los retos del siglo XXI*, Bogotá, Fundación Heinrich Böll y Alianza Colombia Libre de Fracking.
- Guía del Gas. Martín Rosas. “A falta de *fracking*, bueno es offshore”, 20 de abril de 2022.
- IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLEÍA (2021). “Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)”, Bogotá, autores.
- Lagos, Esteban (2018). “Acción contencioso-administrativa, pretensión de nulidad simple con solicitud de suspensión provisional contra dos normas emitidas por el Ministerio de Minas y Energía que establecen requerimientos y procedimientos para explorar y explotar hidrocarburos en yacimientos no convencionales”, Barranquilla, Grupo de Litigio de Interés Público (GLIP) de la Universidad del Norte.
- Ministerio de Minas y Energía (2021). *Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*, Bogotá, Gobierno de Colombia, BID.
- Ministerio de Minas y Energía (2022a). “Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”, disponible en www.minenergia.gov.co/documents/9497/HojaRutaTransicionEnergeticaJustaColombia.pdf

- Ministerio de Minas y Energía y Agencia Nacional de Hidrocarburos (2022b). “Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa”.
- Ministerio de Minas y Energía (2023). “Metodología para definir la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa en Colombia”, disponible en www.minenergia.gov.co/documents/10143/MethodologiaHojaRuta-TEJ-2023.pdf
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 3004 de 2013. Establece los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, 26 de diciembre de 2013.
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 328 de 2020. Fija lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPI) sobre yacimientos no convencionales (YNC) de hidrocarburos con la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal, 28 de febrero de 2020.
- Petro, Gustavo y Francia Márquez (2022). Programa de Gobierno 2022-2026. “Colombia potencia mundial de la vida”, disponible en <https://drive.google.com/file/d/1nEH9SKih-B4DO2rhjTZAKiBZit3FChmF/view?pli=1>
- Promigas (varios años). “Informe del sector gas natural Colombia”, disponible en www.promigas.com/Paginas/Nuestra_Empresa/ESP/Informes-del-Sector-Gas-Natural-Colombia.aspx
- Proyecto de Ley 114S/2022. Se prohíbe el *fracking*, la exploración y producción de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos, se ordena la reformulación de la política de transición energética y se dictan otras disposiciones.
- Unidad de Planeación Minero Energética [UPME] (2020). Plan Energético Nacional 2020-2050. *La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible*.
- Unidad de Planeación Minero Energética [UPME] (2021). “Informe de balances de energía 2006-2021 (p)”, disponible en <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>.
- Unidad de Planeación Minero Energética [UPME] (varios años). “Balance Energético Colombiano (BECO), disponible en <https://public.tableau.com/app/profile/upme/viz/BECOENERGTICO/BECOENERGTICO>
- Unidad de Planeación Minero Energética [UPME] (varios años). “Boletín Estadístico de Minas y Energía”, disponible en <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/Boletin-estadistico-de-ME.aspx>.
- XM. “Informe anual de operación y mercado 2022”, disponible en <https://informeanual.xm.com.co/12-generacion-del-sin/index.html>

Siglas y acrónimos

ACP	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CCUS	Captura, Almacenamiento y Uso de Carbono
CEPI	Contrato Especial de Proyectos de Investigación
Conpes	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
Fonpet	Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
GPC	Giga Pies Cúbicos
LGN	Líquidos de Gas Natural
MMBTU	millón de BTU
MMPCD	millones de pies cúbicos diarios
Naturgas	Asociación Colombiana de Gas Natural
NDC	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional
OCAD	Órganos Colegiados de Administración y Decisión
PEN	Plan Energético Nacional
PJ	petajulio
PPAA	Proceso Permanente de Asignación de Áreas
PPII	Proyecto Piloto de Investigación Integral
TEJ	Transición Energética Justa
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
YNC	Yacimientos No Convencionales

Sobre PLARS

La Plataforma para la Reactivación Sostenible (PLARS) en Perú y Colombia busca promover respuestas coordinadas de sociedad civil para una reactivación económica y transición energética sostenible, justa e incluyente. En esta segunda fase, las organizaciones de sociedad civil que forman parte de PLARS vienen desarrollando análisis e investigaciones, fortalecimiento de capacidades, incidencia política y activismo social en la región para fortalecer la gobernanza de recursos naturales no renovables, procurar la transición energética justa, la descarbonización de la economía, la protección de los defensores/as ambientales, entre otros.

Desde PLARS venimos realizando actividades de investigación y seguimiento a los cambios normativos en ambos países en el marco de los estados de emergencia para atender la crisis, con énfasis en el rol del sector extractivo y de infraestructura en la reactivación, así como planteando propuestas alternativas para orientar la transformación hacia economías menos dependientes de las materias primas y promoción de la transición energética. Desarrollamos acciones de incidencia y comunicaciones para visibilizar estas propuestas en la agenda pública. Asimismo, realizamos acciones de apoyo en el seguimiento, monitoreo e incidencia sobre el impacto de la reactivación económica y políticas de transición energética en los territorios de pueblos indígenas, a organizaciones de pueblos indígenas de Perú y Colombia, desarrollando acciones de capacitación y diálogo con los pueblos indígenas amazónicos para conocer y difundir sus propias perspectivas.

PLARS está conformada por Natural Resource Governance Institute (NRGI), por organizaciones peruanas como Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR), el Grupo Propuesta Ciudadana, CooperAcción, la Organización Indígena ORAU y Ojo Público. En Colombia, está conformada por la Fundación Foro Nacional por Colombia, Akubadaura, La Silla Vacía, Pensamiento y Acción Social (PAS), WWF Colombia, Crudo Transparente, la Fundación para la Conservación y el Desarrollo Sostenible (FCDS) y el Instituto de Ambiente de Estocolmo (SEI).

