

 <b>CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA</b> CÁMARA DE REPRESENTANTES AQUÍ VIVE LA DEMOCRACIA NIT: 899989088-0	<b>Presidencia</b>		
	<b>Nota Interna</b>		CÓDIGO
	<b>Periodo Constitucional 2022-2026</b>		L-G.1-F01
<b>Legislatura 2024-2025</b>		VERSIÓN	01-2016
<b>Periodo: Primero</b>		PÁGINA	1 de 1

P 1.1 – 000359 - 2024

Fecha: Bogotá D.C., 12 de Septiembre de 2024

Para: **Dr. VICTOR ANDRÉS TOVAR TRUJILLO**  
 Secretario Comisión Legal de Cuentas

Para: **Dr. CAMILO ERNESTO ROMERO GALVAN**  
 Secretario Comisión V Constitucional Permanente.

De: **Dra. GLORIA ANDREA ARAQUE MACANA**  
 Secretaria Privada – Presidencia Cámara de Representantes

Asunto: Traslado comunicación recibida el 27 de agosto de 2024.

URGENTE		PROYECTAR RESPUESTA	
PARA SU INFORMACIÓN	X	DAR RESPUESTA INMEDIATA	
FAVOR DAR CONCEPTO		FAVOR TRAMITAR	X
		No. FOLIOS	

Reciba un cordial saludo:

De manera atenta y siguiendo instrucciones del Presidente de la Cámara de Representantes, nos permitimos remitir a su despacho para los trámites que corresponden dentro de las competencias de dicha Comisión, “**Estudio de Política Sectorial, Contraloría General de la Republica - Seguridad, y Confiabilidad Energética**” enviado por la Unidad de Apoyo Técnico al Congreso, lo anterior en cumplimiento al artículo 254 de la Ley 5ª de 1992.

Cordialmente,

  
**GLORIA ANDREA ARAQUE MACANA**  
 Secretaria Privada – Presidencia Cámara

**C.C. Dr. JAIME LUIS LACOUTURE PEÑALOZA. Secretario Privado**

Martha L.



# SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD ENERGÉTICA EN COLOMBIA (2010 – 2026)

Elaboraron:  
Carlos Eduardo Espinosa Velásquez  
Hadar Yesid Suárez Gómez  
Olga Liliana López Rodríguez  
Diana Claudia Delgado Prada  
Rosa Esther de la Rosa Julio  
Karla Vaneza Durán Erazo  
Yeiro Smelig Ramírez Olaya  
Andrés Mauricio Abril Tabaco  
Javier Ordóñez Torres  
Ezequiel Paladines Cuéllar  
Miguel Pinzón Salcedo  
Profesionales

Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía  
Dirección de Estudios Sectoriales  
Marisol Millán Hernández  
Directora de Estudios Sectoriales  
Germán Castro Ferreira – Contralor Delegado Sectorial

Agosto de 2024

86113-059-05

## **SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD ENERGÉTICA**

### **EN COLOMBIA (2010 – 2026)**

Elaboró:  
Carlos Eduardo Espinosa V./ Hadar Yesid Suárez / Olga Liliana López Rodríguez / Diana Claudia Delgado Prada / Rosa Esther de la Rosa Julio / Karla Vaneza Durán Erazo / Yeiro Smelig Ramírez Olaya / Andrés Mauricio Abril Tabaco / Javier Ordóñez Torres / Ezequiel Paladines Cuéllar  
Fecha: [7/06/2024]  
Ajustes Equipo de Trabajo: [13/03/2024-19/06/2024]  
Ubicación: SharePoint DES Minas/Documentos/DES 2024/Seguridad Energética  
Revisión # 1: Marisol Millán Hernández – Director de Estudios Sectoriales  
Fecha de la revisión: [13/06/2024]  
Revisión # 2: Marisol Millán Hernández – Director de Estudios Sectoriales  
Fecha de la revisión: [14/06/2024]  
Revisión # 3: Germán Castro Ferreira – Contralor Delegado Sectorial  
Fecha de la revisión: [18/06/2024]  
Revisión # 4: Despacho Vicecontraloría  
Fecha de la revisión: [17/07/2024]

Siglas Y Unidades.....	4
Resumen.....	5
Introducción .....	16
1. Marco Teórico .....	19
1.1. Objetivos Del Estudio .....	23
1.1.1. Objetivo General .....	24
1.1.2. Objetivos Específicos.....	24
1.1.3. Hipótesis .....	25
2. Seguridad Energética En El Sector Petrolero.....	25
2.1. Soberanía.....	27
2.1.1. Índice De Reposición De Reservas Rpr.....	30
2.1.2. Índice R/P.....	32
2.1.3. Autosuficiencia Petrolera.....	33
2.1.4. Autosuficiencia De Combustibles.....	37
2.1.5. Control Territorial .....	39
2.1.6. Conexiones Ilícitas.....	42
2.1.7. Atentados.....	45
2.2. Robustez .....	47
2.2.1. Upstream.....	49
2.2.1.1. Reservas. ....	49
2.2.1.2. Campos Y Operadoras. ....	51
2.2.1.3. Contratos Y Areas. ....	54
2.2.1.4. Exploración. ....	58
2.2.1.5. Inversión. ....	60
2.2.2. Midstream .....	63
2.2.2.1. Índice Hhi De Transporte. ....	70
2.2.2.2. Incidentes Operacionales. ....	71
2.2.2.3. Ocupación Del Sistema. ....	75
2.2.2.4. Prioridades.....	76
2.2.3. Downstream .....	77
2.2.3.1. Refinación.....	78
2.2.3.2. Combustibles. ....	79

2.2.3.3. Biocombustibles.....	84
2.3. Resiliencia .....	87
2.3.1. Crudo.....	87
2.3.1.1. Fracking. ....	93
2.3.1.2. Reversiones. ....	95
2.3.2. Refinación.....	95
2.3.3. Combustibles .....	97
2.3.4. Colombia Como Miembro De La Aie.....	101
3. Seguridad Energética En El Sector Gas.....	103
3.1. Soberanía.....	108
3.1.1. Planes Nacionales De Desarrollo .....	108
3.1.1.1. Plan Nacional De Desarrollo 2010-2014. ....	108
3.1.1.2. Plan Nacional De Desarrollo 2014-2018. ....	111
3.1.1.3. Plan Nacional De Desarrollo 2018-2022. ....	112
3.1.1.4. Plan Nacional De Desarrollo 2022-2026. ....	114
3.1.2. Índice R/P.....	116
3.1.3. Autosuficiencia En Gas .....	117
3.2. Robustez.....	120
3.2.1. Upstream.....	121
3.2.1.1. Reservas De Gas .....	121
3.2.1.2. Áreas .....	126
3.2.1.3. Oferta Interna. ....	128
3.2.2. Midstream .....	130
3.2.2.1. Red De Transporte. ....	130
3.2.2.2. Mercado Mayorista .....	135
3.2.3. Downstream .....	138
3.2.3.1. Demanda Y Cobertura. ....	138
3.2.3.2. Fenómeno Del Niño.....	142
3.2.3.3. Importaciones De Gas Natural. ....	143
3.2.3.4. Exportaciones.....	145
3.2.3.5. Regasificadora.....	146
3.2.3.6. Glp .....	147
3.3. Resiliencia .....	149
3.3.1.1. Habilitación De La Importación De Gas Con Venezuela. ....	150
3.3.1.2. Ampliación De Infraestructura. ....	154
4. Seguridad Energética En El Subsector Minero.....	157
4.1. Soberanía.....	157
4.1.1. Reservas .....	160
4.1.2. Demanda.....	161
4.2. Robustez.....	164
4.3. Resiliencia .....	169
5. Seguridad Energética En El Sector Eléctrico .....	178
5.1. Soberanía.....	178
5.1.1. Planes Nacionales De Desarrollo (Pnd) Durante Los Años 2010-2014, 2014-2018, 2018-2022 Y 2022-2026 En Relación Con El Sector De Energía: .....	180
5.1.1.1. Pnd 2010-2014: Establecimiento De Fundamentos Para La Equidad Y La Eficiencia Energética.....	180
5.1.1.2. Pnd 2014-2018: Avance Hacia La Confiabilidad Y Expansión De La Infraestructura.....	181
5.1.1.3. Pnd 2018-2022: Transformación Hacia Un Sector Energético Más Innovador Y Equitativo .....	182
5.1.1.4. Pnd 2022-2026: Transición Energética Justa, Basada En El Respeto A La Naturaleza, La Justicia Social Y La Soberanía Con Seguridad, Confiabilidad Y Eficiencia. ....	183
5.1.1.5. Impacto Fiscal Y Gestión De Subsídios A Lo Largo De Los Cuatrienios.....	185
5.1.2. Comunidad Andina De Naciones (Can).....	186
5.1.2.1. Infraestructura Para La Interconexión. ....	188
5.1.2.2. Análisis De Las Importaciones Y Exportaciones Con Ecuador Y Venezuela.....	190
5.1.3. Seguridad Pública Alrededor De La Seguridad Energética .....	200
5.1.3.1. Ataques Y Daños Contra La Infraestructura Eléctrica Del País. ....	203
5.1.4. Análisis Estratégico Del Sector Eléctrico Colombiano En El Contexto De Mercado Y/O Político, Regional Y Mundial, Respecto Al Sector De La Energía Eléctrica, Dofa. ....	210
5.1.4.1. Fortalezas.....	211
5.1.4.2. Debilidades .....	212
5.1.4.3. Oportunidades.....	215
5.1.4.4. Amenazas.....	216
5.2. Robustez.....	218
5.2.1. Activación Del Estatuto Para Condiciones De Riesgo De Desabastecimiento.....	222
5.2.2. Energía En Firme Para El Cargo Por Confiabilidad (Enficc) .....	230

5.2.3.	Plantas Nuevas De Generación 2022 -2024.....	233
5.2.4.	Mantenimientos.....	234
5.3.	Resiliencia.....	238
5.3.1.	Subastas De Energía En Firme Y La Atención A La Demanda Futura. ....	238
5.3.2.	Restricciones En El Sistema De Transmisión Eléctrica. ....	248
5.3.3.	Proyectos De Expansión Stn Y Str, Atrasados, Suspendidos Y Con Declaración De Convocatoria Desierta. 255	
6.	Análisis Del Cumplimiento Del Ods 7: Garantizar El Acceso A Una Energía Asequible, Segura, Sostenible Y Moderna .....	260
6.1.	Evolución De Usuarios Con Servicio Y Cobertura; Detalle Regional, Respecto A Las Metas Ods. ....	264
6.2.	Porcentaje De Recursos Renovables Matriz Energética Eléctrica, Respecto A Las Metas Ods. ....	269
6.3.	Capacidad Instalada De Generación De Energía Eléctrica .....	270
6.4.	Evolución De Intensidad Energética .....	271
6.5.	Inversión Pública En Eficiencia Energética Y En Fuentes No Convencionales De Energías Renovables.....	273
6.6.	Ods 7 E Implicaciones Para Los Demás Sectores Energéticos .....	274
7.	Resultados Sectoriales.....	276
7.1.	Seguridad Energética 2010-2023.....	276
7.1.1.	Sector Hidrocarburos.....	276
7.1.2.	Sector Gas.....	281
7.1.3.	Sector Minero.....	287
7.1.4.	Sector Eléctrico .....	290
7.2.	Seguridad Energética Frente A La Transición Energética 2022-2026.....	299
7.2.1.	Sector Petrolero .....	299
7.2.1.1.	Aspectos Complementarios. ....	300
7.2.1.2.	Aspectos Antagónicos.....	301
7.2.2.	Sector Gas.....	302
7.2.3.	Sector Minero.....	304
8.	Recomendaciones.....	307
	Bibliografía.....	309
	Anexo 1. Mapa De Tierras (Petróleo Y Gas) A Marzo 21 De 2024 .....	312
	Anexo 2. Composición Del Sistema De Oleoductos En Colombia .....	313
	Anexo 3. Poliductos Operados Por Cenit .....	315

## SIGLAS Y UNIDADES

1P:	Reservas probadas
ACPM:	Aceite Combustible Para Motores
ANDEG:	Asociación Nacional de Empresas Generadoras
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API:	American Petroleum Institute
APP:	Asociación Público-Privada
BECO:	Balance Energético Colombiano
BMC:	Gestor del Mercado de gas natural
CAN:	Comunidad Andina de Naciones
CENIT (Cenit):	Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.
CGR:	Contraloría General de la República
CND:	Centro Nacional de Despacho
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP:	Departamento Nacional de Planeación
DOFA:	Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas
E&E:	Contrato de exploración y explotación
E&P:	Contrato de exploración y producción
Ecopetrol:	Empresa Colombiana de Petróleos
EEUU:	Estados Unidos de América
EIA:	Agencia Internacional de Energía
ENFICC:	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ESP:	Empresa de Servicios Públicos
FENOG:	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCR:	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FR:	Factor de Recobro Real
GBTUD:	Giga BTU por día (unidades térmicas)
GEE:	Grupo Empresarial Ecopetrol

GEI: Gases de Efecto Invernadero  
GLP: Gas Licuado de Petróleo  
GM: Gasolina Motor Corriente  
GPC: Giga pie cúbico  
GW-h: Gigavatio Hora  
Ha: Hectáreas  
ICEE: Índice de Cobertura de Energía Eléctrica  
IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales  
IED: Inversión Extranjera Directa  
IRR: Informe de Recursos y Reservas  
JEP: Jurisdicción Especial Para la Paz  
JP: Combustible de aviación  
KBbls: Miles de barriles  
KBPD: Miles de barriles por día  
Km: kilómetros  
kTon: Miles de toneladas  
KWp: Kilovatio Pico  
MMBbls: Millones de barriles  
MME: Ministerio de Minas y Energía  
MPCD: Mega pie cúbico diario  
MTon: Millones de toneladas  
MW: Megavatios  
NDC: Contribución Nacionalmente Determinada (sigla en inglés)  
ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible  
PEN: Plan Energético Nacional  
PGN: Presupuesto General de la Nación  
PIAC: Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles  
PIAGN: Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural  
PND: Plan Nacional de Desarrollo  
PROCEMCO: Cámara Colombiana del Cemento y el Concreto  
PSD: Política de Seguridad y Defensa  
RPR: Reposición de Reservas  
RUT: Reglamento Único de Transporte de Gas Natural  
SDC: Sistema de Captura y Consolidación del MME  
S.E.: Seguridad Energética  
SGC: Servicio Geológico Colombiano  
SIC: Superintendencia de Industria y Comercio  
SIN: Sistema Interconectado Nacional  
STN: Sistema de Transmisión Nacional  
STR: Sistema de Transmisión Regional  
TE: Transición Energética  
TEJ: Transición Energética Justa  
TJ: Terajulio  
TWh: Teravatio-hora  
UNGRD: Unidad Nacional de Gestión del Riesgo  
UPME: Unidad de Planeación Minero Energética  
VIM: Valle inferior del Magdalena  
VMM: Valle medio del Magdalena  
VSM: Valle superior del Magdalena  
XM: XM Compañía de Expertos en Mercados  
ZNI: Zonas no Interconectadas

## Resumen

En este documento se resumen los principales aspectos que definen la seguridad energética para el contexto colombiano. Para tal tarea se utilizaron

la Soberanía, Robustez y Resiliencia como ejes articuladores para facilitar el análisis de un tema que es complejo, y sobre el cual no existe consenso en la literatura ni en la normatividad colombiana. Este trabajo se divide de acuerdo a los subsectores energéticos hidrocarburos, gas, eléctrico y minero en el que cada equipo trabajó de manera independiente por lo que este documento compilado puede leerse de manera independiente en cada capítulo.

Colombia tiene fortalezas energéticas representadas en abundantes reservas de carbón, hidrocarburos, fuentes hídricas y potencial en generación eólica, fotovoltaica y térmica con acceso a ambos océanos lo que la convierte en un sitio estratégico para la exportación e importación de energéticos regionales. El país disfruta actualmente de una seguridad construida a través de décadas de inversión y desarrollo eléctrico, petrolero y de gas además de la acumulación de experiencia frente a crisis pasadas que tuvieron como consecuencia rediseños y mejoras con miras al fortalecimiento en la provisión de energía. Desafortunadamente es una ventaja que se está deteriorando.

Una conclusión principal del análisis llevado a cabo en este estudio es la inexistencia de una política definida y unificada de seguridad energética en el país. Existen elementos que, unidos, pueden ser considerados como política pública, pero es evidente que cada subsector energético (gas, eléctrico, petróleo y minería) ha desarrollado sus propias prioridades en cuanto a lo que

seguridad energética se refiere. Este tipo de descentralización no debería representar un obstáculo, y sin embargo de manera recurrente, se ha convertido en tal. No se aprovechan las experiencias intersectoriales y la debida coordinación que requieren diversas políticas que emanan de los diferentes organismos del Estado es deficiente.

Es evidente esta fragilidad institucional entre entidades estatales donde algunas instituciones anteponen los temas ambientales a los de seguridad energética mientras otras hacen lo contrario. También hay inestabilidad jurídica y tributaria ante ambigüedad en decisiones de política energética lo cual, aunado a la creciente oposición de comunidades a proyectos eléctricos, petroleros y mineros en apariencia más como cálculo político y económico que por legítima preocupación ambiental hace que se estén desaprovechando los recursos energéticos a costa de la insatisfacción de diversos actores sociales.

Se destaca el papel preponderante del sector eléctrico a través del cual se enlazan muchas de las iniciativas y preocupaciones de la seguridad energética del país. Debe recordarse que, a raíz de la Transición Energética, la electrificación de la sociedad es cada vez mayor y en términos de demanda energética es la eléctrica junto con los combustibles la más preponderante por lo que su análisis reviste atención especial.

El deterioro de la seguridad energética lo evidenciamos en temas como el petrolero, donde cada vez hay menos años de reservas, hay bajos niveles de exploración y no se vislumbra nueva exploración en áreas diferentes a las ya explotadas. Todo esto redundando en que los problemas de abastecimiento que se esperan tan temprano como el 2030, si la producción continúa con la tendencia actual y no se incorporan más recursos, se van a sentir en la economía especialmente por los menores márgenes de utilidad para la industria con su consecuente impacto en todos los aportes que esta hace a las finanzas públicas, ya sea por impuestos, regalías y derechos económicos o por mejores niveles de inversión extranjera directa afectando desde los niveles de inflación, hasta la tasa de cambio, debilitando en general la economía nacional.

La reluctancia del Ejecutivo a firmar contratos petroleros en nuevas áreas significa que se han reducido efectivamente las áreas potenciales petroleras que antes sumaban 85,7 millones de Ha y ahora pasan a ser 19,8 millones de Ha, lo que representa una disminución del 76,8%. Para contrarrestar este y otros problemas mencionados es urgente que se viabilicen alternativas como el aumento de Factor de Recobro de los yacimientos, la incorporación de reservas que aún no están desarrolladas, el aprovechamiento de los recursos contingentes y la solución de cuellos de botella en el licenciamiento ambiental.

El sector petrolero se encuentra estancado y los indicadores de exploración e incorporación de reservas (especialmente nuevas reservas) muestran que no mejorará el panorama en el mediano plazo. Esto es consecuente con la visión gubernamental de un futuro en el que la descarbonización efectivamente reduce los niveles demanda de hidrocarburos y en esta perspectiva efectivamente el valor de las exportaciones de energéticos se vería reducida; pero esta visión que es debatible pues aunque como futuro es deseable la experiencia demuestra que la trayectoria de este tipo de fenómenos como la Transición Energética, donde la complejidad e interdependencia es alta, suelen sufrir retrasos importantes y por lo tanto esta puede demorarse más de lo planeado dejando al país sin los beneficios y sin el recurso que se supone debería impulsarla, desprotegiendo a la sociedad a futuro.

Una evidencia de tal retraso en los cambios esperados se puede evidenciar en este estudio, en el análisis del Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 donde se ha avanzado casi el 40% pero el tiempo que ha transcurrido es superior al 60% y es indudable que no se podrá alcanzar el resultado en el tiempo esperado.

En combustibles las importaciones van en aumento y no se vislumbra reversión de la tendencia en el futuro cercano. La autosuficiencia en gasolina

se perdió varios años atrás y la de ACPM está cerca a perderse. Adicionalmente la gasolina duplica su demanda cada 11 años y el diésel cada 21 años y no se vislumbra que la capacidad de oferta se aumente consecuentemente en el mediano plazo. Esto implicará importaciones cada vez mayores y por lo tanto la necesidad de precios al consumidor atados a la realidad económica, es decir, prescindir de los subsidios que como mostró la CGR en otro estudio han representado cerca de \$100 billones en los últimos 15 años y es dinero que podría estar solucionando problemas más apremiantes.

El sector de transporte de hidrocarburos (oleoductos y poliductos) es tal vez el más robusto de la cadena de valor del petróleo, aunque la concentración del mercado por parte de Cenit se conjuga con su pertenencia a Ecopetrol, el mayor productor del país y esto implica una posición dominante que debe ser vigilada de cerca para que no sea en detrimento de otros productores de petróleo que también necesitan transportar su producto.

Además de lo anterior los indicadores reflejan que las vulnerabilidades a vigilar están relacionadas con amenazas que provienen del clima y fuerzas externas pues son las que más tiempo de solución requieren y, ante un contexto de cambio climático, es posible que dicha vulnerabilidad sea creciente.

En este trabajo resalta la región suroccidental del país (especialmente Nariño y Putumayo) como la más vulnerable e insegura energéticamente. Es allí donde se concentran problemas de todo tipo como atentados a la infraestructura energética, conexiones ilícitas, problemas de suministro energético cuando hay catástrofes naturales (derrumbes, inundaciones e incendios). Si se tiene en cuenta que también hay problemas de orden público es evidente que hay fallas de control territorial que exigen priorización de tan importante zona para la economía del país. Con un conflicto armado en crecimiento, sus ramificaciones energéticas tales como sabotajes, atentados, robo a infraestructura y robo directo de energéticos, irán en aumento.

La participación y compromiso regionales es otra oportunidad desaprovechada hasta el momento; no todos los problemas con las comunidades se pueden solucionar desde el sector central y no se evidencia coordinación entre los diferentes niveles descentralizados de la administración pública. Problemas de índole local pueden ralentizar o incluso parar proyectos de alcance nacional, afectando a todos los ciudadanos en el área de influencia de los proyectos energéticos. El beneficio de la mayoría de ciudadanos no puede ser antepuesto a los intereses de una minoría, situación que puede ser parcialmente solucionada con intervención de las autoridades locales.

El licenciamiento ambiental es tal vez la fragilidad más recurrente para proyectos energéticos, la lentitud en la obtención de licencias (agravada por las dificultades en los procesos de consultas previas) ha sido expresada desde todos los sectores energéticos y es un problema que está identificado hace tiempo, pero sobre el cual no se aprecian avances significativos ni unificados. Esto redundaría en la lentitud para la finalización de proyectos que hace tiempo deberían estar garantizando mayores niveles de confiabilidad de suministro energético.

Los procesos de Transición Energética hacen, paradójicamente, notoria la debilidad del país para reconfigurar su matriz energética de manera tal que se asegure también la confiabilidad y asequibilidad de los diversos energéticos. Las expansiones en energía renovable no convencional, aunque deseables, deben ir unidos a sistemas de respaldo frente a las intermitencias o el tener una matriz altamente renovable (hídrica) implica una debilidad si no se tiene el respaldo en energía térmica en épocas de climatología adversa. Anteponer la Transición Energética a la seguridad energética es un error que el país no debe permitirse.

El deterioro de la estabilidad climática es otra amenaza a la seguridad energética, con fenómenos de creciente duración que introducen estrés adicional a los sistemas energéticos y que ponen en evidencia la necesidad de

diversificar con criterios de confiabilidad en mente y no solo para cumplir los compromisos de descarbonización que, es necesario decirlo, pueden ser demasiado ambiciosos. Renunciar al uso del recurso energético más barato y abundante del país, el carbón, para la generación eléctrica, tiene sentido en un país en el que las Necesidades Básicas han sido satisfechas, pero que en Colombia contribuiría a hacer más asequible y confiable la energía eléctrica, especialmente en la Región Caribe donde abunda este recurso y sobre todo teniendo en cuenta que las emisiones colombianas contribuyen muy poco a las metas globales de reducción de gases de efecto invernadero.

La robustez del sistema eléctrico, que implica infraestructura capaz de soportar y recuperarse de fallos inesperados, requiere una atención urgente. Con la disponibilidad de las plantas térmicas que a menudo varía durante períodos de baja hidrología, la adecuada definición de los programas de mantenimiento adquiere una relevancia crítica. Para el caso de la infraestructura de transmisión que presenta, con el 75% de las líneas de 500 y 230 kV superando los 35 a 40 años de servicio, refleja un sistema que no solo está envejecido sino también podría aumentar la frecuencia de sus fallos.

El país viene importando gas natural desde el año 2016 para atender la demanda del sector termoeléctrico en épocas de baja hidrología; sin embargo, la declinación de los campos existentes y la falta de incorporación de nuevas

reservas hace que cada vez se cuente con menos tiempo (6,1 años) para llegar a situación de desabastecimiento. Esta situación es especialmente delicada pues es el gas el llamado a apoyar la Transición Energética, además que es el garante de que el país no se apague en épocas secas. Tal situación es una demostración adicional de la descoordinación institucional en la cual las iniciativas deberían dirigirse a facilitar el hallazgo de recursos gasíferos pero donde se dificultan las inversiones y trabajos necesarios.

Otro ejemplo de dicha descoordinación particularmente preocupante es la situación en Bogotá, donde la restricción por trámites ambientales en la construcción de nuevas líneas que traen energía de Chivor y Guavio obliga hoy a generar con plantas mayoritariamente a carbón las 24 horas durante ya casi un año. Hay además una orden judicial que no deja hacer la línea por contaminación del agua, para lo cual se debería hacer ajustes del trazado y no afectar la gestión de la expansión, reflejando que no hay priorizaciones y que la seguridad energética se está supeditando a preocupaciones ambientales que pueden no tener la relevancia suficiente frente a las necesidades que enfrenta la capital del país y que afectan su seguridad energética.

De los análisis realizados es claro que la demanda está creciendo, en todos los subsectores, de manera más acelerada que la oferta y esto presenta

importantes retos que inevitablemente deben ser abordados por la política pública y con medidas efectivas por parte de los diferentes actores, pues de no hacerlo la seguridad energética del país estará comprometida no solo en el corto plazo sino en el mediano plazo y largo plazo, reflejándose en energéticos menos asequibles y menos confiables, acercando al país a los umbrales propios de la escasez, la cual, afortunadamente, se puede suplir a través del comercio internacional pero a costos relativamente mayores que los que ofrece el autoabastecimiento, por tanto se afectan no solo los ingresos que se reciben por parte del Estado y que pueden servir para inversión en diferentes proyectos, incluso sociales, sino que se afecta en general el desarrollo económico del país y se pone en riesgo no solo la seguridad energética sino la soberanía energética entrando a depender de otros Estados para solventar la escasez como se indica a un costo, posiblemente mayor, que finalmente se traslada a la comunidad en general.

Se presenta adicionalmente, el análisis de cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7: Garantizar El Acceso A Una Energía Asequible, Segura, Sostenible Y Moderna. Este ODS tiene un fuerte componente del servicio de energía eléctrica por lo que su análisis tiende a contemplar principalmente dicho subsector, sin embargo también interactúa con hidrocarburos y minería en menor medida, temas que también son abordados tangencialmente Este ODS 7 tiene retrasos importantes en nuestro país,

problema que ha resultado además sistémico en el mundo, con una ejecución acumulada de 38,9% en relación a la meta de 2030 cuando ya ha transcurrido el 60% del tiempo disponible, lo que implica tener que avanzar al doble del ritmo si se quiere lograr lo que se pretende con este ODS en el tiempo propuesto. A pesar de ello el país cuenta con avances significativos en indicadores como Índice de cobertura de energía eléctrica (92,7% para el país) y 69% de recursos renovables en la matriz de energía eléctrica.

## **Introducción**

La seguridad energética es un tema de vital importancia para Colombia, especialmente en el contexto actual donde la transición energética hacia fuentes más sostenibles está ganando relevancia. Este documento aborda la seguridad y confiabilidad energética en Colombia durante el período 2010-2026, considerando los desafíos y oportunidades que enfrenta el país en su camino hacia un sistema energético más robusto, seguro y sostenible.

La seguridad energética se refiere al acceso continuo a fuentes de energía a precios asequibles y de manera sostenible con criterios de Soberanía, Robustez y Resiliencia. En Colombia, este concepto adquiere una dimensión especial debido a la riqueza de recursos energéticos del país, que incluyen hidrocarburos, carbón, y fuentes hídricas, así como el creciente potencial en

energías renovables como la eólica y la solar. Sin embargo, la transición energética le presenta retos significativos a nivel de seguridad que requieren una política bien definida y una coordinación efectiva entre los diferentes subsectores energéticos.

En este análisis, se utilizan tres pilares fundamentales para evaluar la seguridad energética: soberanía, robustez y resiliencia. La soberanía energética implica minimizar la dependencia de factores externos, como importaciones y fluctuaciones de mercado internacional, y asegurar el control del territorio y la infraestructura energética. La robustez energética se centra en la capacidad del sistema para funcionar y resistir a choques internos o externos, mientras que la resiliencia se refiere a la capacidad de recuperarse de interrupciones en el mediano y largo plazo y de las adaptaciones de los sectores energéticos a los cambios que provienen tanto de la política pública como de situaciones con un carácter más permanente.

El documento resalta la falta de una política de seguridad energética unificada en Colombia, donde cada subsector (hidrocarburos, eléctrico, gas y minería) ha desarrollado sus propias prioridades y estrategias. Esta descentralización puede generar ineficiencias y desaprovechamiento de sinergias entre los diferentes subsectores. Además, se identifican problemas institucionales y jurídicos, así como la creciente oposición de comunidades

locales a proyectos energéticos, que pueden obstaculizar el desarrollo y la implementación de iniciativas clave, problemas de articulación interinstitucional y de política pública que ponen en riesgo la seguridad energética en el corto, mediano y largo plazo, así como la soberanía energética de nuestro país lo cual puede afectar el desarrollo económico del mismo y obstaculizar aún más lo que se pretende a nivel internacional con el ODS 7.

Finalmente, la transición energética hacia una matriz más limpia y sostenible plantea desafíos adicionales. La integración de energías renovables no convencionales requiere soluciones de respaldo para garantizar la confiabilidad del suministro energético, especialmente en un país con una matriz altamente dependiente de fuentes hídricas. La necesidad de diversificar las fuentes de energía y mejorar la infraestructura es crucial para asegurar la asequibilidad y disponibilidad de la energía en el futuro.

Este documento intenta ofrecer una visión integral de la seguridad energética en Colombia, destacando las fortalezas y debilidades del sistema actual y proponiendo recomendaciones para fortalecer la política energética del país en el marco de la transición hacia un sistema más sostenible y resiliente para los sectores de hidrocarburos, eléctrico y minero.

## **1. Marco Teórico**

Existen diversas definiciones de Seguridad Energética (S.E.), pero en general se refiere al acceso a fuentes de energía de manera estable, sostenible y asequible en el tiempo. Dependiendo de la matriz energética específica de cada país, se priorizarán algunos energéticos sobre otros, por lo tanto, la seguridad energética está íntimamente ligada a la matriz energética, a los sistemas asociados a esta y al origen y destino (oferta y demanda) de los principales energéticos que la componen y en últimas a las características económicas del país.

Es importante considerar que hay sistemas energéticos primarios (vitales) y secundarios. En los primeros una falla del suministro conduce a una cascada de problemas, mientras que en el segundo la misma falla no compromete otros sistemas aguas abajo. Por ejemplo, un oleoducto que lleva crudo de los campos a una estación intermedia, al fallar, solo compromete el funcionamiento de dichos campos mientras que una falla similar en un oleoducto que alimenta refinerías puede comprometer tanto el funcionamiento de estas, como el de los campos aguas arriba y también la producción de derivados y por lo tanto este se considera primario y el segundo no. En ese orden de ideas este estudio también se enfoca en los sistemas energéticos primarios y su infraestructura asociada (obtención, transporte y consumo).

Para evaluar este tema se consideró útil usar los tres aspectos clave derivados de la definición<sup>1</sup> que hace la Unidad de Planeación Minero-Energética –UPME- quien precisa la seguridad energética como un balance entre soberanía, robustez y resiliencia y de acuerdo con estos tres factores es posible identificar una serie de amenazas, que para este estudio equivalen a los Problemas Públicos de la política.

**Soberanía Energética:** Es depender de manera mínima de factores que no se controlan internamente como otros países u otros mercados y regulaciones externas. Aquí se incluye la independencia de importaciones y resistencia a los cambios de mercado externo, también para el caso colombiano incluye el control del territorio para evitar sabotajes, accesos ilegales a la infraestructura, además de acuerdos con otros países para importar y exportar energía.

No se trata de recurrir a la autarquía pero si de aprovechar en la mejor medida los recursos con que cuenta el país.

---

<sup>1</sup> Plan Energético Nacional - Ideario Energético 2050 (2015), aunque la propuesta original proviene de Cherp y Jewell (2011).

**Robustez Energética:** Es la capacidad de resistir choques y mantener estable la oferta energética. Aquí se incluye la diversificación en generación eléctrica (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER), el almacenamiento energético (baterías, tanques, etc.), los equilibrios en oferta y demanda y escasez de recursos. Fenómenos como el Niño o choques de precios son un asunto de análisis también.

**Resiliencia Energética:** Es la capacidad de recuperación y adaptación en caso de problemas impredecibles y como consecuencia de la no linealidad de los sistemas energéticos, mercados y sociedades. Aquí se puede analizar el tema de seguridad jurídica, cambios regulatorios, crisis económicas y respuesta de largo plazo a choques como eventos climáticos o cambios del mercado como la imposición de aranceles a productos con huella de carbono alta entre otros.

“...Según Cherp y Jewell (2011) existen tres perspectivas para abordar la seguridad energética sin que hasta el momento se hayan logrado unificar en una teoría basada en principios generales: la perspectiva de soberanía y geopolítica anclada en las ciencias políticas; la perspectiva de robustez enraizada en la ingeniería y las ciencias naturales, y la perspectiva de resiliencia basada en la economía y los sistemas complejos...” [CEPAL, 2018].

Adicionalmente al tema de seguridad energética y considerando que los compromisos del Estado colombiano en temas de acceso a energía están muy relacionados con el objeto de este estudio y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), se considera necesario analizar su cumplimiento, más específicamente el ODS 7: *Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos*, el cual comprende temas priorizados en el foro político de alto nivel de las Naciones Unidas sobre desarrollo sostenible:

**Figura 1. ODS 7**



**Indicador nacional:** cobertura de energía eléctrica (% de viviendas)

**Línea base (2015):** 96,9 %  
(13.568.357 usuarios)

**Meta nacional a 2018:** 97,2 %  
(13.595.192 usuarios)

**Meta nacional a 2030:** 100 %

Fuente: Naciones Unidas

Este ODS 7 se alinea además con el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026: "Colombia, Potencia Mundial de la Vida" y hace parte de la seguridad energética que se enmarca dentro del desarrollo sostenible, así mismo los distintos Estados se obligan a incluir en su política exterior este tema.

Como evidencia (Andrade Rendón, 2019) en su documento de seguridad energética, la política más cercana a esta concepción es el Plan Energético Nacional el cual lleva, desde 1994, ocho versiones, incluidas actualizaciones,

no todas enfocadas en los mismos temas, pero si coincidentes en temas de eficiencia energética, mejoras institucionales y beneficio social

Por otra parte, dentro de los procesos de Transición Energética se exige considerar políticas explícitas de seguridad energética dado que se pueden generar conflictos o incompatibilidades entre ellas. Por ejemplo, una matriz eléctrica predominantemente renovable como la colombiana puede ser débil frente a fenómenos climáticos adversos como el Niño, por lo tanto, en términos de seguridad energética , los sistemas de respaldo No renovable adquieren importancia.

En la sección teórica se definieron diferentes marcos conceptuales útiles para la seguridad energética y su posible aplicación para el caso colombiano. Al ser un tema dinámico e incluso político no corresponde a la CGR definir, taxativamente, qué se entiende por seguridad energética y corresponde a los sucesivos gobiernos aplicar su propia definición sobre la cual la CGR puede evaluar la coherencia con las acciones, planes, programas y proyectos.

### **1.1. Objetivos del estudio**

Se considera que el marco temporal para la evaluación de la seguridad energética en el país debe abarcar al menos los últimos 4 períodos presidenciales, para lograr ver los avances que al respecto se han hecho y así

poder evaluar cómo puede ser la seguridad energética en el corto mediano y largo plazo y por ser un tema de control fiscal este análisis debe también involucrarse en la medida de lo posible.

También y como se anuncia en la introducción, el componente ODS será objeto de análisis.

### **1.1.1. Objetivo General**

Analizar el avance en las líneas de política pública de seguridad y confiabilidad del suministro energético y su impacto fiscal, de conformidad con las estrategias, planes y proyectos implementados dentro de los Planes Nacionales de Desarrollo - PND 2010 a 2022; y las perspectivas de conformidad con los planteamientos del PND 2022 - 2026.

### **1.1.2. Objetivos específicos**

Analizar y evaluar las estrategias, programas y proyectos de confiabilidad y seguridad del suministro energético con su incidencia en cada uno de los subsectores que conforman el Sector de Minas y Energía.

Analizar y evaluar el acceso a energía frente al cumplimiento de las metas del ODS 7 - Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

### **1.1.3. Hipótesis**

Se presentan 2 hipótesis a desarrollar en el presente estudio:

La seguridad y confiabilidad del suministro energético en Colombia no se verá afectada ante la política de transición energética del Gobierno actual.

El desarrollo del ODS 7 no afectará negativamente la seguridad y confiabilidad energética del país a 2030.

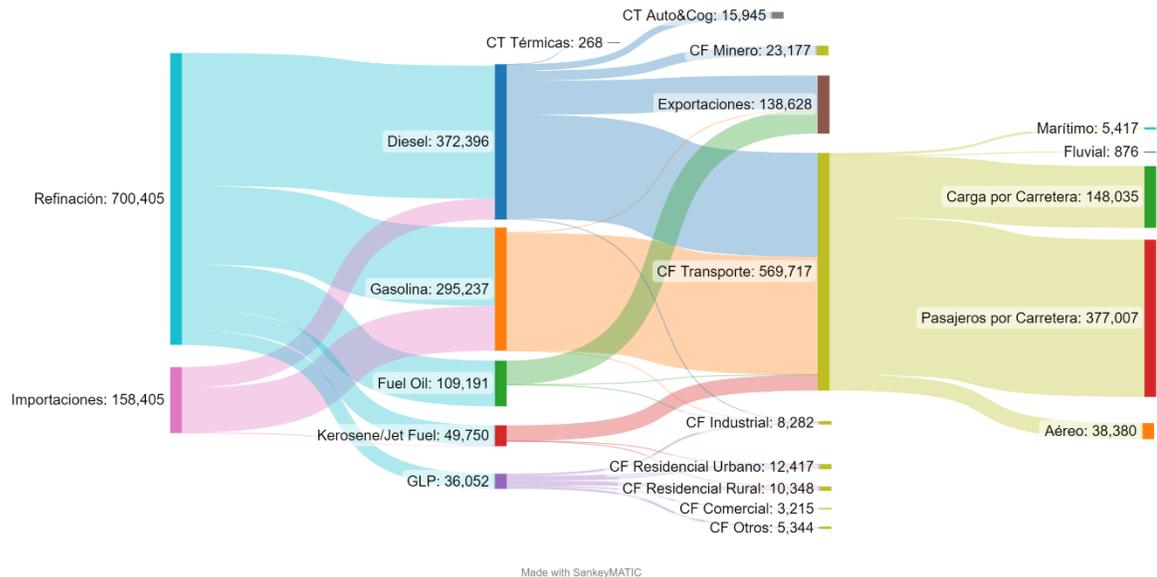
## **2. Seguridad Energética En El Sector Petrolero**

Para evaluar la seguridad energética en el sector hidrocarburos, es importante identificar los energéticos estratégicos, aparte del petróleo crudo. Para ello, se realizó el diagrama Sankey<sup>2</sup> de oferta y demanda petrolera (ver Figura 2) donde se destacan el diésel y la gasolina como los más relevantes. En la figura se observa que, aunque la mayor parte se suple con producción nacional, hay un componente importante (y creciente) de importaciones.

---

<sup>2</sup> El diagrama de Sankey es un tipo específico de diagrama de flujo, en el que la anchura de las flechas se muestra proporcional a la cantidad de flujo.

**Figura 2. Diagrama Sankey de oferta y demanda de derivados del petróleo (TJ)**



Fuente: CGR con datos de UPME 2021. CT: Consumo de transformación. CF: Consumo Final.

Este diagrama también permite visualizar los actores involucrados, como son los transportadores, las refinerías, el sector exportación y en menor medida las centrales de generación térmica y consumidores finales que son los clientes<sup>3</sup> de las políticas de seguridad energética. Aparecen así varios subniveles de análisis definidos por el enfoque o perspectiva que se desee: la oferta, la demanda, la infraestructura de procesamiento y transporte y la cadena de integración de los actores, los precios energéticos o, de interés para la CGR, los recursos fiscales asociados a garantizar la seguridad energética como son diferentes proyectos financiados con presupuesto general de la nación.

<sup>3</sup> Los clientes de una política pública son todos los ciudadanos y grupos de la sociedad que se ven afectados o beneficiados por las acciones del Estado.

Es necesario aclarar que en los Planes Nacionales de Desarrollo, el sector petróleo siempre ha sido objeto de seguimiento en metas como contratación, producción petrolera, actividades de sísmica y perforación de pozos, razón por la cual para su análisis y en cumplimiento de los objetivos de este trabajo, se ha preferido referenciar los PND en las secciones donde estos son relevantes.

### **2.1. Soberanía**

Para el sector petrolero, la CGR estima la soberanía como la capacidad de controlar el territorio para evitar daños a la infraestructura petrolera, la independencia frente a las importaciones las cuales no son inconvenientes *per se* pero si representan el uso de divisas en cantidades suficientes como para tener efectos negativos en la relación dólar/peso. Hacen también parte de la soberanía los tiempos disponibles antes de aumentar de manera importante las importaciones.

Los indicadores de soberanía están pues relacionados con temas de la disponibilidad de reservas del país y su aprovechamiento local. En Colombia el destino del petróleo es la exportación y en casi igual medida la refinación, sin embargo, es la refinación la que marca el límite a partir del cual es

obligatoria la importación para poder mantener la oferta de materia prima para combustibles.

Respecto al comercio Internacional, las actividades de importación y exportación de petróleo y derivados, por sus magnitudes, inciden en la disponibilidad de divisas y tienen efectos en la relación de intercambio entre peso y dólar, en el equilibrio de la balanza de pagos por lo que sus efectos en la economía no deben ser desestimados.

Entran conceptos como la Autosuficiencia, en sus diversas acepciones en los cuales se mide el grado de dependencia del país en los mercados internacionales y entendida como la capacidad de producir en el territorio las cantidades de hidrocarburos necesarias para satisfacer la demanda interna. En el caso de la autosuficiencia petrolera, es el cálculo de la duración de las reservas probadas existentes, al ritmo actual de producción y en el caso de combustibles es la comparación entre la oferta y la demanda para comprobar si se tienen las condiciones de producción en refinerías, necesarias para suplir completamente la demanda de los sectores económicos.

También se mira el control del territorio que es un aspecto clásico de la seguridad y normalmente no debería revestir mayor preocupación. Sin embargo, el país tiene un importante historial de atentados a la infraestructura

petrolera desde hace décadas, especialmente a oleoductos y hurto de combustibles, los cuales tienen efectos económicos tangibles, pero también otros como demoras en el suministro a refinerías y mayores costos de exportación. Hay infraestructura clave que es permanentemente controlada, sin embargo, un deterioro en las condiciones de seguridad del país puede reflejarse en un aumento de eventos contra dicha infraestructura por lo que medir la frecuencia e impactos permite dar una idea de la soberanía energética en este aspecto.

A continuación, se hace un análisis de seguridad energética en el aspecto de soberanía para el sector petrolero en Colombia. No es la única forma de evaluar tal seguridad o la Soberanía, pero con este análisis quiere la CGR aportar a este importante tema y a la eventual definición de una política Marco en el tema de seguridad. La CGR no evidencia una única política pública de seguridad energética para el país, se han identificado diferentes líneas y normatividad relacionada pero no de manera explícita, aunque todas ellas hacen parte de lo que podemos hilar como política pública.

Como indicadores de soberanía se toman aquellos relacionados con temas de reservas, autosuficiencia, pérdida de capacidad exportadora y control territorial.

### 2.1.1. Índice de Reposición de Reservas RPR

Las reservas actuales 1P, a diciembre de 2023, son 2.019 millones de barriles (MMBbls) y han sido certificadas en el 99,52% por terceros<sup>4</sup>. Estas reservas son el resultado de restar la producción de 2023 (285 MMBbls) a las reservas del año inmediatamente anterior (2.073 MMBbls), e incorporando las revisiones que se hacen de las mismas por factores económicos (-49 MMBbls), nuevos descubrimientos (2 MMBbls), aumento de recobros (19 MMBbls), reclasificaciones (-4 MMBbls) y revisiones técnicas (261 MMBbls).

El índice de reposición de reservas RPR, es el resultado de dividir las reservas añadidas sobre la producción anual:

$$RPR = \frac{\text{Incorporación de Reservas}}{\text{Producción Anual}}$$

Si  $RPR > 1$ : Indica que el país añadió más reservas de las que se están produciendo.

Si  $RPR = 1$ : Indica que el país está reemplazando exactamente lo que está produciendo.

---

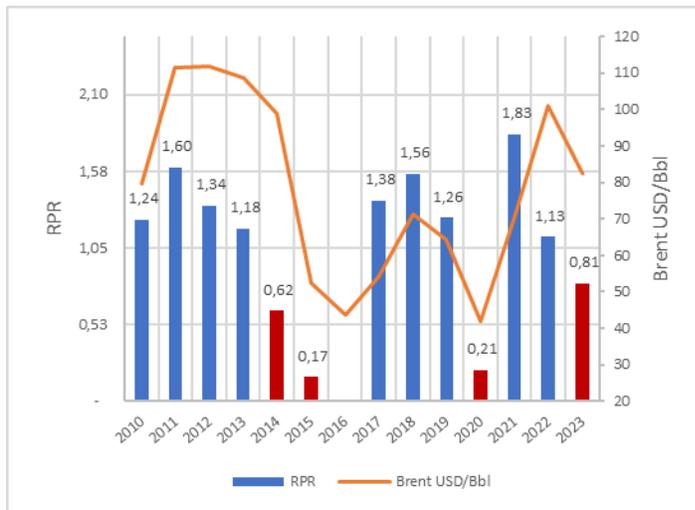
<sup>4</sup> Acá es importante aclarar que campos con reservas inferiores al millón de barriles equivalentes no necesitan certificación de terceros.

Si  $RPR < 1$ : Indica que el país no está reemplazando todo lo que produce y su futuro petrolero está en riesgo.

Para 2023 el RPR fue 0,81 es decir por cada barril producido se repusieron 0,81 barriles lo que implica una reducción neta de las reservas y una disminución en el índice R/P que se verá a continuación. Si se analiza el histórico 2010-2023 de RPR se tiene que el promedio ha sido 1,02 y el país ha logrado, marginalmente, reponer más reservas de las que ha explotado en ese período y puede decirse que **para efectos prácticos las reservas han permanecido constantes.**

En la Figura 3 se muestra la evolución del RPR, resaltando con otro color los años en los que el RPR fue inferior a 1. El precio del petróleo afecta los estimativos de reservas, por lo que también modifica el RPR. En épocas de altos precios se mejora el índice y de manera inversa, se bajan los estimativos en épocas de precios bajos. En 2016 la incorporación de reservas, por efecto de los precios, fue negativa razón por la cual el RPR también lo fue.

### **Figura 3. Índice de Reposición de Reservas**



Fuente: CGR con datos de ANH. 2016 al ser negativo (-0,4) no aparece.

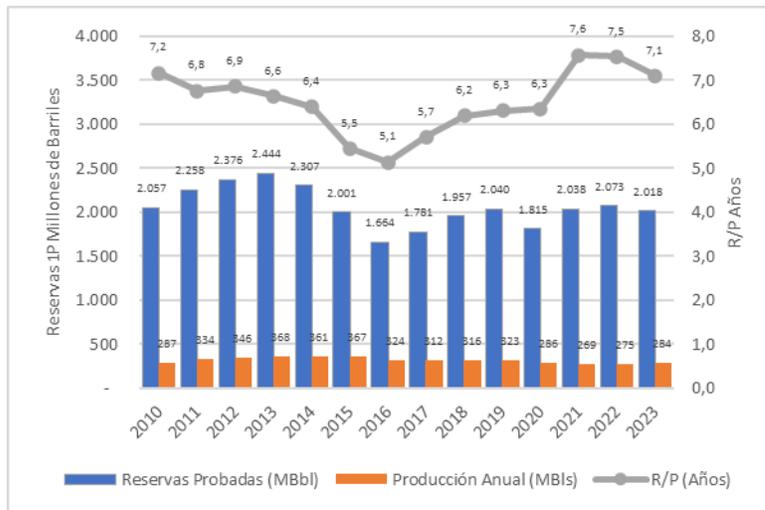
### 2.1.2. Índice R/P

La ANH lo define como “Número de años promedio en que se agotarían las reservas, asumiendo que la producción permanecerá constante y que no habrá adiciones o al menos la reposición anual de las reservas<sup>5</sup>”.

En la Figura 4 se aprecia que en promedio el R/P ha sido en promedio, entre 2014 y 2018, de 6,51 años, afectado por la caída en las reservas. Para el año 2023 el R/P se sitúa en 7,1 años de reservas marcando el año 2030 como el año final de las mismas, a la tasa actual de producción.

**Figura 4. Índice R/P 2010-2023**

<sup>5</sup> <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADAs/datos-y-estadisticas/>



Fuente: CGR con datos de ANH.

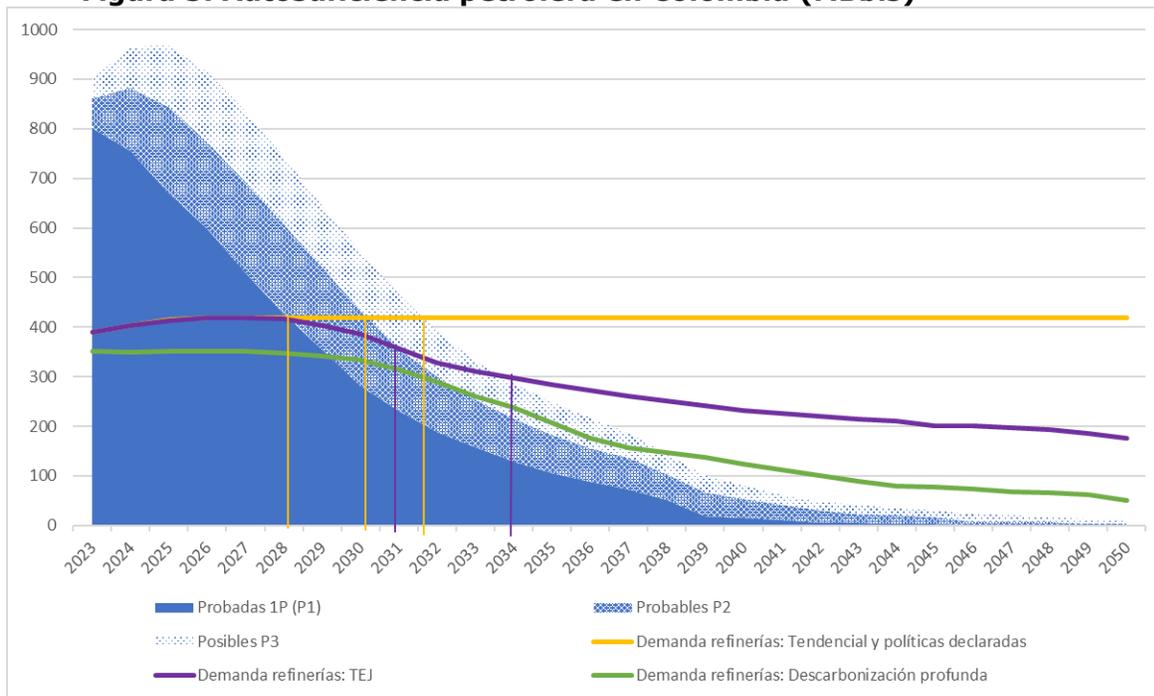
### 2.1.3. Autosuficiencia petrolera

Al ser Colombia un país con una economía fuertemente dependiente del petróleo, la abundancia o escasez de este recurso se considera de alto de impacto tanto para la economía como para la obtención de derivados estratégicos como lo son la gasolina y el diésel. La autosuficiencia indica en qué momento se pasaría de ser exportador de petróleo a importador y este punto de inflexión está dado por las necesidades internas, específicamente por la carga a refinerías. Una vez la producción nacional no es capaz de alimentar la industria de refinación, se tendría que importar para suplir el faltante a precios de mercado.

Al contrario del índice R/P, que es lineal, la autosuficiencia se calcula tomando en cuenta la declinación de las reservas de los distintos campos productores. Y dado que las reservas se definen en términos de probabilidad esta se puede hacer extensiva a la pérdida de autosuficiencia.

En la Figura 5 se pueden observar los diferentes horizontes de pérdida de autosuficiencia de acuerdo al agotamiento de reservas frente a la demanda tendencial, con el año 2028 como el más cercano, con una probabilidad de 90% o más para las reservas probadas, seguido por 2030 en caso de que sea posible incorporar las reservas probables, con una probabilidad media del 50% y una pérdida de autosuficiencia en 2032 si se incorporan las reservas posibles, con una probabilidad del 10%.

**Figura 5. Autosuficiencia petrolera en Colombia (MBbls)**



Fuente: CGR con datos de UPME y ANH

Si se logran los objetivos de Transición Energética Justa (TEJ) la demanda se ralentizaría permitiendo prolongar la vida de las reservas, sin embargo, los cambios no son tan rápidos y termina perdiéndose la autosuficiencia también en 2028, pero en caso de lograr incorporar reservas probables, se perdería en 2031 y con las reservas posibles se llegaría a mediados de 2034.

La CGR considera que la demanda en el escenario de descarbonización profunda ya viene rezagada frente a la proyección que hace la UPME y que también se muestra en la Figura 5, y sus efectos aparecerían de manera apreciable en el largo plazo por lo que no se diferenciaría sustancialmente del escenario de TEJ y por lo tanto no se tiene en cuenta en el análisis de seguridad energética.

Debe anotarse aquí que, para temas operacionales y logísticos, actualmente se importan crudos livianos e intermedios para las refinerías; en el caso de Cartagena se importa cerca del 20% de la carga por el Terminal Néstor Pineda y Terminal Coveñas. En el caso de Barrancabermeja también existe logística para la importación de crudos, la cual es cercana al 1%, por lo que no se vislumbran riesgos de abastecimiento para las refinerías en caso de pérdida de autosuficiencia y los riesgos económicos están representados en posibles mayores costos de transporte más que en el precio internacional en sí.

Como indicador se puede utilizar el porcentaje de autoabastecimiento, que relaciona la oferta interna de petróleo o derivados obtenida con recursos domésticos contra las importaciones; para ello se utilizan los datos disponibles del BECO<sup>6</sup>. Como puede apreciarse en la Tabla 1 el autoabastecimiento para petróleo es prácticamente 100% durante todo el período analizado.

**Tabla 1. Autoabastecimiento de hidrocarburos en Colombia 2010-2022 (%)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Petróleo	100	100	99,95	100	99,99	100	100	100	100	100	99,61	98,37	100
ACPM	55,13	57,66	56,31	49,26	48,82	60,62	60,88	84,91	90,80	79,96	78,33	84,03	58,87
Gasolina	98,07	91,51	86,92	86,82	82,13	82,93	66,61	71,43	80,25	81,69	70,49	66,12	67,59

<sup>6</sup> BECO: Balance Energético Colombiano, elaborado por la UPME

Fuente: CGR con datos de BECO.

#### **2.1.4. Autosuficiencia de combustibles**

Esta hace referencia al límite de refinación de combustibles. Las refinerías del país tienen una capacidad máxima de carga y de producción de derivados a partir de la cual se hace necesario importar para suplir la demanda interna.

Actualmente se tiene una capacidad de refinación máxima (de diseño) de 460<sup>7</sup> mil barriles diarios de carga de crudo, sin embargo, al ser teórica se espera que siempre la carga sea menor a esa cifra (factor de planta). Ecopetrol posee prácticamente la totalidad del segmento de refinación en el país con las de Barrancabermeja y Cartagena como principales y dos refinerías adicionales, Apiay y Orito, con fines de autoconsumo de combustibles y por lo tanto se excluyen de las estadísticas de capacidad de refinación nacional además que sus cargas sumadas no llegan al 1% de la carga total de refinación del país.

Ecopetrol no tiene proyectadas más inversiones en ampliación de capacidad de refinación<sup>8</sup> en Barrancabermeja y Cartagena sin embargo los

---

<sup>7</sup> Respuesta Ecopetrol a requerimiento CGR 2024EE0060183

<sup>8</sup> Ibidem

programas e inversiones en mantenimiento y operación permiten tener una disponibilidad operacional superior al 95%.

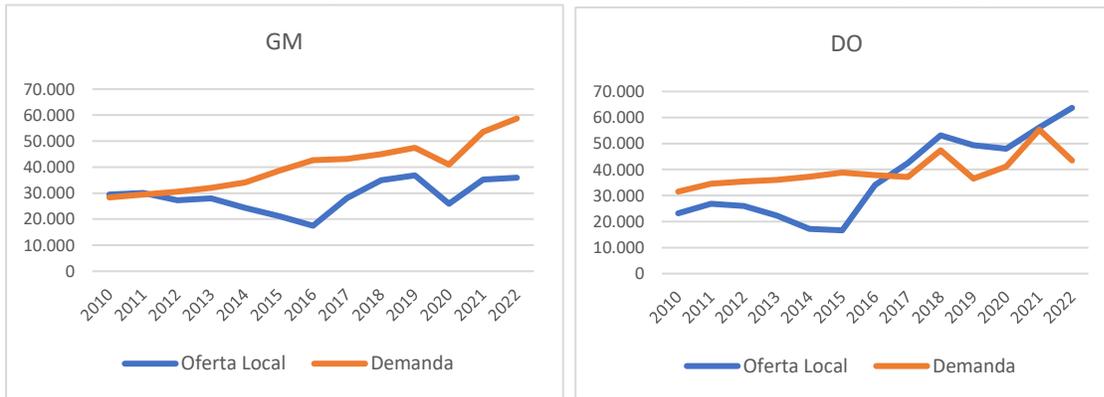
Tampoco debe desestimarse que las mejoras en sistemas, por vía de actualización tecnológica y mejores prácticas, permiten aumentar la eficiencia energética del segmento de refinación. Al respecto Ecopetrol informa sobre las actualizaciones en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales en Barrancabermeja, la interconexión de plantas de crudo en Cartagena y la modernización del segmento HSE como componentes de estas estrategias.

La autosuficiencia en combustibles se perdió en gasolina en 2011 y en ACPM aún no, pero se está al límite y no se puede garantizar el equilibrio entre oferta local y demanda nacional (ver Figura 6), lo que implica importaciones esporádicas. Esto no quiere decir que antes no se importara, pero era por temas diferentes a la superación de la capacidad de refinación. Si se toman los promedios de los últimos 3 años<sup>9</sup> se tiene que actualmente se importa el 20% de la gasolina corriente y el 16% del ACPM.

---

<sup>9</sup> Para descartar el sesgo de la pandemia

**Figura 6. Oferta y Demanda de Gasolina (GM) y Diesel (DO) (Miles de Barriles)**



Fuente: BECO y UPME.

En términos de autoabastecimiento, la Tabla 1 también muestra los valores respectivos para diésel y gasolina corriente. Aunque importante, no se presenta el Jet-A<sup>10</sup> por tener condición superavitaria en el país.

La capacidad de refinación del país está enfocada mayormente a ACPM razón por la cual aún no se pierde esa autosuficiencia. Por cada barril de derivados que sale de Cartagena el 51,9% es de ACPM y 19,5% de gasolina. De manera similar en Barrancabermeja cada barril tiene 28,7% de ACPM y 23,8% de gasolina.

### 2.1.5. Control Territorial

Debe señalarse que de acuerdo al Decreto 3683 de 2003 **el petróleo crudo y mezclas explotados en el territorio colombiano y destinados a**

<sup>10</sup> Combustible de aviación.

**consumo interno SOLO pueden ser usados para refinación** (excepto crudos de 14°API o menos), esto restringe la oferta de crudo en el mercado y por ende bloquea cualquier demanda no relacionada con el segmento de refinación evitando que surja demanda legal de otro tipo.

Sin embargo, la existencia de mercados ilegales de crudo ha sucedido en el país y se identifican 2 fenómenos principalmente: robo de crudo para alimentar refinерías artesanales ilegales (principalmente en Putumayo) que producen precursores para la elaboración de estupefacientes o también para procesos que involucra quema en hornos.

**Figura 7. Mapa de transporte de oleoductos y poliductos**



Fuente: CENIT

El segundo fenómeno es el de robo de crudo para reintroducirlo en el sistema y comercializarlo como si fuera petróleo legal. Aparentemente se está importando ilegalmente crudo procedente de Venezuela además del crudo robado a la propia infraestructura (especialmente en el tramo Caño Limón – Coveñas) y luego es mezclado con crudo legal y es reintroducido en el sistema como si todo fuera producción fiscalizada de campos en el territorio nacional,

logrando llevarlo a puertos de exportación, situación que está siendo investigada por la Fiscalía<sup>11</sup>, pero que muestra la vulnerabilidad del sistema para rastrear el origen del crudo en el país.

Las estadísticas de conexiones ilícitas incluyen ambos sistemas: oleoductos y poliductos. Se esperaba una mayor cantidad de conexiones ilegales en los sistemas de poliductos, por llevar productos más fácilmente comercializables como la gasolina y el diésel, sin embargo, la mayor parte (81,4%) ocurre en realidad en Oleoductos<sup>12</sup>.

### **2.1.6. Conexiones Ilícitas**

Cenit reporta 12.204 conexiones ilícitas identificadas en el período 2010-2023, con la gran mayoría (9,455 conexiones, equivalentes al 77,47% del total) ubicadas en el Oleoducto Transandino, especialmente el tramo que va entre Orito, Putumayo y el puerto de Tumaco (8.969 conexiones ilegales); a esto se añaden 448 (3,67%) detectadas en el mismo oleoducto en el tramo Mansoya - Orito, 32 en el Oleoducto Sur (Orito); 3 en Churuyaco – Orito y 3

---

<sup>11</sup> Robo a Ecopetrol: los empresarios que van a juicio por millonario desfalco de crudo. En: El Espectador 26 de julio de 2023. Tomado de: <https://www.elespectador.com/judicial/robo-a-ecopetrol-los-empresarios-que-van-a-juicio-por-millonario-desfalco-de-crudo/> el 13 de julio de 2024.

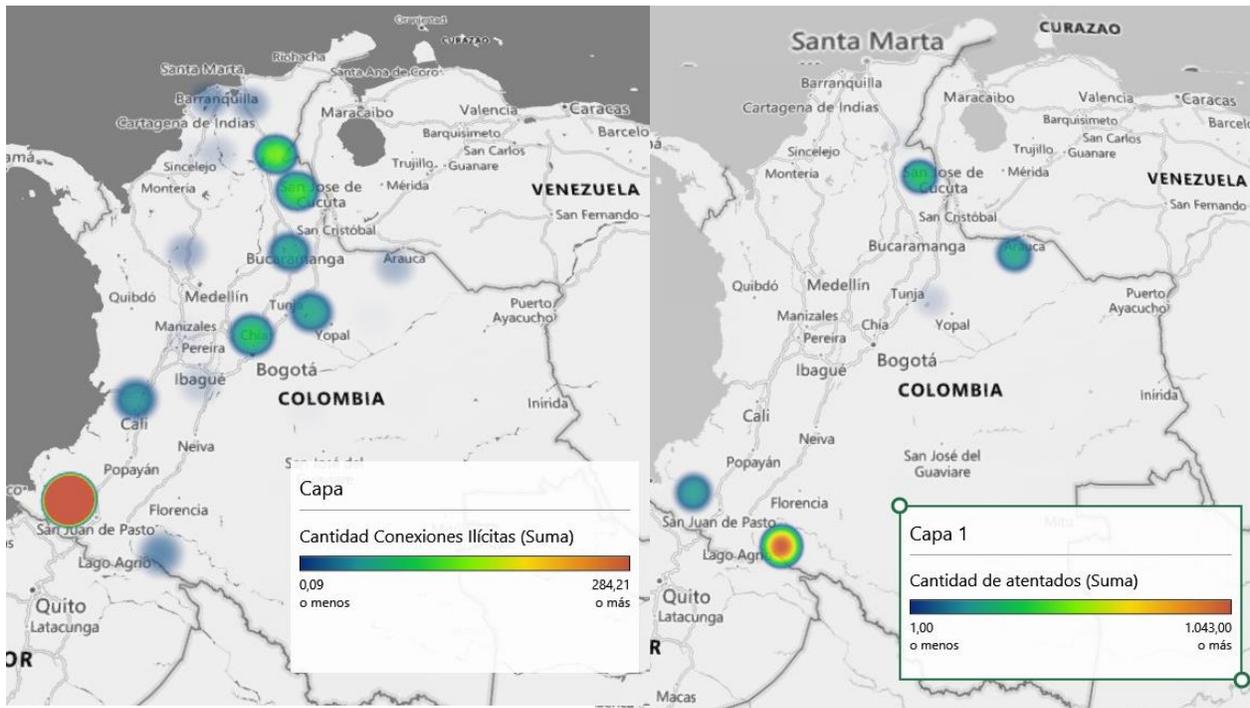
<sup>12</sup> Respuesta de CENIT No. CEN-GCU-3077-2024-E de fecha 24-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR y respuesta de alcance No. CEN-GCU-3998-2024-E de Cenit de fecha 28-05-2024 a la solicitud CGR No. 2024EE0093775 de fecha 21-05-2024.

en Orito – Lago Agrio lo que lo convierte en la infraestructura con mayores niveles de conexiones ilegales.

El oleoducto Caño Limón – Coveñas por su parte reporta 437 conexiones en ese mismo período de tiempo, equivalentes al 3,58% del total y, supuestamente, uno de los principales puntos de hurto de crudo para el fenómeno de robo y lavado de importaciones mencionado más atrás.

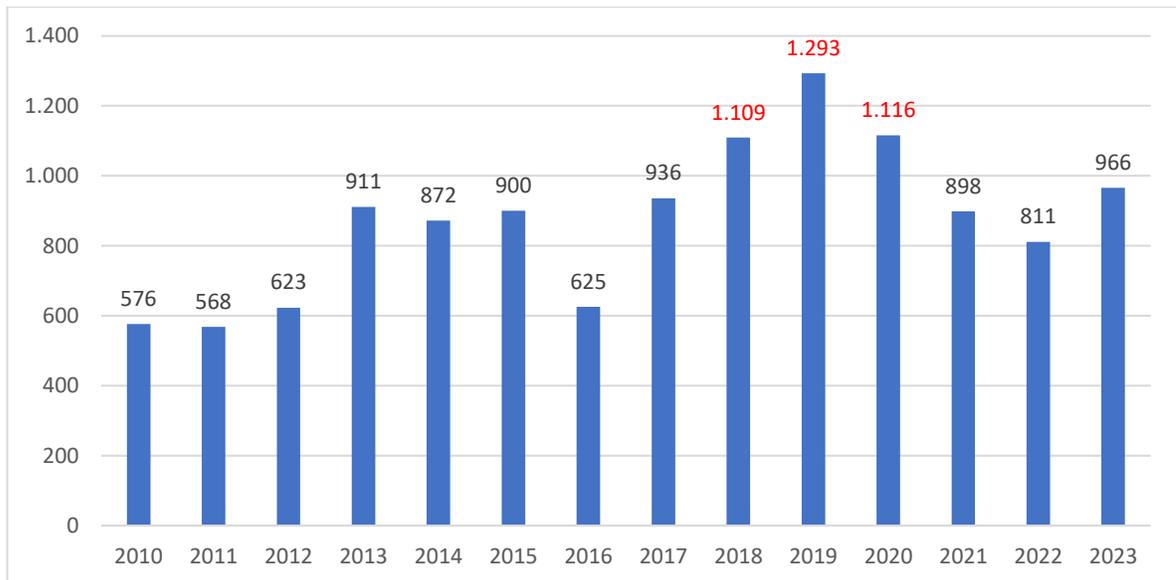
Si solo se consideran los poliductos, el de mayor cantidad de conexiones ilegales ha sido Pozos Colorados – Galán (línea de 14 pulgadas), con 537 conexiones (23,71%) entre 2010 y 2023 seguido por el tramo Yumbo-Buenaventura (línea de 12 pulgadas) con 213 conexiones (9,40%) y el tramo Sebastopol-Tocancipá (línea de 16 pulgadas) con 209 conexiones (9,23%).

**Figura 8. Mapa de calor de conexiones ilícitas y atentados 2010-2023**



Fuente: CGR con datos de CENIT

**Figura 9. Conexiones ilícitas en hidrocarburos (crudo y refinados) 2010-2023**



Fuente: Respuesta de CENIT No. CEN-GCU-3077-2024-E de fecha 24-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR y respuesta de alcance No. CEN-GCU-3998-2024-E de Cenit de fecha 28-05-2024 a la solicitud CGR No. 2024EE0093775 de fecha 21-05-2024.

**Se observa que la tendencia de conexiones ilícitas va en aumento,** a pesar de que ha mejorado el control que las disminuye a partir de 2020 también el promedio de estas conexiones es mayor en la segunda mitad del período analizado. **En promedio se tienen 871 conexiones ilícitas anuales** y los años 2018-2019 fueron particularmente atípicos.

### **2.1.7. Atentados**

De acuerdo con información suministrada por CENIT en el periodo 2010-2023 se presentaron 1.848 atentados contra la infraestructura de transporte de hidrocarburos de esta empresa. Se destaca que los departamentos con mayor número de atentados corresponden a Putumayo con el sistema Oleoducto Sur - Orito (Oso) con 601 atentados seguido de Norte de Santander con 322 y Arauca con 210 en el sistema Caño Limón – Coveñas y Nariño con 204 en el sistema Oleoducto Transandino (OTA). El Departamento más afectado por atentados contra la infraestructura de transporte de hidrocarburos de CENIT en el periodo 2010-2023 ha sido Putumayo con un total de 1.043 ver Figura 8 y Tabla 2.

**Tabla 2. Atentados contra infraestructura de transporte de hidrocarburos (crudo y refinados) de CENIT 2010-2023**

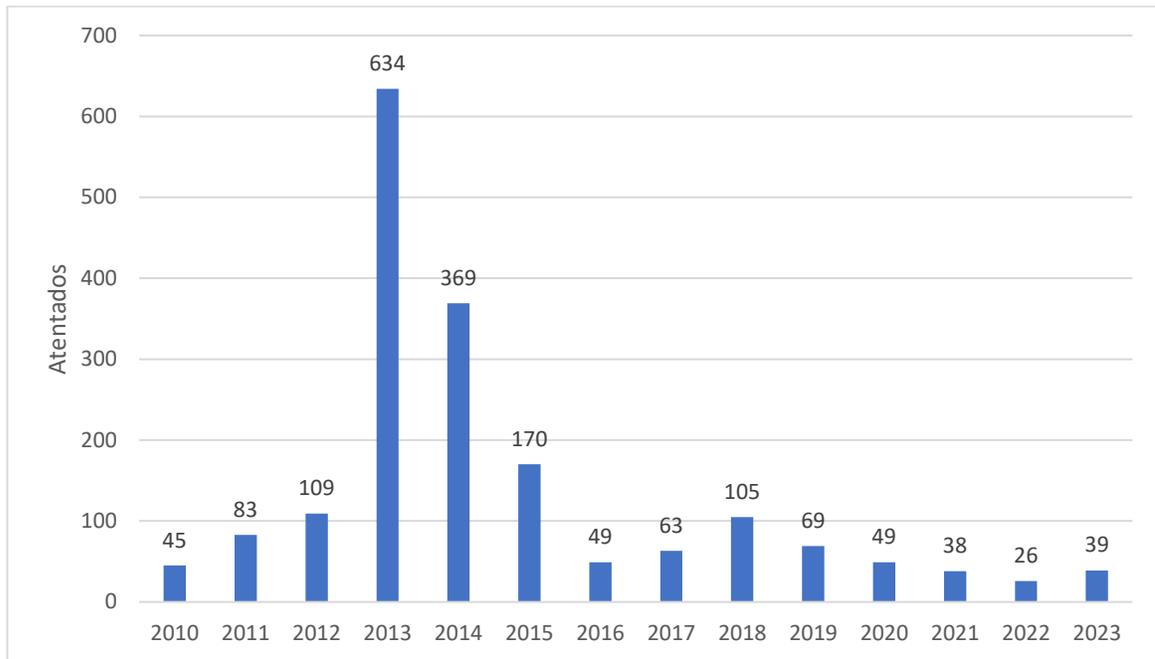
Departamento	Cantidad De Atentados	Sistema
Arauca	210	Caño Limón - Coveñas
	34	Oleoducto Bicentenario
Boyacá	23	Caño Limón - Coveñas

	1	Ayacucho Crd-Grb 8"
Cesar	6	Caño Limón - Coveñas
	1	Pozos Colorados-Galán 14"
Nariño	204	Oleoducto Transandino - (OTA) (Att - Oleod Transandino (Ota))
Norte De Santander	322	Caño Limón - Coveñas
	75	Mansoya - Orito (Omo)
	168	Oleoducto Churuyaco - Orito (Ocho) (Att - Oleod Churuyaco - Orito)
Putumayo	601	Oleoducto Sur - Orito(OSO)
	199	Oleoducto Transandino - (OTA)
	1	Ayacucho Crd-Grb 8"
Santander	1	Galán-Ayacucho Crd 18"
	1	Galán-Sebastopol 12"
Sucre	1	Caño Limón - Coveñas
<b>Total Atentados</b>	<b>1.848</b>	

Fuente: Respuesta de CENIT No. CEN-GCU-3077-2024-E de fecha 24-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR y respuesta de alcance No. CEN-GCU-3998-2024-E de Cenit de fecha 28-05-2024 a la solicitud CGR No. 2024EE0093775 de fecha 21-05-2024.

Los años con mayor número de atentados contra la infraestructura de transporte de hidrocarburos (crudo y refinados) de CENIT fue 2013 seguido de 2014 pero en general han ido bajando el número de atentados.

**Figura 10. Atentados contra la infraestructura de transporte de hidrocarburos (crudo y refinados) de CENIT 2010-2023**



Fuente: Respuesta de CENIT No. CEN-GCU-3077-2024-E de fecha 24-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR y respuesta de alcance No. CEN-GCU-3998-2024-E de Cenit de fecha 28-05-2024 a la solicitud CGR No. 2024EE0093775 de fecha 21-05-2024.

## 2.2. Robustez

Para el análisis de Robustez es más eficiente dividir el sector petrolero en las etapas de la cadena de valor y analizar cada una separadamente. Estas etapas son el *Upstream*, el *Midstream* y el *Downstream*. Se usan los términos en inglés ya que son de uso amplio y reconocido en la industria y organismos relacionados con el tema energético y no se prestan para la ambigüedad.

El *Upstream* es la etapa enfocada en la exploración y explotación del petróleo y gas natural e incluye actividades como sísmica, perforación, producción y tratamiento de los hidrocarburos y se ocupa de la oferta local e

importada. La robustez en esta etapa estará definida por los niveles de reservas probadas disponibles (1P) pues son las que permiten conservar, con certeza, la oferta energética. Se analizan junto con los trabajos asociados para mantenerlas y aumentarlas, los cuales se visualizan en los indicadores clásicos de exploración (suscripción de contratos, sísmica 2D y 3D y perforación exploratoria) en el entendido que ejecutar dichos trabajos son condición imprescindible para hallar, reponer e incrementar las reservas de hidrocarburos.

El resultado de estas actividades se refleja en la evolución de indicadores como el Índice de Reposición de Reservas (RPR), el cual a criterio de la CGR es el principal indicador de seguridad energética en cuanto a robustez se refiere.

El *Midstream* es la etapa enfocada en el transporte y almacenamiento de los hidrocarburos y es la conexión entre el *upstream* y el *downstream*. Generalmente se le incluye en este último sin embargo por su importancia estratégica en la seguridad energética se prefiere trabajar aparte. Acá la robustez se mide en el estado del sistema de oleoductos y poliductos del país, sus capacidades y factores de uso y necesidades de ampliación también se analiza acá el sistema de almacenamiento y el almacenamiento estratégico de los diversos hidrocarburos.

El *Downstream* es la etapa enfocada en la refinación del petróleo, la comercialización de este y sus derivados como los combustibles y se ocupa también de la demanda final. Acá se analiza la utilización de las refinerías, capacidades y factores de planta y la producción de derivados estratégicos como combustibles.

### **2.2.1. Upstream**

#### **2.2.1.1. Reservas.**

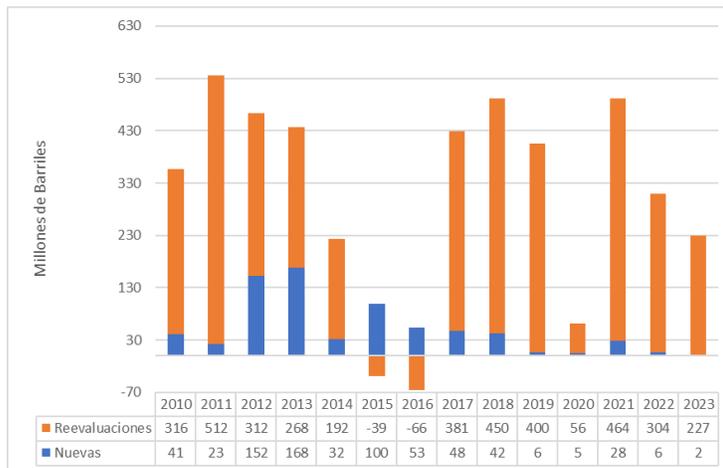
Las categorías Reservas Probables (50% a 90% de probabilidad de ser recuperadas) y Reservas Posibles (50% o menos de probabilidad de ser recuperadas) son importantes porque indican cuánto más petróleo puede llegar a incorporarse en los siguientes años, pero por su menor certeza, para la evaluación desde la seguridad energética, se consideran solo las reservas probadas (también llamadas 1P) por ser aquellas con una alta probabilidad (más del 90%) de que serán recuperadas.

De la evaluación de reservas la CGR destaca que, aun cuando es técnicamente correcto reevaluarlas cada año, por ser un concepto económico más que volumétrico, **el verdadero indicador de evolución de las reservas, para fines de la seguridad energética , es la incorporación de aquellas clasificadas como Nuevas,** es decir, producto de

descubrimientos reales, porque estas si expanden la frontera petrolera aumentando el número de campos del país mientras que las ya existentes cambiarán con las circunstancias pero se mantienen en las áreas y campos ya conocidos.

Es de especial preocupación que la incorporación de nuevas reservas ha venido descendiendo al punto que **en los últimos 5 años se han encontrado apenas 47 millones de barriles** (ver Figura 11), cifra que es pequeña si se considera que el promedio de producción petrolera es de 318 millones de barriles anuales.

**Figura 11. Incorporación de reservas nuevas y reevaluaciones (millones de barriles)**



Fuente: CGR con datos de ANH

En los sucesivos PND las reservas solían tener también un indicador, pero dado que, aunque se hagan los trabajos correspondientes de sísmica, pozos

A3 y nueva contratación, esto por sí solo no asegura el hallazgo de reservas razón por la cual eventualmente dejaron de fijarse metas sobre reservas.

### ***2.2.1.2. Campos y Operadoras.***

Actualmente<sup>13</sup> el país cuenta con 370 campos petroleros<sup>14</sup> con producción promedio de 777 kbpd realizada por 43 compañías operadoras. Para tener un sistema de producción petrolera robusto se considera deseable tener variedad de suministro, variedad de agentes y variedad de locaciones geográficas.

Para dimensionar si la producción petrolera está diversificada en el país se utilizará el índice Shannon Weiner<sup>15</sup> (Kruyt, van Vuuren, de Vries, & Groenenberg, 2009) el cual cuantifica la diversidad en una comunidad ecológica, considerando tanto la abundancia como equidad de la misma; en este caso la comunidad serán las compañías (operadoras) petroleras, los departamentos y los campos petroleros del país y la equidad estará medida por la producción en proporción a cada respectiva comunidad o categoría.

Este índice toma valores entre cero (cuando no hay diversidad) hasta el logaritmo natural del número total de elementos en la categoría que se está

---

<sup>13</sup> Cifras a diciembre de 2023

<sup>14</sup> La ANH en su informe IRR 2023 muestra 452 campos pero de estos, 38 son de gas que no se contabilizan en este apartado, 23 tienen reservas en cero, 12 están inactivos y 2 están suspendidos por fuerza mayor.

<sup>15</sup> Aunque también se puede usar el Índice Herfindhal-Hirschman

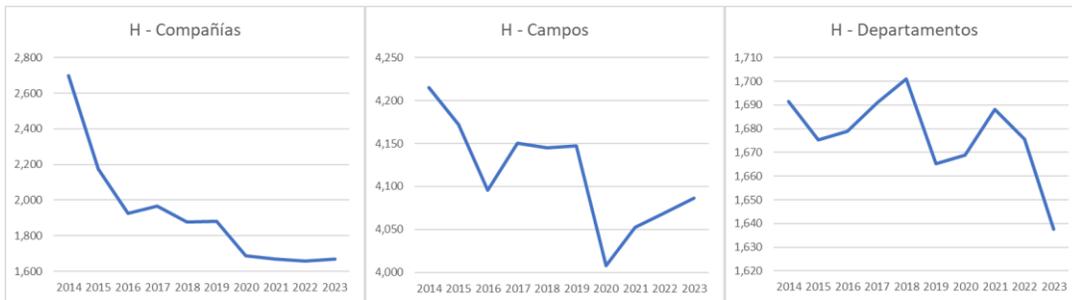
realizando. A mayor número de índice, mayor diversidad y por ende más robustez. La fórmula general del índice es:

$$H = - \sum_i p_i \ln p_i$$

Dónde H es el índice Shannon Weiner y  $p_i$  es la participación del agente  $i$  en la categoría o comunidad que se está midiendo. Los resultados se pueden observar en la Figura 12.

Para la categoría departamentos se tienen 20 departamentos (no se consideran aquellos donde no hay producción), la mayor concentración está en el Meta, departamento que abarca el 54% de la producción con 69 campos, seguido de Casanare con el 16,5% de la producción (138 campos) y Arauca con el 6,79% de la producción en 25 campos. El índice H para departamentos muestra que la diversidad va oscilando y se ha deteriorado a partir de 2021 (habría cada vez más concentración de producción en menos departamentos). Esto se refleja en que los Llanos orientales acaparan el 77% de la producción y el 62% de los campos del país.

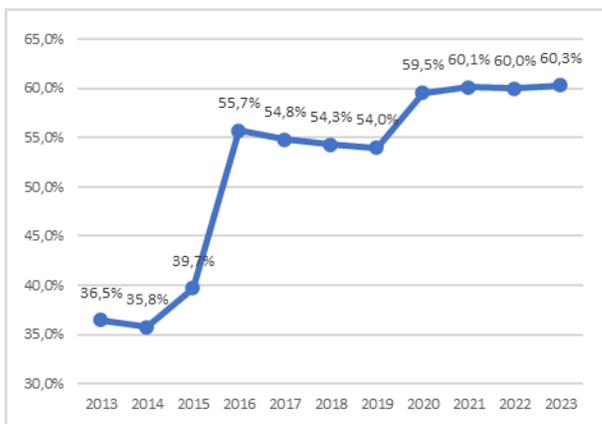
**Figura 12. Diversificación petrolera en Colombia. Índice Shannon Weiner (H).**



Fuente: Cálculos CGR con datos de ANH

En el caso de las compañías, el índice H muestra un deterioro sostenido en los últimos 10 años, lo que indica no solo la disminución en cantidad de operadoras (había 69 en 2013 y en 2023 hay 43) sino una concentración creciente de la producción en cada vez menos petroleras, especialmente en Ecopetrol S.A. pues su producción respecto al total del país es creciente, principalmente desde la reversión de campo Rubiales en 2015 y a la fecha representa el 60,3% de la producción del país (ver Figura 13).

**Figura 13. Participación de Ecopetrol en la producción petrolera nacional (%).**



Fuente: CGR con datos de ANH. No incluye filiales como Hocol.

En el caso de campos petroleros, el índice H es oscilante y ha mostrado una recuperación desde 2020, existe una buena diversificación de campos, pero si ha disminuido su cantidad respecto a 2014 cuando se tenían 450 mientras que a hoy solo hay 370. El campo más importante del país es Rubiales con el 13,29% de la producción total, seguido por Castilla (7,52%), Castilla Norte (5,40%) y Chichimene (4,96%). El 80% de la producción proviene de 40 campos.

Esta producción, como se ve en los apartados del *Midstream*, es principalmente evacuada por oleoductos y carro tanques. En general puede considerarse como robusta la explotación petrolera al no existir una concentración importante en pocos campos, siendo el más importante Rubiales con un 13,29% de la producción del país. Sin embargo, en términos geográficos que la producción se concentre en los Llanos Orientales implica riesgos más moderados para los cuales una redundancia en transporte es deseable, no solo con diferentes oleoductos sino la posibilidad de usar carro tanques.

### **2.2.1.3. Contratos y Áreas.**

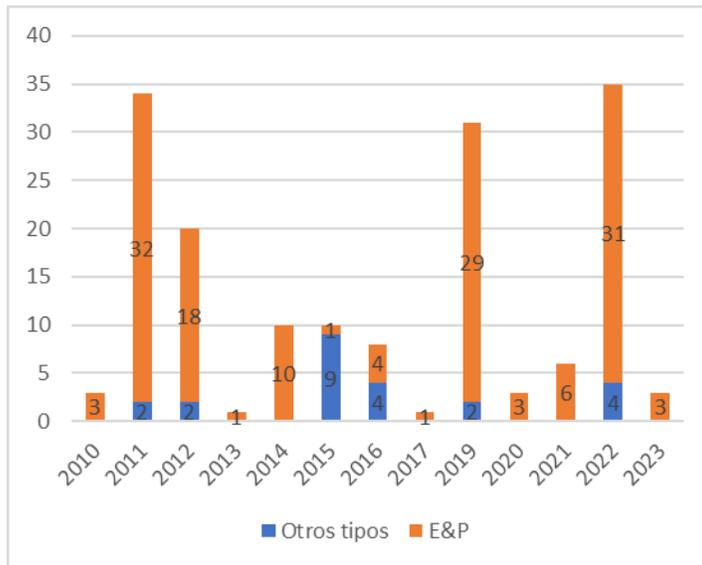
La contratación petrolera define el punto de partida de las acciones tangibles para el hallazgo de recursos petroleros pues es dentro del marco de

la contratación que se pueden realizar las diversas actividades relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos. Debe anotarse aquí que las bases del PND 2022-2026 en vigencia contemplan, dentro del componente de transición energética justa, *“el monitoreo de contratos de exploración y producción vigentes con el fin de realizar evaluaciones y balances oferta-demanda del gas y crudo necesarios para la toma de decisiones en pro de garantizar la seguridad energética de corto, mediano y largo plazo”*. Esto quiere decir que la seguridad energética debe estar contemplada dentro de la toma de decisiones de política energética petrolera.

El país actualmente cuenta con 301 contratos, la mayor parte de Exploración y Producción (71%) y el resto dividido en Contratos de Evaluación (17,61%), Convenios de Evaluación y Exploración (1,33%) y 2,33% en Acuerdos de Evaluación Técnica (TEA por sus siglas en inglés)

No se encuentra una tendencia definida en contratación (ver Figura 14). En promedio se firman 12 anualmente con épocas de baja contratación como 2013 o 2017-2018 y de alta contratación como 2011, 2019 y 2022. Ante el anuncio del gobierno de no firmar nueva contratación petrolera, en aparente contravía con las bases del PND, se espera que al menos entre 2024 y 2026 esta caiga a cero.

**Figura 14. Firma de contratos petroleros 2010-2023.**



Fuente: ANH

Del total de contratos, se encuentran suspendidos 36 (12%) y 45 (15%) en trámite de terminación. Dentro de los suspendidos están los asociados a actividades en Yacimientos No Convencionales.

Preguntada la autoridad petrolera respecto a la negativa de hacer contratación nueva por parte del gobierno<sup>16</sup> esta responde que para abordar ese desafío se expidió el Acuerdo 06 de 2023<sup>17</sup> con el cual se busca potencializar la contratación vigente, aumentando la actividad exploratoria en las áreas ya asignadas sin necesidad de extenderse a otras áreas, con el fin

<sup>16</sup> Es importante mencionar que ha sido una negativa discursiva, es decir, se menciona en diferentes instancias de discurso público, pero no hay documentos legales (circulares, resoluciones) que evidencien tal intención. Es más una política *non agere* donde la falta de acción conlleva a la concreción de la intención, en este caso se dejan de firmar contratos y se logra la intención de no buscar nueva contratación petrolera.

<sup>17</sup> Acuerdo 06 de 2023: Por el cual se establecen criterios para la administración de contratos y convenios de hidrocarburos con el fin de incentivar la exploración de hidrocarburos e impulsar el proceso de Transición Energética Justa, ANH.

de mantener y aumentar las reservas petroleras y de gas, de manera que se asegure la autosuficiencia y la sostenibilidad energética del país. Sin embargo, al no existir una prohibición taxativa se considera que en cualquier momento puede reanudarse la contratación para nuevas áreas.

Para poder dimensionar las consecuencias de esta polémica iniciativa gubernamental se le pidió a la ANH informar sobre el balance que tal decisión trae en el mapa de tierras y cuyo resumen se presenta en la Tabla 3 y el mapa se puede consultar en el Anexo 1. Mapa de Tierras (petróleo y gas).

**Tabla 3. Balance de Mapa de Tierras**

ESTADO	AREA (Ha)	%
AREA PARA EXPLORACIÓN (áreas potenciales que tendrían oportunidad de ser exploradas al ya existir un contrato firmado)	16.304.398	9,5
AREA EN PRODUCCION	2.497.110	1,5
EVALUACION TECNICA CON ANH	955.837	0,6
AREA DISPONIBLE (áreas con potencial hidrocarburíferos que ya no podrían ser exploradas, si no se asignan Nuevos Contratos)	64.657.650	37,6
AREA RESERVADA (áreas con potencial hidrocarburíferos que ya no podrían ser exploradas, si no se asignan Nuevos Contratos)	1.289.757	0,8
AREA RESERVADA AMBIENTAL	74.864.471	43,6
TRAMITE AMPLIACION	52.719	0,03
CONTRATO ESPECIAL PROYECTO INVESTIGACION CEPI (Pilotos Fracking)	912	0,001
BASAMENTO CRISTALINO	11.270.910	6,6
<b>TOTAL AREAS CLASIFICADAS</b>	<b>171.893.764</b>	<b>100</b>

Fuente: ANH

Como puede observarse del total del área del país<sup>18</sup> (171,9 millones de hectáreas -Ha-) la mayor parte (43,6%) son de reserva ambiental y 6,6% son basamento que no se considera prospectivo. Si no se firma nueva contratación, se dejan de explorar 66 millones de Ha, quedando solo 19,8 millones de Ha que o ya tienen contratación o están con producción. En otras palabras, **las áreas potenciales petroleras que antes de la decisión del gobierno sumaban 85,7 millones de Ha ahora pasan a ser 19,8 millones de Ha, lo que representa una reducción del 76,8%.**

Aunque es una gran reducción, las áreas que quedan se consideran con alto potencial y también debe recordarse que actualmente la sumatoria de áreas productoras en el país es de 2,5 millones de Ha, es decir no se necesitan grandes áreas para mantener y aumentar la producción petrolera, pero esto es resultado de asignaciones de área inicialmente mucho mayores<sup>19</sup> que con el tiempo son devueltas y si es deseable poder explorar en cualquier área con potencial cosa que en el corto plazo, al parecer, no se podrá hacer.

#### ***2.2.1.4. Exploración.***

---

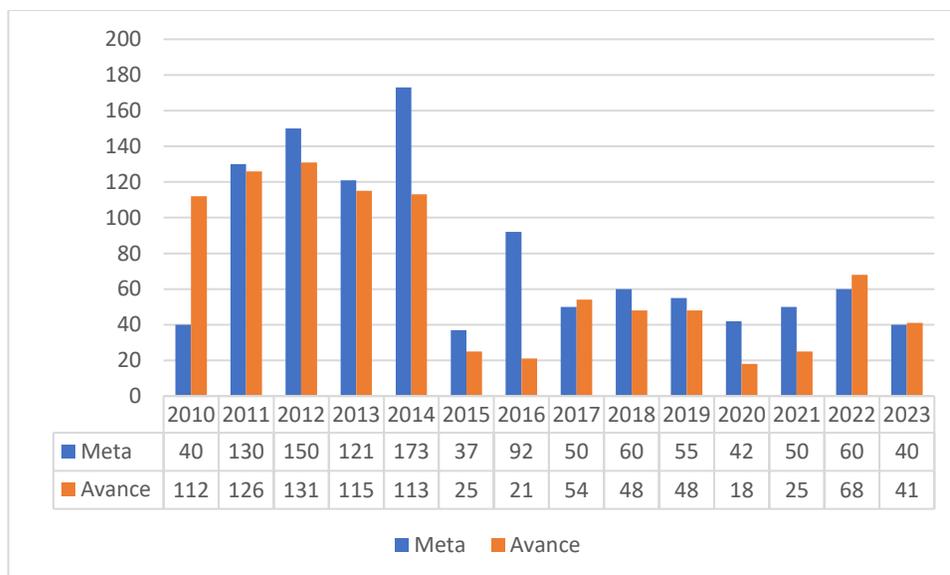
<sup>18</sup> Incluye plataforma marina

<sup>19</sup> Para el caso colombiano se han asignado más de 19 millones de Ha, esto quiere decir que en promedio por cada Ha productora se han requerido 8 Ha asignadas en exploración.

Como indicadores de actividad petrolera, sin la cual no se encuentran reservas, se presentan los tradicionales: inversión, pozos perforados y sísmica.

Los pozos exploratorios son requisito básico para cualquier descubrimiento y su tasa de éxito suele ser baja, razón por la cual se considera inversión de alto riesgo. Esto quiere decir que la mayoría de los pozos exploratorios no tendrá resultados positivos pero necesariamente se tienen que perforar para que aparezca un descubrimiento. En la Figura 15 se presenta el histórico y es evidente que la ejecución (avance) desmejoró a partir de 2015, año de bajos precios internacionales. La baja incorporación de nuevas reservas vista más atrás queda explicada por esta situación.

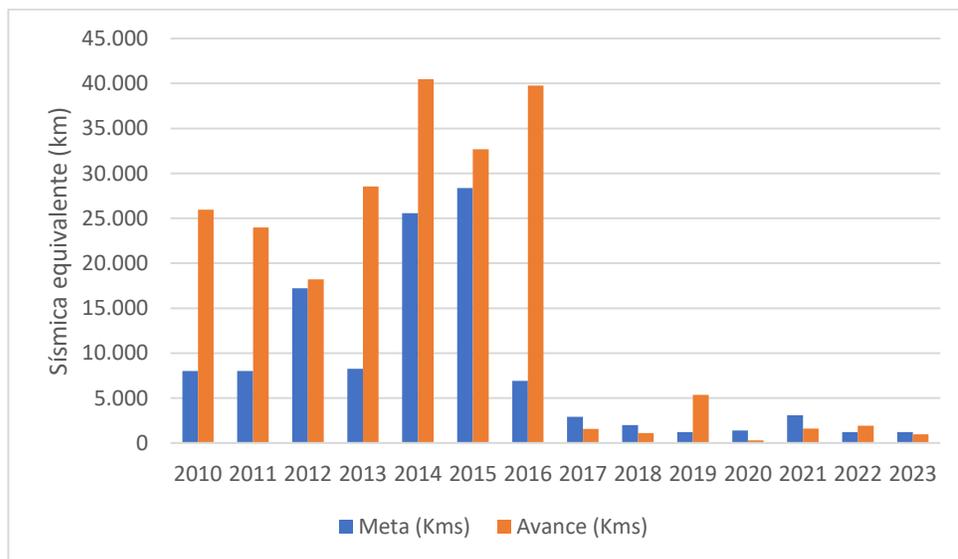
**Figura 15. Pozos exploratorios A3 y A2 2010-2023**



Fuente: CGR con datos de ANH y SINERGIA

Si se analiza la sísmica corrida entre 2010 y 2023 es aún más evidente el deterioro en exploración petrolera, tal como se aprecia en la Figura 16. A partir de 2016 el descenso en la actividad es dramático y repercute en los bajos niveles de nuevas incorporaciones de reservas.

**Figura 16. Sísmica equivalente (km) 2010-2023**



Fuente: CGR con datos de ANH y SINERGIA

### **2.2.1.5. Inversión.**

El éxito de la industria petrolera en Colombia es un esfuerzo conjunto entre privados y sector público. Los primeros son quienes arriesgan el capital en un negocio de alto riesgo y el segundo debe ofrecer las garantías para que ambos maximicen su beneficio de manera acorde. Es por esto que si se miran las inversiones estas se pueden clasificar en 2 tipos, la privada que es de mayor cuantía porque está dirigida a la ejecución de actividades propias de la

industria, que requieren altos montos durante períodos prolongados, normalmente denominada Inversión Extranjera Directa o IED y por otra parte se tiene la inversión pública, que es más dirigida a mejorar las condiciones o la información existente y se realiza a través de proyectos inscritos en el Banco Nacional de Información de Proyectos que maneja el DNP.

**Figura 17. IED Petrolera (dólares) e Inversión Nacional (pesos)**



Fuente: CGR con datos de BanRep ANH y DNP

Los niveles de IED de la

Figura 17 muestran y confirman la desaceleración de la actividad petrolera a partir de 2015, producto principalmente de la caída de precios internacionales, sin embargo, hay un repunte a partir de 2021. Esto implica que cambios de precio del petróleo son un punto de vulnerabilidad sistémica de la seguridad energética y ante tal situación, que es cíclica, deberían tenerse medidas que atenúen los períodos de bajos precios para que tal situación no impacte de manera tan fuerte la exploración y resultados de la actividad petrolera.

Si se analiza la inversión pública, durante el periodo 2004-2024<sup>20</sup> se ejecutaron treinta y ocho (38) proyectos de inversión con incidencia petrolera, por aproximadamente \$6,23 billones los cuales presentaron una mayor ejecución en las vigencias 2011 a 2013. A partir de 2014 se redujo la ejecución de recursos manteniéndose en promedio en \$0,31 billones anuales hasta 2023. Los treinta y ocho (38) proyectos de inversión con incidencia en la industria petrolera correspondieron a las entidades: ANH (17 proyectos, \$4,9 billones), MME (11 proyectos, \$1,1 billones), UPME (2 proyectos, \$0,03 billones), Servicio Geológico Colombiano SGC (3 proyectos, \$0,07 billones) y CREG (5 proyectos, \$0,04 billones).

También se aprecia que tanto la inversión privada como la pública son cíclicas y están armonizadas con los precios internacionales. Sería conveniente que el gobierno analice si una política anticíclica sería clave para que se sigan produciendo nuevos hallazgos independiente del ciclo de precios vigente.

**Tabla 4. Ejecución Proyectos de inversión con incidencia en la industria petrolera periodo 2004-2024 (billones constantes de 2023)**

Entidad	Ejecución Proyectos 2004-2024	Número de proyectos
---------	----------------------------------	---------------------

<sup>20</sup> Es necesario considerar desde 2004 porque hay proyectos de inversión pública que se remontan a esos años y que aún continuaban vigentes en el período de análisis.

ANH	4,91	17
MME	1,18	11
UPME	0,03	2
SGC	0,07	3
CREG	0,04	5
Total de ejecución proyectos de inversión con incidencia en la industria petrolera	6,23	38

Fuente: SIIF Minhacienda, ejecuciones PGN 2004-2024

### 2.2.2. Midstream

La red de transporte de hidrocarburos en el país está compuesta por poliductos, oleoductos, gasoductos, puertos de importación y exportación. En el Caribe, Coveñas es el principal puerto, pero también existe infraestructura para manejo de hidrocarburos en Barranquilla, Santa Marta donde se localiza Pozos Colorados el cual maneja las importaciones de combustibles, Puerto Bolívar (Guajira) que maneja importaciones para Cerrejón y Cartagena que maneja las exportaciones e importaciones de derivados y crudos de la refinería. En el Pacífico, se tienen Tumaco y Buenaventura.

También se tiene transporte fluvial, pero éste no es fiable en épocas de sequía. La conexión Puerto Salgar – Barranquilla es la más usada y objeto de una Asociación Público-Privada (APP) que espera hacia 2025 garantizar la navegabilidad entre estos dos puertos. Otras regiones del país también reciben hidrocarburos por vía fluvial como Amazonas, Vichada y Guainía (UPME 2021).

Adicionalmente hay transporte por carretera que brinda redundancia al sistema y es usada principalmente para transporte de combustibles, aunque también para crudos cuando las condiciones no permiten llevarlos por oleoductos o cuando no existe tubería entre los campos de producción y los nodos de almacenamiento.

De los medios de transporte mencionados, el más confiable y ampliamente usado es por ductos, pues requiere bajo uso de energía, abarca largas distancias y es de bajo costo (UPME 2021). En Oleoductos se tienen aproximadamente 6.280 km en 21 tramos<sup>21</sup>, con capacidades que oscilan entre 455 kBPD y 0,8 kBPD siendo el promedio 67,5 kBPD y son operados por 14 empresas transportadoras: El Grupo Empresarial Ecopetrol GEE con seis (6) de sus empresas: CENIT, Hocol S.A, Ocesa, Oleoducto de Colombia (ODC), Oleoducto de los Llanos (ODL) y Ecopetrol S.A poseen aproximadamente el 86,05% de la extensión de estos oleoductos con alrededor de 5.404 km, mientras que los restantes 876,10 km es decir el 13,95% de los oleoductos, son operados por otras ocho (8) empresas de menor capacidad.

---

<sup>21</sup> Esta cifra se refiere a los principales ramales, pues hay tuberías de acopio que no son consideradas acá.

El principal actor es CENIT que es filial del GEE y posee el 75,64% del total nacional de extensión de oleoductos. Esta empresa tiene diferentes participaciones en los oleoductos del país: Oleoducto de Colombia - ODC: 51,28%; Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL: 65%; Oleoducto Central S.A. (Ocensa): 72,64799%. En el

Se considera que es de urgente y de vital importancia adoptar las medidas y acciones que permitan contar con seguridad energética a mediano y largo plazo. La demanda de energía incide en el desarrollo económico del país y en sus ingresos. Hay que recordar que el ODS 7 pretende la ampliación de cobertura en energía y asequibilidad a la misma, luego no garantizar la seguridad energética afecta el cumplimiento de las metas y objetivos de los ODS y en especial dicho ODS7.

Sin seguridad energética no solo hay una afectación directa a los ingresos de la nación, sino a las diferentes actividades y servicios y en últimas, lo más importante, frente a los usuarios de energía que somos todos los colombianos, comprometiendo en consecuencia el desarrollo del país y la superación de la pobreza.

Por otra parte, se requieren acciones coordinadas de las diferentes entidades, por tanto, la coordinación interinstitucional que permita avanzar en los proyectos y decisiones reviste especial importancia. Un CONPES o una

iniciativa de nivel superior sobre seguridad energética, con roles y responsables, que mida los riesgos y resalte las políticas y medidas para contar con abastecimiento energético soberano, robusto y resiliente resulta necesaria para enfrentar con holgura los retos que plantea no solo la transición energética sino el mismo desarrollo del país.

## **Bibliografía**

- Andrade Rendón, D. (2019). Análisis de la Seguridad Energética en la Cadena de Suministro del Petróleo y los Combustibles Líquidos en Colombia. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- ANH. (2023). Acuerdo 06. Bogotá.
- ANH. (2023). Informe de recursos y reservas con corte diciembre de 2022. Bogotá.
- ANH. (2024). Informe de recursos y reservas con corte a diciembre 2023. Bogotá.
- Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG. (2023). Informe de sostenibilidad 2023.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2006). Resolución 071.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2014). Resolución 90604 de 2014. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_90604\\_2014.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_90604_2014.htm)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG]. (2000). Resolución 062 de 2000. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0062\\_2000.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0062_2000.htm)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2018). Reglamento de comercialización de gas natural. Bogotá, Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. (2013). Ley 1665, por medio de la cual se aprueba el “Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena)”, hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009.
- Congreso de la República de Colombia. (2014). Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,
- Congreso de la República de Colombia. (2021). Ley 697 de 2001, mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (1991). Documento CONPES 2571: Programa para la masificación del consumo de gas. Colombia.

- Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (1993). Documento CONPES 2646: Plan del gas. Colombia.
- Contraloría General de la República, análisis de Pobreza Energética (2023). Dirección de Estudios Sectoriales -DES.
- Contraloría General de la República - CGR. (2023). Comentarios al Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026, CGR subsector hidrocarburos, DES Minas y Energía.
- Contraloría General de la República - CGR. (2023). Diagnóstico sectorial minas y energía 2023.
- Contraloría General de la República, CGR. (2015). Análisis y evaluación del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018. Bogotá.
- Contraloría General de la República-CGR, Artículo Serie Virtual 100 años CGR: Actualidad del Fondo de Estabilización de Precios de Los Combustibles-FEPC en Colombia, CGR, agosto de 2023.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, (2024) Encuesta calidad de vida anexos, Excel Hogares según acceso a servicios públicos (Miles/%).
- Departamento Nacional de Planeación, DNP (2011). Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014: Prosperidad para Todos.
- Departamento Nacional de Planeación, DNP (2015). Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Todos por un nuevo País.
- Departamento Nacional de Planeación, DNP (2019). Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022: Pacto por Colombia, Pacto por la equidad.
- Departamento Nacional de Planeación. (2011). Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PND/Bases%20PND%202010-2014%20Versi%C3%B3n%205%2014-04-2011%20completo.pdf>
- Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Recuperado de [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/PND\\_2018-2022/pdf/bases-pnd-2018-2022.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/PND_2018-2022/pdf/bases-pnd-2018-2022.pdf) (pp. 695-710).
- Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf> (pp. 182-194).
- Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 Tomo 1. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PND/PND%202014-2018%20Tomo%201%20internet.pdf> (pp. 137-141, 233-238).
- Gobierno de Colombia (2023). Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026: “Colombia, Potencia Mundial de la Vida”.
- Gobierno de Colombia. (2021) Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París.
- Kruyt, B., van Vuuren, D., de Vries, H., & Groenenberg, H. (2009). Indicators for energy security. *Energy Policy*, 2166–2181.
- Lewis. (1982). Fuel poverty can be stopped. Bradford, Inglaterra: National Right to Fuel Campaign.
- Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. 11 de julio de 1994. D.O. No. 41.433.
- Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. 11 de julio de 1994. D.O. No. 41.433.
- Ministerio de Minas y Energía, Minenergía. (2011). Decreto 2100. Aseguramiento del abastecimiento de gas natural. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía, Minenergía. (2015). Decreto Único reglamentario del sector Minas y Energía 1073. Decreto Único reglamentario del sector Minas y Energía. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Minería de carbón en Colombia transformando el futuro de la industria, Minenergía.

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la transición energética justa. Bogotá.

Organización de Naciones Unidad. (2022). Informe de brecha de emisiones 2022.

Promigas. (2023). Informe del sector gas natural. Bogotá.

Superintendencia de Industria y Comercio. (2015). Medidas de Concentración y Estabilidad del Mercado. Bogotá.

UPME. (2022). Plan de acción indicativo PROURE, programa de Uso Racional y Eficiente de Energía.

UPME. (2023) Actualización del Plan Energético Nacional -PEN 2022-2050.

UPME. (2015). Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050.

UPME. (2016). Plan transitorio de abastecimiento de gas natural. Bogotá.

UPME. (2023). Documento borrador del Plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038

UPME. (2023). Plan Nacional de sustitución de leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos. Bogotá.

UPME. (2024). Plan Energético Nacional PEN 2024-2054

UPME, MME. (2022). Plan de Expansión de la Generación y Transmisión 2022-2036 (Versión Final).

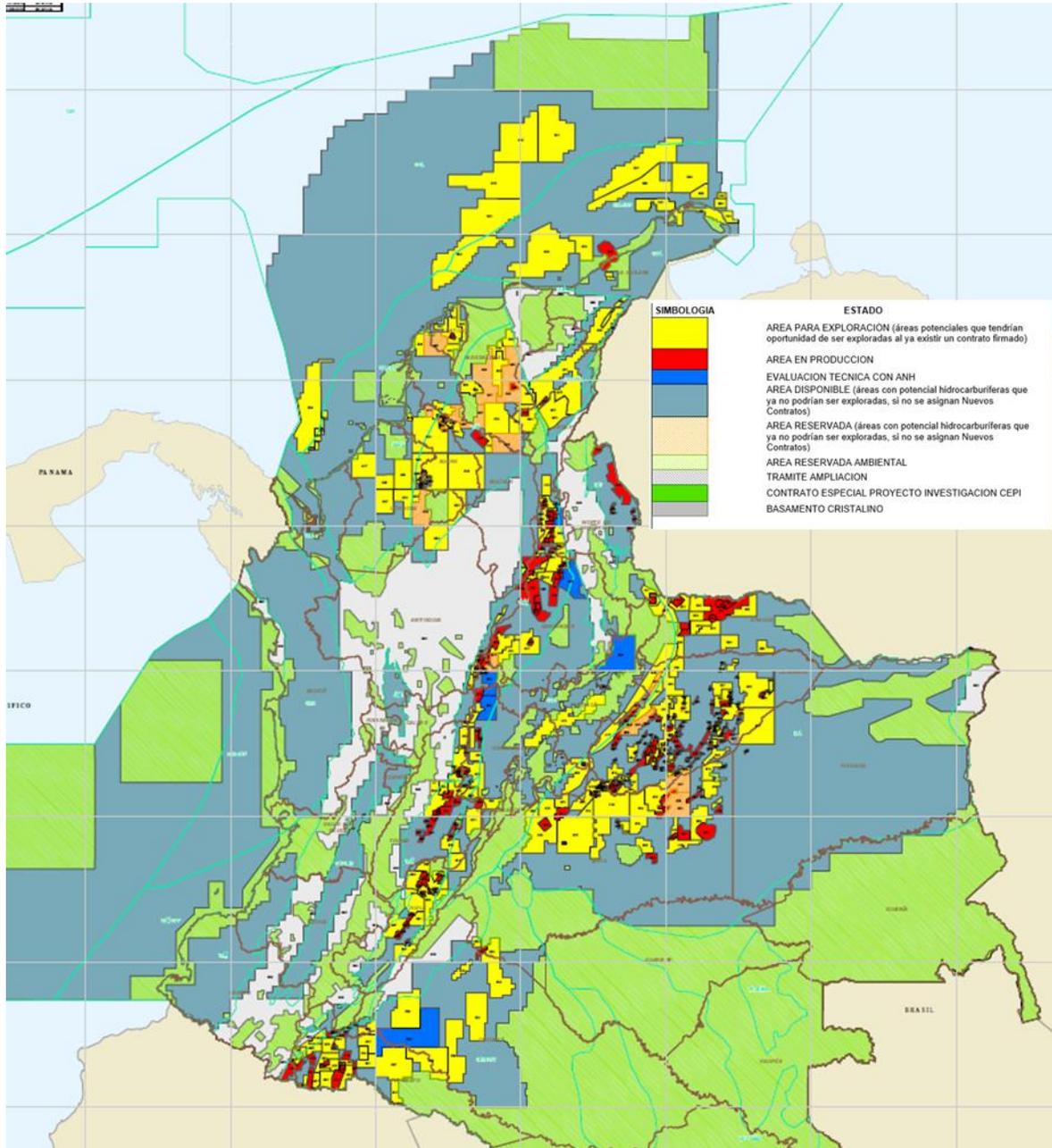
[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_de\\_Expansion\\_2022-2036\\_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_de_Expansion_2022-2036_VF.pdf)

UPME. (2021). Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles. Bogotá.

Vargas, C. A. (2012). Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

XM Administradores del mercado eléctrico. (2024), en <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

### Anexo 1. Mapa de Tierras (petróleo y gas) a Marzo 21 de 2024



Fuente: ANH

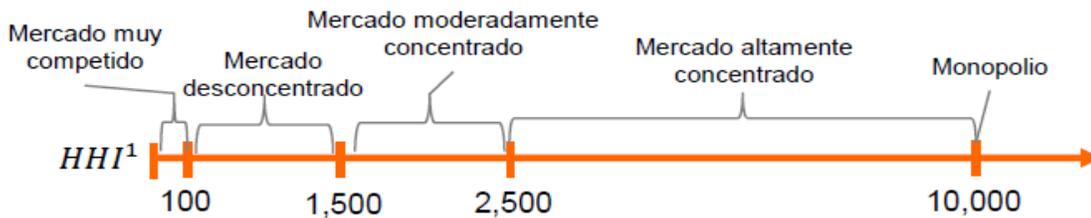
Anexo 2 se presenta de manera más detallada al sistema de oleoductos.

Por otra parte, el sistema de poliductos en Colombia es casi en su totalidad propiedad de CENIT con aproximadamente 3.664,98 Km que es propiedad mayoritaria de Ecopetrol S.A (99,93%) y de Hocol S.A. (0,07 %), ambas empresas del GEE. Las capacidades de diseño van entre 13 y 123 KBD.

### ***2.2.2.1. Índice HHI de Transporte.***

Una consultoría hecha por Delvasto (Delvasto & Echevarría Asociados, 2021) acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte por oleoductos presentó el cálculo de índice de concentración Herfindahl-Hirschman (HHI). Este índice es una medida de tipo absoluto, que mide la concentración económica de un mercado o inversamente la falta de competencia en un sistema o sector económico. Resulta de la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de las firmas que componen un mercado (Superintendencia de Industria y Comercio, 2015). En la Figura 18 se aprecian los intervalos de HHI y su correspondiente significado.

### **Figura 18. Índice HHI del Transporte de crudo por Oleoductos**



Fuente: (Superintendencia de Industria y Comercio, 2015)

En la mencionada consultoría el HHI para oleoductos encontró un valor de 2.798, que se categoriza como un Mercado Altamente Concentrado, lo cual era ya diagnosticado por la Superintendencia de Industria y Comercio desde 2013 (Superintendencia de Industria y Comercio, 2013). Este hecho tiene implicaciones importantes pues parte de la metodología tarifaria actual en oleoductos incluye la negociación entre agentes (remitentes y transportadores) y la alta concentración del mercado puede generar captura de rentas por posición dominante. **Desde el punto de vista de la seguridad energética la baja diversidad de agentes se conjuga con el hecho de que CENIT, el mayor transportador, pertenece a Ecopetrol, el mayor productor, lo que puede ir en detrimento de la entrada de más productores de petróleo** y que los campos petroleros no se desarrollen en su total potencial por dificultades de acceso en el proceso de transporte.

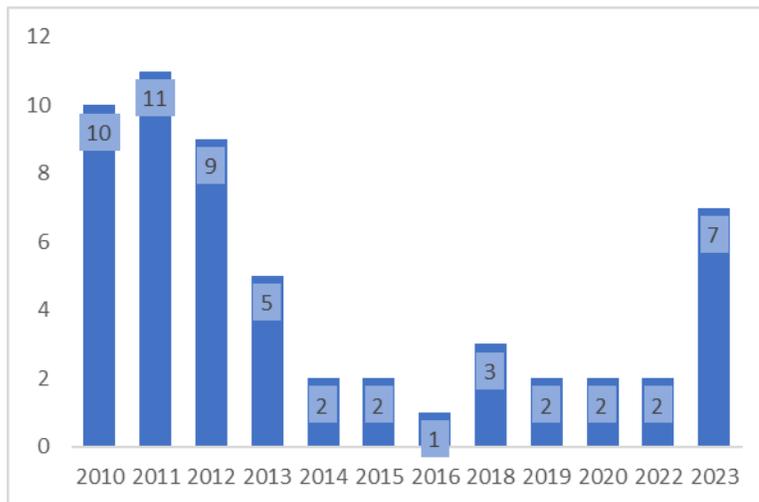
### ***2.2.2.2. Incidentes Operacionales.***

A diferencia de los atentados y las conexiones ilícitas, los incidentes operacionales no son un asunto de Soberanía, pero sí de Robustez pues

implican desafíos de suministro energético en caso de fallos propios y no planeados de la operación y la consecuente recuperación ante los mismos.

Como muestra la Figura 19 se registraron 56 eventos en su mayoría con origen natural (clima y fuerzas externas, fatiga, corrosión externa, soldadura, ensamble, construcción, operaciones incorrectas, daños por terceros involuntarios, stress corrosión cracking, equipos) que afectaron la continuidad del servicio prestado por la Compañía CENIT en el periodo 2010-2023.

**Figura 19. Incidentes operacionales 2010-2023 en el sistema de transporte**



Fuente: Respuesta de CENIT No. CEN-GCU-3077-2024-E de fecha 24-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR y respuesta de alcance No. CEN-GCU-3998-2024-E de CENIT de fecha 28-05-2024 a la solicitud CGR No. 2024EE0093775 de fecha 21-05-2024.

Un análisis del tiempo de restitución (horas entre el inicio del incidente y su finalización) muestra que está directamente relacionado con la cantidad de incidentes; en años con alto número de incidentes suelen tener altos tiempos

de restitución. Durante el período 2010-2023 el tiempo de restitución fue en promedio 94,34 horas (3,9 días), con tiempos tan cortos como 2,28 horas y hasta 554 horas en casos de Clima y Fuerzas Externas.

En la Tabla 5 se puede apreciar el tiempo de restitución promedio de acuerdo con los diferentes tipos de amenaza, **siendo el más largo los incidentes asociados a Clima y Fuerzas Externas, que en un contexto de cambio climático pueden señalar un posible punto de vulnerabilidad creciente** junto con incidentes por Operaciones Incorrectas, asociado posiblemente a baja retención de personal calificado.

**Tabla 5. Promedio de restitución por tipo de amenaza (2010-2023)**

Tipo de Amenaza	Promedio tiempo de restitución (horas)
Clima y Fuerzas Externas	164,96
Corrosión Externa	93,93
Daños por Terceros Involuntarios	79,16
Equipos	2,28
Fatiga	36,91
Operaciones Incorrectas	107,51
Soldadura/Ensamble/Construcción	56,78
Stress Corrosión Cracking	60,62

Fuente: Respuesta de CENIT No. CEN-GCU-3077-2024-E de fecha 24-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR y respuesta de alcance No. CEN-GCU-3998-2024-E de Cenit de fecha 28-05-2024 a la solicitud CGR No. 2024EE0093775 de fecha 21-05-2024.

El costo total que ha implicado la atención de las emergencias desde el año 2013<sup>22</sup> hasta 2023 a pesos constantes correspondió a \$2,1 billones, con un costo promedio de \$193 mil millones anuales y una tendencia creciente en costos, que no se corresponde con el número de incidentes y podría estar indicando un crecimiento en el coste promedio del incidente, **tema que debería ser revisado más en profundidad por la Dirección de Vigilancia Fiscal.**

**Tabla 6. Costo atención de emergencias 2013-2023 hidrocarburos (crudo y refinados) Compañía CENIT**

Año	\$ constantes 2023
2013	105.030.200.609
2014	298.353.687.556
2015	95.332.988.935
2016	121.018.570.039
2017	87.962.297.019
2018	207.333.280.931
2019	355.850.067.687
2020	271.767.609.034
2021	215.460.543.512
2022	155.334.327.966
2023	211.622.844.661
<b>Total</b>	<b>2.125.066.417.949</b>

Fuente: Respuesta de CENIT No. CEN-GCU-3077-2024-E de fecha 24-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR y respuesta de alcance No. CEN-GCU-3998-2024-E de CENIT de fecha 28-05-2024 a la solicitud CGR No. 2024EE0093775 de fecha 21-05-2024.

Otro riesgo a la robustez del sistema son las condiciones mínimas de operación, específicamente lo que respecta a la calidad del crudo. La mínima calidad que acepta el sistema es 18°API y considerando que la mayor parte de los crudos producidos en el país están cerca o incluso debajo de ese límite

<sup>22</sup> Año de creación de CENIT

de calidad, hace necesaria la dilución con Nafta o con crudos livianos, necesidad que será creciente a medida que se agoten los crudos medianos (18° a 32°API) y ligeros (>32°API). Este diluyente no se pierde y puede ser reutilizado pero la confiabilidad de su suministro hace parte de la robustez del sistema y debe poder garantizarse su disponibilidad y transporte a los nodos que lo utilizan.

Finalmente, en caso de agotamiento de campos existentes, en el futuro, tendrían que buscarse alternativas para el uso de la infraestructura de transporte que no se utilice, bien sea reconversión a otros usos o eventual abandono de la misma.

### ***2.2.2.3. Ocupación del sistema.***

Se le preguntó a CENIT por la ocupación en los sistemas tanto de oleoductos como de poliductos, calculada como la razón entre volumen transportado en el año 2023 y la capacidad efectiva del sistema. Para oleoductos se tuvo un promedio ponderado de ocupación de 40,9% por lo que podría considerarse que el sistema aún no presenta necesidades de ampliación si bien hay tramos importantes (de alta capacidad y longitud) con ocupaciones superiores al 85%.

En cuanto a los poliductos el mismo ejercicio arroja una ocupación ponderada para todo el sistema (teniendo en cuenta capacidades y longitudes) de 72,3%. Esto implica que aún se tiene un margen de casi 30% de maniobra en caso de requerir mayores movilizaciones de derivados de petróleo.

#### ***2.2.2.4. Prioridades.***

En el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles (PIAC) la UPME enumera por priorización las problemáticas identificadas en transporte y suministro de combustibles, calificando como de alta prioridad: 1) Suministro a Bucaramanga con poliducto Galán – Lizama ampliando su capacidad desde 23 KBD a 38 KBD; 2) Suministro al sur del país con poliducto Sebastopol - Puerto Salgar; 3) Suministro a Bogotá con poliducto Puerto Salgar – Mansilla trasladando las demanda actual de Mansilla hacia Tocancipá liberando uso de poliducto y 4) Suministro al aeropuerto de Bogotá por ser insuficiente la infraestructura para satisfacer la demanda de combustible de avión.

A pesar de los problemas presentados en el abastecimiento al sur del país, la UPME considera que este asunto es de prioridad media aunque si le da mayor prioridad en el tema de confiabilidad.

Finalmente, mediante Resolución No. 40745 del 20 de diciembre de 2023 el Ministerio de Minas y Energía reglamentó el transporte de Fluidos por Oleoducto Multifásico con el fin de reconvertir algunos oleoductos para desarrollar y viabilizar nuevos modelos operativos de sistemas de conducción, movilización y acarreo de los flujos de producción en campos que no tienen infraestructura disponible para la evacuación, dada la declinación de algunos campos de crudo, infraestructura de baja utilización, también se espera que se pueda reducir el impacto ambiental actual generado por ejemplo por el transporte terrestre, entre otros.

Los fluidos multifásicos en este caso corresponden a la mezcla de gas natural por fuera de especificaciones RUT (calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del sistema de transporte) y crudo en estado líquido, para conducirlos desde los campos productores hasta nuevas facilidades de separación, tratamiento y medición fuera de las áreas de algunos contratos de exploración y explotación, lo que debería redundar en mejoras a la confiabilidad del sistema de transporte si bien inicialmente no se espera un impacto apreciable.

### **2.2.3. Downstream**

### **2.2.3.1. Refinación.**

En cuanto a refinación, como se veía en el apartado de soberanía, las capacidades de producción de gasolina ya fueron sobrepasadas y no se vislumbra en el mediano plazo un incremento de la capacidad de refinación por lo que seguirá en aumento la dependencia en importaciones.

Tal dependencia actualmente no reviste problemática desde el punto de vista de la seguridad energética pues los mercados internacionales son accesibles, se tienen diferentes puntos de importación y los vendedores son múltiples por lo que el suministro del recurso físicamente no tiene barreras aparentes importantes.

Según la UPME, la Refinería de Barrancabermeja acepta una calidad mínima de 24° API y está configurada para procesar crudos livianos y ligeros con niveles de conversión media, es decir que la transformación de crudo a productos livianos ronda el 76% lo que supone una restricción de refinación porque en Colombia la mayoría de crudos son de tipo pesado y por lo tanto se está perdiendo capacidad de producción en livianos que tecnologías con mejor conversión podrían proveer y esto también implica sacrificar la calidad del combustible el cual debe ajustarse a la normatividad ambiental más reciente (Res. Minminas y Minambiente 40103 de 2021) que para gasolina es actualmente 50 ppm de azufre y para diésel 15 ppm, lo que implica

importaciones para mezclar y ajustar tal calidad, si bien logra producir con calidades entre 50 y 90 ppm.

Por su parte, la refinería de Cartagena si procesa crudos pesados de alto contenido de azufre, con un mínimo de 24°API lo cual se identifica como una fortaleza para la seguridad energética del país por la calidad de sus crudos. Su entrada en funcionamiento, una vez ampliada, permitió reducir las necesidades de importación de combustibles de mejor calidad, pero estas no desaparecieron.

Para 2030 entran en vigencia limitaciones más restrictivas de la normatividad señalada anteriormente en calidad de combustibles por lo que las refinерías necesariamente tendrán que hacer inversiones en los próximos 6 años para garantizar el cumplimiento de los nuevos estándares.

#### ***2.2.3.2. Combustibles.***

La UPME elabora el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles (PIAC) con el cual se hace una orientación explícita para los distintos agentes del mercado para sus tomas de decisión en temas de abastecimiento y confiabilidad en el suministro de combustibles.

**La senda de crecimiento en la demanda de gasolina es de 7% anual, que equivale a duplicar la demanda cada 11 años.** Por su parte el ACPM crece el 3,19% anual y duplica su demanda cada 21 años. En 2010 se consumía más ACPM que gasolina en el país, situación que se revirtió a partir de 2020 y a 2023 la gasolina supera en consumo, a pesar de que el diferencial de precios entre ambos productos apunta a incentivar la diselización<sup>23</sup> del parque automotor, fenómeno que ya se presentó en la primera década del presente siglo.

Con ocasión de eventos asociados al paro de 2021 quedó en evidencia que **existen zonas de la geografía nacional vulnerables en cuanto a abastecimiento de combustibles** se refiere. Especialmente el suroccidente del país (Valle, Cauca, Nariño, Putumayo) donde se tienen las plantas de abastecimiento en Yumbo y Mulaló. A raíz de esto, en la Ley 2294 de 2023 (Plan de Desarrollo) en su artículo 246 se dan lineamientos para la construcción de almacenamientos estratégicos en zonas de frontera para gasolina, ACPM y GLP e indica que corresponde a Minhacienda y Minenergía establecer los cargos o márgenes de confiabilidad dentro de la estructura de precios de los combustibles.

---

<sup>23</sup> Cuando la diferencia de precio es lo suficientemente alta, se incentiva el crecimiento de vehículos que consumen el combustible más barato. Actualmente el precio de la gasolina duplica el del diésel.

La situación de 2021 mostró como crítico el abastecimiento en Putumayo desde Neiva, por lo que tuvo que usarse la ruta por Popayán y aun así no se logró llevar la totalidad de combustible necesario. El Minminas indica en sus respuestas a la CGR que, aunque existe la alternativa de importación por Perú, los tiempos son superiores a los del almacenamiento y se presentaría escasez. Neiva es el nodo más importante para el suministro del sur del país y por su parte el Cauca solo tiene una vía de acceso (Panamericana).

Para Bogotá, el mayor consumidor de combustibles del país, se tiene una planta en la ciudad (Puente Aranda) y 2 plantas con almacenamiento estratégico en Tocancipá y en Mansilla. En general, a raíz de los eventos de 2021, se ven falencias en la robustez del sistema de transporte de combustibles especialmente para el sur del país.

De acuerdo con información suministrada por CENIT la capacidad de almacenamiento operativo<sup>24</sup> en combustibles líquidos en el sistema de transporte en Poliductos es de 4.984 Kbls, de los cuales el 73% tiene dedicación para refinados (Gasolina+Diesel+Jet) y el 27% para almacenamiento de Nafta.

---

<sup>24</sup> Es la capacidad de almacenamiento y volumen mínimo de combustibles líquidos derivados del petróleo, biocombustibles y sus mezclas, requerido para equilibrar u optimizar el flujo o tránsito continuo de dichos productos, con el fin de mantener una operación segura, eficiente y adecuada de los sistemas de transporte por poliductos, medios de transporte alternativos y de los sistemas de refinación y/o puertos de importación o plantas de abastecimiento

En temas de almacenamiento estratégico<sup>25</sup> CENIT ha realizado propuestas al Ministerio de Minas y Energía y a la UPME y de acuerdo con análisis realizados por esta compañía se requieren 2.800 Kbls adicionales a las capacidades de almacenamiento operativo y comercial como inventario de seguridad para atender situaciones de crisis o escasez y así cubrir hasta 30 días de consumo ante una salida de operación de la Refinería de Barrancabermeja, o 17 días sobre el total de la demanda nacional.

Referido al almacenamiento estratégico, el MME se encuentra en proceso de expedición del Decreto: *“Por el cual se reglamenta el artículo 246 de la Ley 2294 de 2023 y se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015”*, en relación con el almacenamiento estratégico de combustibles líquidos y sus mezclas con biocombustibles y de Gas Licuado de Petróleo, el cual dará confiabilidad de abastecimiento.

---

<sup>25</sup> Es la capacidad de almacenamiento y el volumen mínimo de combustibles líquidos derivados del petróleo, biocombustibles y sus mezclas, requeridos para garantizar el abastecimiento de uno o varios mercados o regiones, durante un periodo determinado, así como los volúmenes que no podrán ser retirados de la infraestructura del almacenamiento, salvo que se presenten insalvables restricciones en la oferta de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, restricciones en las capacidades de transporte o movilización de combustibles, o demás situaciones que deriven en algún tipo de eventos de escasez

De acuerdo con el PIAC confiabilidad (UPME, 2021), según escenarios base, los volúmenes, los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento y los costos del combustible almacenado, con el fin de asegurar la continuidad del funcionamiento de la cadena de distribución para atender las necesidades en la demanda y generar confiabilidad para el total nacional (por planta de abasto y tipo de combustible) se estiman para 2021-2045 así:

**Tabla 7. Costos indicativos de almacenamiento estratégico 2021-2045**

Total Nacional	Volumen de Almacenamiento (kb)			
	GM	DO	JP	GLP
	1.056	817,12	543,97	343,34
Costos indicativos de almacenamiento estratégico	Costos de Inversión (MUSD)			
	GM	DO	JP	GLP
	112,87	91,383	55,313	55,268
	Costos de Operación y Mantenimiento (MUSD, 20 años)			
	GM	DO	JP	GLP
	40,248	32,586	19,724	19,708
	Costos del combustible almacenado (MUSD, 20 años)			
	GM	DO	JP	GLP
	89,3	69,1	46	29

Fuente: PIAC - confiabilidad, noviembre 2021, UPME.

### **2.2.3.3. Biocombustibles.**

Actualmente la demanda de alcohol carburante es en promedio 9.500 barriles diarios<sup>26</sup> y la capacidad instalada en el país, en 7 plantas, es de 13.548 barriles diarios, lo que implicaría un factor de utilización de 70% y por lo tanto un margen de seguridad para la provisión de etanol para mezcla con gasolina motor, sin embargo debe tenerse en cuenta que por razones de estacionalidad en el cultivo de caña, que es la materia prima del alcohol, debe importarse este en ciertas épocas del año a pesar de tener capacidad subutilizada. Resulta evidente que el sector productor de etanol es vulnerable a la climatología.

Estas importaciones han llegado a sumar en algunos años como 2023 o 2020 más del 60% de la oferta (ver Figura 20). Si se totaliza la oferta desde 2015 hasta 2023 puede asegurarse que el 30,68% del etanol consumido en el país ha sido importado, lo que plantea un reto en la robustez pues se tiene capacidad de producción, pero esta no se puede aprovechar todo el tiempo.

La normatividad colombiana incluye el cálculo de indicadores de abastecimiento para el alcohol carburante, donde se considera insuficiente si se tienen menos de 10 días de inventario, escenario que implica importación<sup>27</sup> o reducción temporal de los niveles de mezcla con los consecuentes efectos

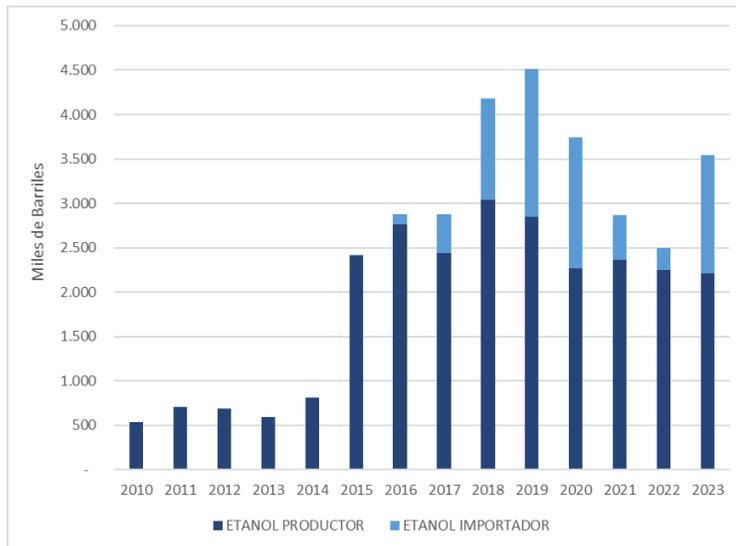
---

<sup>26</sup> Fedecombustibles. Promedio 2023.

<sup>27</sup> Res. Minminas 40565 de 2015. No se encontró un indicador similar para biodiesel.

de aumento de demanda de combustible fósil, aumento de emisiones GEI y reducción de octanaje.

**Figura 20. Oferta de Etanol por tipo de agente (Miles de Barriles/Año)**



Fuente: CGR con datos de MinMinas y Fedecombustibles

Debe anotarse adicionalmente que esa demanda de etanol implica igual cantidad de gasolina que no se requiere en el mercado local, contribuyendo a la seguridad energética al demandar, en promedio, 7%<sup>28</sup> menos de gasolina que si no existieran mezclas.

De manera similar, con el ACPM se hace una mezcla con biodiesel. Existen 10 plantas productoras con una capacidad instalada total de 827 mil toneladas anuales equivalentes a 17.572 barriles diarios de biodiesel. Actualmente la

<sup>28</sup> Es el nivel de mezcla de etanol promedio nacional

demanda de biodiesel es 14.835 barriles diarios por lo que el factor de utilización es del 84,43%. Si bien se hacen algunas importaciones estas representan menos del 1% de la oferta local por lo que en este aspecto si se puede considerar como robusto el segmento de biodiesel en el país.

En términos de asequibilidad, el panorama cambia pues los biocombustibles son significativamente más costosos (ver Tabla 8) que sus equivalentes fósiles por lo que el efecto de las mezclas es el aumento del precio al consumidor final, atenuado por los niveles de mezcla que se emplean (alrededor del 10% dependiendo la zona geográfica).

**Tabla 8. Ingreso al Productor (IP) de combustibles para abril de 2024**

IP Gasolina Motor Corriente \$10.304,70/Galón	IP Alcohol Carburante \$15.835,00/Galón
IP ACPM \$4.770,87/Galón	IP Biodiesel \$16.743,09/Galón

Fuente: UPME

Sin embargo, donde la CGR encuentra posibles debilidades, es en el aspecto económico. Actualmente la metodología del MME para asignar precios a la gasolina y al ACPM se hace, en teoría, mediante el reconocimiento del Costo de Oportunidad de dichos combustibles, el cual implícitamente reconoce las variaciones de precios internacionales y las asigna, con rezago, a los precios internos. Este tipo de cálculo de precio es deseable porque ante escenarios futuros de aumento de importaciones los subsidios que

actualmente son internos pasan a ser reales para lograr la importación requerida. El problema surge porque **continuamente, ante subidas de precio, se descarta la metodología para no impactar abruptamente al consumidor, incurriendo nuevamente en subsidios de tal forma que se crea un déficit que con el tiempo tiene que ser saneado acudiendo a mecanismos como emisión de deuda.** Esto además de ser ineficiente, no es compatible con precios transparentes (ver sección sobre ODS) y aunque puede favorecer la asequibilidad también compromete las finanzas públicas.

### 2.3. Resiliencia

En este aspecto se analizan los retos que tiene el sector petrolero ante cambios importantes como son la transición energética, políticas gubernamentales que lo afecten, compromisos internacionales como los Acuerdos de París, entre otros. Es en cierta medida una visión de largo plazo en cuanto a seguridad energética se refiere.

#### 2.3.1. Crudo

Si se considera la autosuficiencia petrolera vista en el apartado de Soberanía, es claro que el agotamiento de la producción exportable ocurriría cerca del año 2030 y a medida que se agota el crudo comenzaría a importarse

petróleo retornando a la condición de país importador que imperaba antes de los descubrimientos de Caño Limón y Cusiana.

Los yacimientos actuales del país, incluso los considerados agotados, aún tienen crudo. El petróleo in situ<sup>29</sup> para todo el país se calcula en 67 mil millones de barriles. Debe recordarse que las reservas son la parte recuperable del petróleo in situ en el yacimiento, factor que usualmente es bajo. En Colombia el factor de recobro real (FR) histórico es 15.8% (Ministerio de Minas y Energía, 2022) y por su parte la ANH en su informe de Reservas y Recursos Contingentes (ANH, 2023) indica que el FR entre 2021 y 2022 mejoró de 21% a 23%. Para comparación, en el mundo el FR está alrededor del 35% pero este depende bastante de la geología, tecnología y precios del petróleo por lo que no quiere decir que Colombia esté rezagada necesariamente.

Una modificación en el FR implica mayores cantidades de reservas recuperables. **Un incremento de 1% en el FR es equivalente a incorporar 674 millones de barriles al saldo de las reservas existentes,** por lo que la priorización de la mejora de dicho factor debe ser el eje de la política petrolera en el largo plazo pues, aunque importante, la incorporación

---

<sup>29</sup> OOIP: Original Oil in Place es un concepto volumétrico y es el petróleo que contiene un yacimiento. Las reservas es un concepto económico y es aquel petróleo del OOIP recuperable con la tecnología y condiciones económicas actuales.

de nuevas reservas tiene un componente alto de riesgo mientras que el FR se trabaja sobre lo ya conocido.

Hoy en día existen algunos mecanismos como incentivos a la producción incremental de petróleo, con menores tasas de regalías, pero son necesarios otros que estimulen adicionalmente a los productores del país.

En el tema de reservas también existe la clasificación de Recursos Contingentes, aquellos volúmenes de hidrocarburos aún no considerados como reservas, que han sido descubiertos, se sabe que son potencialmente recuperables, pero no se han podido desarrollar y no se consideran comerciales aún por alguna razón que puede ser de tipo ambiental o social, técnico, económico, legal o contractual o por finalización de contratos. Valga decir que a diciembre 31 de 2023 los recursos contingentes ascienden a 2.783 MMBbls que, si se eliminan las contingencias, pueden duplicar el volumen de reservas actual.

**Tabla 9.** Recursos contingentes 3C de petróleo por tipo de contingencia

Contingencia	Volumen (MMBbls)	Porcentaje
Ambiental y/o social	1.208	43%
Legal y/o contractual	576	21%
Económica	542	19%
Técnica	382	14%
Finalización de contrato	75	3%
<b>TOTAL</b>	<b>2.783</b>	<b>100%</b>

Fuente: ANH

Por otra parte, el MME anunció, en la presentación del Informe de Reservas y Recursos 2023 el 24 de mayo de 2024, una serie de 13 medidas para aumentar la producción y desarrollo de los recursos contingentes:

1. Coordinación interinstitucional mediante un comité conformado por los actores del sector petrolero a nivel gubernamental e incluyendo gremios del sector, para implementar estrategias de seguimiento a las reservas y superación de las contingencias relacionadas en la Tabla 9.
2. Expedir el Acuerdo 06 de 2023 el cual incentiva la exploración de hidrocarburos en contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, mediante la extensión de plazos para las fases exploratorias, la reducción de garantías por actividad adicional y la reconversión de contratos de YNC entre otros.
3. Expedir el Acuerdo 03 de 2023, con el cual la ANH puede contratar la operación y administración de activos productivos que pasen a propiedad de la Nación.
4. Expedir la Resolución 40745 de 2023 que reglamenta y habilita los oleoductos multifásicos como ya se analizó en el apartado de robustez *midstream*, aunque se espera que su impacto sea más hacia el desarrollo del subsector gas.
5. Expedir resoluciones para: A) la modificación de la Res. 181495 de 2009 que busca modernizar medidas en materia de exploración y

- producción de hidrocarburos; B) para incentivar proyectos de recobro mejorado y producción incremental; C) para establecer requisitos para la presentación, evaluación, priorización y asignación de recursos para proyectos de infraestructura de gas combustible; D) para habilitar mecanismos que faciliten la comercialización de proyectos offshore; E) para reglamentar la habilitación de operadoras en procesos de fortalecimiento, que tengan capacidad de explotar activos productivos.
6. Adelantar reconversión de oleoductos para optimizar uso y agilizar comercialización de descubrimientos vinculados a contratos y convenios vigentes.
  7. Fortalecimiento de la presencia institucional en el territorio, a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos E.T.H. con el objetivo de abordar causas de conflictividad social, orden público y medioambiental en contratos vigentes, lo cual impactaría positivamente en el aspecto de soberanía en la seguridad energética.
  8. Fortalecer la estrategia de reactivación de contratos suspendidos y mitigación de riesgos de nuevas suspensiones de contratos y convenios vigentes.
  9. Seguimiento al Factor de Recobro FR actual, el cual se explica más adelante, y el factor último esperado de los campos en explotación dentro de contratos y convenios vigentes.

10. Identificación y clasificación de recursos descubiertos no desarrollados, y campos sin operación de contratos y convenios vigentes, para diseñar estrategias que recuperen su comercialidad.
11. Identificación de campos vigentes a los que se les pueda extender el límite económico.
12. Desarrollo de un programa integral de acompañamiento interinstitucional que facilite y promueva la superación de contingencias en los recursos descubiertos a corto, mediano y largo plazo con el objetivo de incorporar reservas en contratos y convenios vigentes.
13. Fortalecer el seguimiento de la actividad exploratoria en áreas previamente asignadas y en contratos y convenios vigentes para hacer más eficiente la operación de los mismos.

Es dicente cómo **todas las estrategias son para aplicar a los contratos ya firmados, confirmando de manera tácita la política del gobierno actual de no firmar nuevos contratos de exploración en el país**. En otras palabras, se pretende mejorar la eficiencia de lo ya existente y cualquier nuevo descubrimiento tiene que provenir de las áreas ya asignadas. En el apartado de Robustez-Contratos y Áreas se hace el resumen de las implicaciones de esta medida.

### **2.3.1.1. Fracking.**

Tal vez la manera más expedita de adicionar reservas sin otorgar nuevas áreas para exploración y considerando las limitaciones de la explotación convencional, incluida la recuperación secundaria y terciaria que se le puede hacer a los yacimientos convencionales, sea la implementación del fracking en yacimientos no convencionales en el país.

El fracking no es una tecnología reciente y se viene empleando desde hace décadas en la industria del petróleo, mayormente en yacimientos convencionales, en los cuales el objetivo era fracturar la roca productora, donde está almacenado el hidrocarburo, para mejorar las condiciones de permeabilidad y poder recuperar una mayor cantidad de crudo y gas.

Pero ese uso del fracking ha sido llevado a su utilización en yacimientos no convencionales, que son aquellos que contienen el petróleo en la roca donde se origina (roca madre) la cual suele ser de muy baja permeabilidad (normalmente son lutitas también llamadas *shales*).

Se sabe que los volúmenes de hidrocarburos en la roca madre son mucho mayores a los que terminan llegando por migración a las rocas almacenadoras

o productoras<sup>30</sup> pero hasta hace relativamente poco tiempo, explotar dichos recursos tenía costos prohibitivos dada la tecnología necesaria para perforar en esas rocas pues se necesita que los pozos sean horizontales y se requieren grandes presiones para introducir agua con agentes que impiden que las fracturas se cierren, transformando la roca madre en roca productora.

En Colombia es un asunto aún en controversia, pues legalmente no se ha prohibido el fracking no convencional, si bien hay iniciativas legislativas al respecto. Por el momento hay una moratoria y los Proyectos Piloto programados para despejar las incógnitas respecto a si la implementación del fracking es viable en Colombia, se encuentran suspendidos y no se espera que la situación cambie hasta 2026.

Se presenta en la Tabla 10 el potencial de recursos no convencionales que el fracking posibilitaría. Debe prestarse especial atención a las reservas P<sub>90</sub> que serían las mejor calculadas y que en total sumarían cerca de 18 mil millones de barriles de petróleo equivalente, eso son 9 veces las reservas con las que cuenta actualmente el país y es un potencial que no debería subestimarse.

**Tabla 10. Recursos No Convencionales (MBbls Equivalentes)**

---

<sup>30</sup> Toda roca productora tiene asociada una roca madre, la cual puede o no estar cerca en términos de profundidad y de distancia.

Recurso	P <sub>10</sub>	P <sub>90</sub>	P <sub>50</sub>
Hidratos de Gas Metano	13.039	843	3282
Gas Asociado a Carbón	12.604	125	2.519
Arenas bituminosas	151.173	3.455	20.428
Shales – Lutitas	91.078	60	2.220
Arenas apretadas	1.089	0.9	44.3
Crudos pesados	388.654	14.224	71.384
<b>TOTAL</b>	<b>657.637</b>	<b>18.707</b>	<b>99.833</b>

Fuente: (Vargas, 2012)

### **2.3.1.2. Reversiones.**

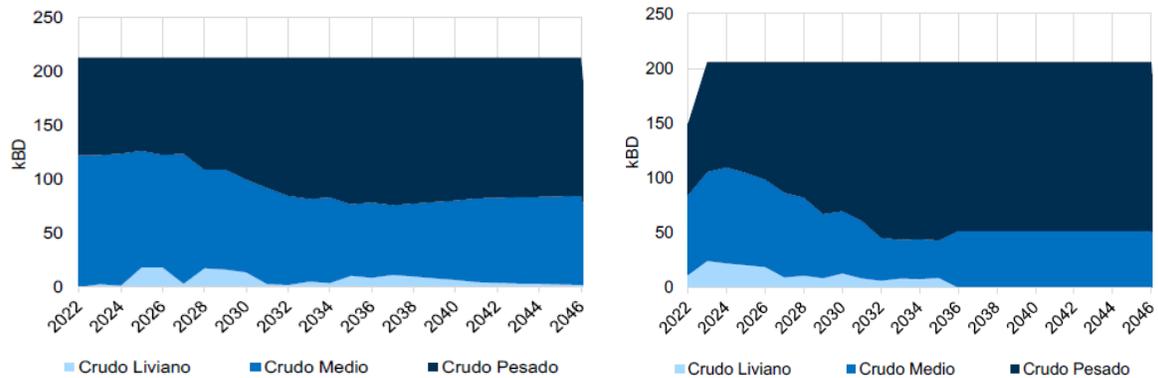
En el caso de las reversiones de contratos petroleros no existe aparentemente una normatividad y metodología eficaces para determinar la continuidad de la explotación. La CGR hace un llamado para la revisión de este tema pues el ordenamiento actual no permite plantear alternativas para la continuación de la explotación de estas áreas que se encuentran en producción (pozos productivos) por finalización o renuncia de los operadores al periodo de producción, y para que se garantice la continuidad de la producción evaluando el beneficio o no para la Nación. Es producción petrolera que ayuda en alejar la pérdida de autosuficiencia.

### **2.3.2. Refinación**

Las proyecciones de carga de crudo elaboradas por la UPME muestran a futuro un agotamiento de la disponibilidad de crudos livianos y una distribución de cargas donde predomina el crudo pesado, especialmente para

la refinera de Barrancabermeja, y el crudo mediano para ambas refineras (ver Figura 21).

**Figura 21. Cargas proyectadas de crudo en las refineras de Cartagena (Izq.) y Barrancabermeja (Der.)**



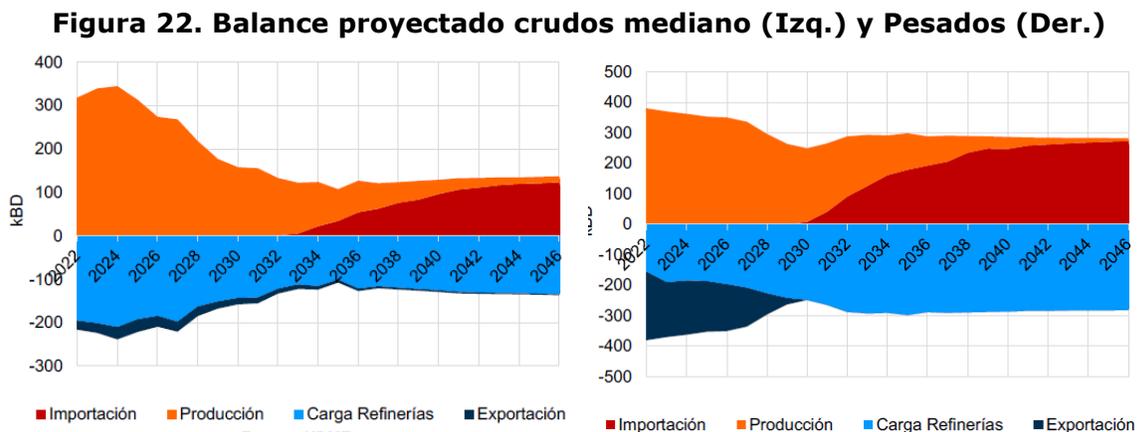
Fuente: UPME

Cabe entonces preguntarse si la producción de crudos medios será suficiente en el futuro o, como en el caso de combustibles, será necesaria la dilución para ajustarse a los mínimos requeridos de carga de las refineras, en cuyo caso probablemente la importación sea la única alternativa viable a pesar de que Ecopetrol tiene la visión estratégica 2040 en la cual la producción de crudo se mantiene entre 700 y 750 kbpd hasta dicho año, cantidades más que suficientes para no requerir importación para refinación.

Al respecto de estas inquietudes Ecopetrol afirma que a medida que se agote la disponibilidad de crudo de campos nacionales aumentará el costo de la dieta de cada refinera, lo que reduce el margen económico de refinación.

Es sin duda una oportunidad para que los costos tiendan a la transparencia, dado que la integración vertical de Ecopetrol puede ocultarlos.

La UPME hace lo propio en el PIAC al mostrar los balances proyectados de crudos medianos y pesados donde es clara la necesidad de importación desde 2033 para medianos y 2030 para pesados (ver Figura 22).



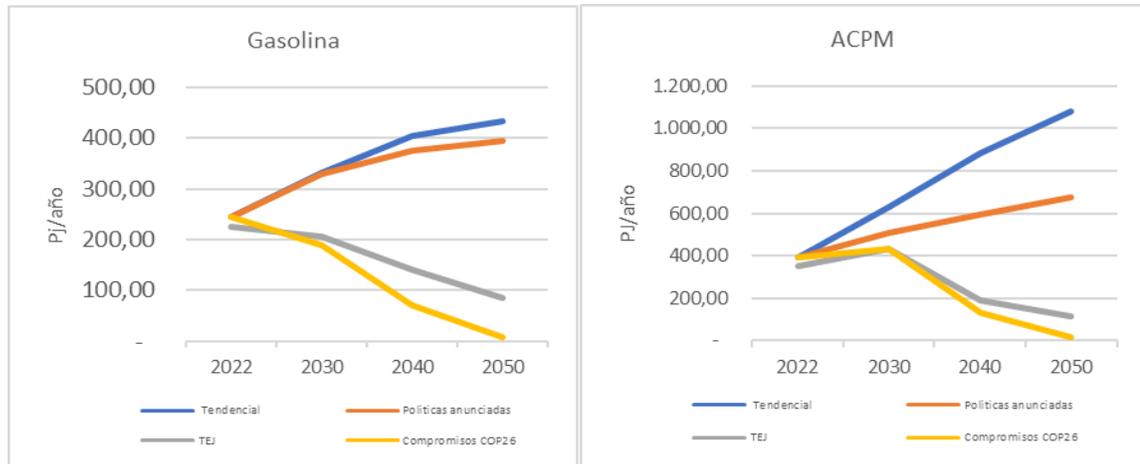
Fuente: UPME

### 2.3.3. Combustibles

Con el aumento de transporte eléctrico y otras iniciativas de Transición Energética se espera que disminuya la presión sobre la demanda de combustibles líquidos, sin embargo, el propio crecimiento de la economía y su correlación con la demanda de energéticos implica que no caiga esta para los energéticos fósiles, simplemente aumentará de manera ralentizada como bien se puede apreciar en los escenarios Tendencial y Políticas Anunciadas que

elaboró la UPME para la hoja de ruta de la Transición Energética Justa TEJ (ver Figura 23).

**Figura 23. Escenarios energéticos 2022-2050 de consumo de energía (PetaJulios/Año)**

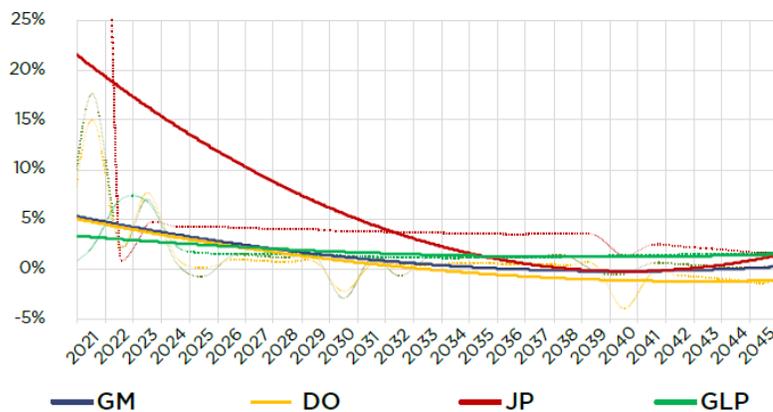


Fuente: CGR con datos UPME

En los otros dos escenarios si abatiría la demanda especialmente después de 2030 sin embargo considerando que las condiciones para esto dependen de importantes cambios en la matriz energética, es razonable admitir que el futuro de consumo de combustibles será más parecido a los dos primeros escenarios, lo que plantea desafíos de provisión de la demanda futura y posibles importaciones crecientes, lo que conlleva a futuros riesgos de seguridad energética que deben ser resueltos o al menos planteados y atenuados en los próximos años.

La prospectiva de demanda nacional de combustibles muestra una tasa de crecimiento (ver Figura 24) cada vez más reducida hasta que, a finales de los años 30, se tendría el punto de inflexión con la tasa cero para pasar a una época de crecimiento negativo, atribuible a la ralentización del crecimiento demográfico, de la economía y por sustitución de combustibles por otras fuentes energéticas (UPME, 2021).

**Figura 24. Tasas de crecimiento de la demanda nacional de combustibles derivados**



Fuente: UPME

En todos los escenarios futuros el país inevitablemente pierde su autosuficiencia de combustibles, aunque Ecopetrol cuenta con proyectos en fase de maduración que aumentarán la producción de gasolinas de 80 kbpd actuales a 115 e incluso 130 kbpd que si bien cierran la brecha con las necesidades de importación estas no desaparecerán.

**Lo anterior implica que el sistema de precios de los combustibles en Colombia debe ser transparente para que no se asuman subsidios ni implícitos ni explícitos**, tal y como es el compromiso respecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Actualmente el sistema o política de precios, con intermediación del Fondo de Estabilización de Combustibles, intenta proteger al consumidor de la volatilidad y alzas importantes respecto a las referencias de precio internacionales; política que es costosa (\$100 billones de pesos en lo que lleva de funcionamiento<sup>31</sup>) y que no está comprometida con los ODS, por lo que las autoridades deberán evaluar, eventualmente, la completa liberación del precio de los combustibles, con la consecuente desaparición del FEPC o al menos la adaptación del mismo para que no solo refleje los precios de oportunidad correspondientes sino que su actualización sea más expedita pues actualmente el rezago es de 1 mes.

La UPME en el PIAC proyecta precios futuros crecientes para todos los combustibles y petróleo (basándose en las proyecciones de la EIA para precios del mercado local de EEUU, que es el referente para el cálculo del ingreso al productor en Colombia), esto implica subsidios crecientes si no se eliminan de los esquemas de precios de combustibles nacionales.

---

<sup>31</sup> Contraloría General de la República-CGR, Artículo Serie Virtual 100 años CGR: Actualidad del Fondo de Estabilización de Precios de Los Combustibles-FEPC en Colombia, CGR, agosto de 2023.

#### **2.3.4. Colombia como miembro de la AIE**

Colombia desde 2021 tras ser aceptada su solicitud para iniciar el proceso formal de adhesión como miembro de la Agencia Internacional de Energía-AIE<sup>32</sup>, ha cumplido con una serie de requisitos protocolarios dentro de los cuales está la expedición del Decreto 1505 del 4 de agosto de 2022: *"Por el cual se crea la Comisión Intersectorial para las emergencias nacionales o internacionales relacionadas con el abastecimiento de hidrocarburos"* y el Decreto 1648 de 2022 del 6 de agosto de 2022: *"Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con medidas para atención de las emergencias de abastecimiento de hidrocarburos y combustibles líquidos"*. Sin embargo, aún tiene pendientes algunos requisitos, éstos son:

- Política general de emergencias para una posible interrupción en abastecimiento de hidrocarburos.

- Capacidad para recolectar información del sector hidrocarburos a través de un sistema integrado.

- Regulación que permita la restricción de la demanda de hidrocarburos hasta en 10%.

---

<sup>32</sup> La AIE con sede en París fue creada en noviembre de 1974 por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

-Constituir y mantener reservas de crudo.

De ser aceptado como miembro se mejora, en teoría, la seguridad energética aportando a la soberanía de sus recursos, dado que blindará al país en un mayor grado ante una eventual crisis energética global.

### **3. Seguridad Energética En El Sector Gas**

El análisis de la seguridad y confiabilidad del gas combustible en este estudio se adelanta según el estado del subsector y proyecciones en cada eslabón de la cadena de valor y según los criterios definidos en el marco teórico presentado, el cual se desprende del Plan Energético Nacional-PEN Ideario energético 2050 elaborado por la UPME en el 2015, en el que establece que debe haber un balance en tres dimensiones básicas: Soberanía, Robustez y Resiliencia.

La importancia del gas combustible en Colombia radica en que aporta una quinta parte de la canasta energética, ocupando el segundo lugar después del petróleo. El sector lo componen el gas natural -GN- y el gas licuado de petróleo -GLP-.

**Gas natural GN.** Es una mezcla de gases de gran poder calorífico, cuyo principal componente es el metano, asociado con pequeñas cantidades de etano, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y vapor de agua; se transporta por redes de tubería para llegar a los diferentes sectores que lo utilizan, es un servicio público sobre el cual el gobierno debe garantizar el abastecimiento en condiciones de oportunidad y calidad.

**Gas licuado de petróleo GLP.** Proviene de la mezcla de dos hidrocarburos principales: el propano y el butano, conocido como gas en cilindros o pipetas, y se obtiene a partir del proceso de refinación del crudo o del proceso de separación del crudo o gas natural en los campos de extracción. La demanda se cubre en un 80% con producción nacional, en la que Ecopetrol aporta un 84%; el restante 20% con importaciones.

El consumo de GLP representa tan solo el 15% del consumo total de gas en el país, y en su mayoría corresponde al sector residencial (74%), seguido del industrial (13%), comercial (7%) e institucional (6%). Tomando en cuenta el bajo porcentaje que representa el GLP, el análisis respecto a la seguridad energética se centrará en lo relacionado con el GN.

Más adelante se presentan aspectos relacionados con el balance oferta demanda, el consumo por sectores y el sistema de transporte de gas por redes de tubería.

Desde la expedición del Decreto 1056 de 1953 que declaró de utilidad pública la industria del petróleo, incluyendo las actividades de exploración y explotación de gas natural, ha habido un desarrollo normativo que propende por asegurar la confiabilidad, la calidad, oportunidad y sostenibilidad del

servicio público esencial de gas combustible, tal como aparece en el artículo 365 de la Constitución Nacional, en la Ley 142 de 1994 y en los Decretos 2100 de 2011 y 1073 de 2015.

En la Figura 25 se ilustra la interacción de las entidades a cargo del tema y las normas que aplican para las diferentes actividades:

**Figura 25. Esquema generalizado de normatividad aplicada al PAGN 2023-2038**



Fuente: Documento PAGN 2023-2038 UPME

La exploración y producción de gas, que permite atender la demanda de los sectores con producto nacional, representa un asunto de seguridad de abastecimiento, lo que debe garantizar el Estado, pero además genera ingresos por regalías e impuestos para soportar inversiones sociales del gobierno, aumenta los ingresos por inversión extranjera directa y dinamiza la economía. En la Tabla 11 se presentan los valores girados a la ANH por concepto de regalías de gas, entre 2014 y 2022, donde se registra una dinámica importante iniciada en el año 2014 de \$388,1 mil millones para alcanzar \$1.144,0 en el 2023. Ver Tabla 11.

**Tabla 11. Regalías de gas 2010-2023 en millones de pesos**

Año	Valor
2014	388.147
2015	481.029
2016	478.250
2017	385.669
2018	423.939
2019	594.496
2020	711.552
2021	834.412
2022	1.001.783
2023	1.144.059

Fuente: Elaboración CGR con respuesta de Ecopetrol solicitud 2024EE0060183 del 16 de abril de 2024

Para el año 2022, la ANH reporta regalías causadas en relación con hidrocarburos por \$10.72 billones de pesos, las cuales \$1 billón corresponde a gas natural y si bien estas son menores, los recursos que ingresan al

presupuesto permiten atender programas de inversión, especialmente inversión social en los territorios.

Los proyectos de inversión en exploración y explotación de gas natural se encuentran enmarcados dentro de la exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos de la nación y fueron analizados en la sección

La ANH, además de recaudar los recursos por concepto de regalías, ejecuta apropiaciones en su presupuesto de inversión para adelantar el estudio de los recursos disponibles en las diferentes áreas identificadas con proyección de hidrocarburos, lo cual ha sido fundamental para encaminar los esfuerzos institucionales y atraer la inversión privada.

Es importante anotar aquí que existen temas comunes de análisis en petróleo (capítulo anterior) y gas, por lo que a continuación se presentarán solo aquellos que revisten diferencias sustanciales o particulares. Temas que no distinguen por tipo de hidrocarburo como estado de la contratación, inversión extranjera directa, inversión pública e indicadores de exploración ya fueron tratados en la sección de petróleo y no se analizarán en esta sección.

### **3.1. Soberanía**

Desde la perspectiva de Soberanía energética y considerando la cadena del gas, se analiza la dependencia externa y la independencia energética sobre la base de producción, donde son fundamentales las reservas de gas natural y los activos de confiabilidad disponibles para garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas que obliguen a utilizar mayores volúmenes de gas natural para que las plantas térmicas funcionen y evitar traumatismos a la economía. Otros aspectos que se analizan tienen que ver con la propiedad de los campos de producción, donde Ecopetrol aparece con un 72.3%, Canacol posee el 21.8% y otros campos menores tienen el 6%. De concretarse la compra de los activos de Canacol en Colombia, Ecopetrol pasaría a tener el 94% de la producción nacional. También se abordarán temas relacionados con los mantenimientos programados y/o de emergencia, tanto de productores como de transportadores, resaltando que no se ha afectado al sector por atentados contra la infraestructura.

#### **3.1.1. Planes Nacionales de Desarrollo**

##### ***3.1.1.1. Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014.***

Aun cuando no se encuentra explícita , una política de seguridad y confiabilidad para el sector, el gas combustible encuentra espacio en éste

dentro de la locomotora de desarrollo minero y expansión energética, con el programa de garantía de abastecimiento de hidrocarburos y energía eléctrica, determinándose unos indicadores y metas para aprovechar responsablemente los recursos naturales, imprimiendo una dinámica a la promoción de áreas y suscripción de contratos, actividad de exploración que permitiera la perforación de pozos y aumento de la capacidad de transporte de gas; de manera que se pudieran aumentar las reservas de hidrocarburos y al tiempo avanzar en la construcción de infraestructura para distribución e importación.

En éste se reconoce que el racionamiento del servicio del gas natural durante la ocurrencia del fenómeno del niño de 2009 a 2010 obligó a una intervención estatal de manera que se pudiera asignar el gas natural a los sectores prioritarios de consumo, principalmente en el interior del país, donde se tenía una escasez del producto, exacerbada por restricciones en la capacidad de transporte.

Es en este periodo donde se emite el Decreto 2100 de 2011, por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural con disposiciones expresas para sortear la escasez del producto, la atención prioritaria de la demanda de gas para consumo interno, certificación y publicación de reservas y declaración de producción, así como para las exportaciones e importaciones.

La responsabilidad asignada a la UPME de realizar el estudio técnico para la adopción de un plan de abastecimiento de gas natural responde a esa situación y se comenzó a estructurar el proyecto de infraestructura de regasificación en la costa atlántica que brindaría confiabilidad de suministro a las plantas de generación térmica, escogiendo a la Sociedad Portuaria del Cayao (SPEC), para desarrollar el objeto, quienes para el año 2015 terminaron el proyecto y en 2016 realizaron la primera importación de GNL.

Los indicadores y metas establecidas para la seguridad y confiabilidad del subsector se relacionaron con el PIB de gas domiciliario, donde no se indicó meta, pero sobre una línea base año 2010 de \$1,54 billones se pasó a \$2,04 billones en 2014; los nuevos contratos exploratorios de hidrocarburos proyectados en 205, alcanzaron un nivel de cumplimiento del 77% y los nuevos pozos exploratorios calculados en 574 se materializaron en un 91.99%; la producción promedio diaria de gas natural estimada en 1.350 MPCD, llegó a 1.043 MPCD. En el aumento de la capacidad de producción no se obtuvo mayor avance y el almacenamiento estratégico de combustibles que brindara seguridad y confiabilidad de suministro a zonas de frontera no se materializó.

En estos años, se avanzó en la ampliación de capacidad de transporte de gas natural y la meta de transportar 1.375 MPCD se logró en un 95.82%, conectando el gas proveniente de los campos de producción hasta los principales centros de demanda, principalmente en el interior del país.

### ***3.1.1.2. Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.***

Aun cuando no se establece una política específica de seguridad y confiabilidad energética, se continúa con el impulso al sector, con rondas y procesos de asignación de áreas para la suscripción de contratos que permitieran incrementar la exploración y producción de recursos hidrocarburíferos, estableciendo dentro del objetivo de consolidar el desarrollo minero energético para la equidad regional, la expansión y consolidación del mercado de gas combustible incorporado en el título de competitividad e infraestructura estratégica, determinando la adopción dentro del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura – PIEC de gas natural la garantía de abastecimiento futuro de gas natural, la construcción de plantas de regasificación, la explotación de yacimientos de gas metano asociado al carbón y explorar la posibilidad de importar gas desde Venezuela; así como la expansión del sistema de transporte de gas natural para proyectos de confiabilidad.

Para GLP se consideró el diseño de reglas para impulsar el uso de este combustible en sectores diferentes a los tradicionales, como la utilización como combustible vehicular, adoptar una estructura de puertos, ductos y sistemas de almacenamiento estratégico cercanos a los principales centros de consumo, de manera que se mantengan reservas, principalmente de gasolina, Diesel y GLP, para garantizar la confiabilidad en el suministro; así como precios menos volátiles para asegurar el abastecimiento confiable de la demanda.

Los indicadores y metas establecían avanzar en el proyecto de confiabilidad de la regasificadora de la costa pacífica, el incremento de la actividad exploratoria con nuevos pozos perforados y kilómetros de sísmica , pero la caída de los precios internacionales del petróleo frustró las inversiones proyectadas y frenó la actividad exploratoria, disminuyendo la renta petrolera; finalmente los resultados en términos de incremento de reservas, montos de inversión y número de pozos exploratorios no fueron los esperados.

### ***3.1.1.3. Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.***

Se incorpora dentro del Pacto por los recursos minero energéticos, una línea de política denominada Seguridad energética para el desarrollo productivo, en la cual se establece la búsqueda de un suministro eficiente de energéticos a corto, mediano y largo plazo, de manera responsable con el

medio ambiente y las comunidades, que contribuya a la competitividad del país y a la calidad de vida de los ciudadanos, promoviendo la inversión privada en el sector minero-energético y sus encadenamientos productivos como un mecanismo para generar precios competitivos e impulsar el crecimiento económico, crear empleos formales y de calidad, además de generar recursos para el desarrollo de proyectos sociales, ambientales, productivos y de infraestructura en los territorios; lo cual apoyaría la construcción de una matriz energética sostenible, diversificada con energéticos complementarios y resiliente al cambio climático<sup>33</sup>.

Para garantizar la seguridad energética se determinaron objetivos dirigidos a la promoción de nuevas tendencias energéticas, como las renovables, para complementar, diversificar y hacer más resiliente la matriz energética, contribuyendo a reducir la vulnerabilidad por eventos macroclimáticos e incrementar la seguridad de suministro y la confiabilidad. También se apuntó a propiciar la competencia, atender la demanda en cantidad, calidad, oportunidad y precios eficientes, e incentivar el desarrollo económico y social del país y aprovechar los mercados energéticos internacionales.

---

<sup>33</sup> Bases del PND -2022

Sin embargo, los indicadores y metas establecidos se limitaron al mantenimiento del nivel de reservas y producción de gas, pozos exploratorios y sísmica; así como nueva infraestructura para el comercio internacional de combustible, insistiendo en la construcción de la Regasificadora del Pacífico, la cual debía entrar a operar en el año 2023.

En este periodo se presentó una desaceleración de la actividad económica por efecto de las medidas implementadas para contener la propagación del COVID-19 y el sector hidrocarburos lo padeció profundamente, las reservas probadas de gas natural disminuyeron de 3.782 GPC que se certificaron en el año 2018 a 2.817 GPC en el 2022 pero la producción promedio se mantuvo alrededor de los 390 GPC, presionando a la baja al no realizarse nuevas incorporaciones.

#### ***3.1.1.4. Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026.***

Se establecen 4 transformaciones que desarrollan la política de limitar las actividades extractivistas, pero se reconoce que el gas combustible debe ser protagonista importante, mientras se consolidan las fuentes no convencionales de energías renovables -FNCER.

La transformación productiva, internacionalización y acción climática, contiene el eje de transición energética justa y el discurso gira en torno a acelerar la penetración de energías renovables en la matriz, indicando que se garantizará el abastecimiento de gas y los energéticos requeridos para la seguridad energética y la confiabilidad, desarrollando la infraestructura necesaria para llevar los energéticos desde la fuente hasta la demanda y se establecerán los lineamientos de política y las medidas regulatorias para determinar las condiciones de prestación del servicio de los sistemas de almacenamiento energético, impulsando entre otros, la infraestructura de almacenamiento estratégico de combustibles líquidos y GLP en zonas de frontera.

Para los contratos de exploración y producción vigentes, indican un monitoreo a sus resultados para evaluar el balance oferta/demanda del gas y crudo necesarios para tomar decisiones, garantizando la seguridad energética de corto, mediano y largo plazo y buscando promover el uso y aprovechamiento eficiente de estos energéticos.

Se pregona la prestación del servicio en condiciones de oportunidad y calidad, así como la ampliación de cobertura para usuarios de estratos 1 y 2 y poblaciones rurales, pero considerando que las reservas probadas de gas natural han disminuido y el balance indica que alcanzan 6.1 años, ahora se

busca impulsar medidas regulatorias que incentiven la exploración y producción de gas, para lo cual es imperativo que las empresas cuenten con seguridad jurídica para traer sus inversiones al país y desarrollar los proyectos.

El subsector gas tiene definido el indicador de segundo nivel, denominado Nuevos usuarios residenciales conectados al servicio de gas con una línea base de cero (0) y meta de 1.500.000. Al respecto, es necesario expresar que en el país existe información institucional sobre los usuarios de gas, discriminados por sector, con lo cual se pudo establecer una línea base. Además, para llegar a esa meta no se establecen unos indicadores complementarios, que serían el incremento en las reservas y la producción de este combustible.

### **3.1.2. Índice R/P**

El comportamiento de las reservas probadas frente a la producción comercializada nos lleva al indicador R/P, en el cual se pasa de 13,9 años en el 2011 a 7,7 en el 2020 para subir ligeramente en el 2021 a 8 años y caer nuevamente en el 2022 y 2023 respectivamente, ubicándose en 7,2 y 6.1 años, respectivamente.

### **3.1.3. Autosuficiencia en gas**

Según los agentes, Colombia es un país autosuficiente en gas natural en el corto y mediano plazo, cuando las reservas probadas cubren el consumo de los sectores que lo utilizan en condiciones normales donde el aporte térmico a la generación de energía se mantiene constante. Sin embargo, con el fin de garantizar el abastecimiento de la demanda esencial con la producción nacional, se proyectó la construcción de facilidades de importación y se construyó la planta de regasificación de la costa Atlántica para atender la demanda de las termoeléctricas de esa región (TEBSA, Termocandelaria y Prime Termoflores,) con la cual estas disponen del gas que requieren para garantizar sus obligaciones de energía firme. La generación eléctrica con gas representa el 15% de la capacidad instalada total.

Un indicador que pueda explicar la capacidad que tiene el país para atender la demanda de gas natural en mediano y largo plazo, será un análisis cualitativo y cuantitativo entre las reservas probadas y cómo se comportan la producción y el consumo. Donde se visualizará el porcentaje de combustible que hará falta para atender el consumo, de conformidad con las proyecciones de demanda calculadas por la UPME en los diferentes escenarios.

Como indicador se puede usar el Índice de Dependencia Externa definido como la proporción de gas natural importado frente a la demanda en un periodo determinado y que se presenta en la Tabla 12.

**Tabla 12. Dependencia externa GN (MPC). 2010-2022.**

Años	Consumo MPC	Importaciones MPC	Dependencia externa (%)
2010	166.768	0	0
2011	185.838	0	0
2012	187.682	0	0
2013	202.062	0	0
2014	199.623	0	0
2015	189.621	0	0
2016	208.949	500	0,2
2017	206.777	395	0,2
2018	204.431	10.125	5,0
2019	198.677	6.012	3,1
2020	189.243	13.398	7,1
2021	199.136	1.718	0,9
2022	207.648	1.131	0,5

Fuente: Elaboración CGR con datos del BECO-UPME

La dependencia externa o independencia energética es la capacidad que tiene un país para atender su consumo con producto nacional y en ese sentido observamos que desde el año 2016 se ha importado gas natural, incrementándose los volúmenes en épocas críticas de baja hidrología, cuando se requiere que las plantas térmicas entren a generar la energía faltante en el sistema hidroeléctrico . Los valores por encima de cero implican que se encuentra comprometida la independencia energética y el mayor porcentaje

obtenido fue en el año 2020, explicado en parte por las medidas adoptadas para enfrentar la pandemia del COVID-19.

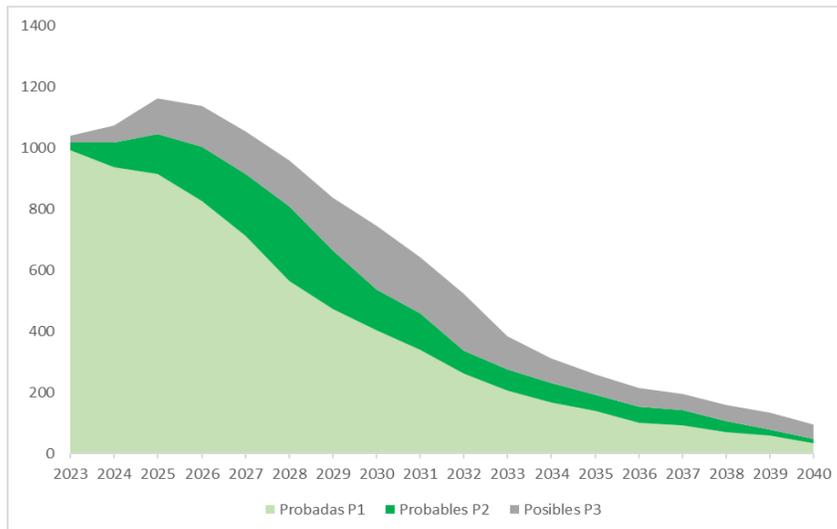
Para los años 2022 y 2023, y con la información del gestor del mercado de gas natural, observamos cantidades importadas que corresponden a 3,4 MPCD y 88,9 MPCD, respectivamente, lo que equivale a 1.131 MPC y 32.449 MPC, un incremento del 31.317 MPC entre los dos años, que equivale al 2.868%<sup>34</sup>.

Las medidas que se adopten para garantizar el abastecimiento de la demanda deberán considerar las acciones necesarias para impulsar la oferta interna dada la proyección de agotamiento de las reservas y el déficit identificado en el suministro, que se puede presentar en el año 2025. En la Figura 26 se registra la senda de agotamiento de las reservas.

Figura 26. **Pronóstico del agotamiento por categoría de reservas de gas natural. Mpcd.**

---

34 Campetrol - Informe de taladros y producción 2023



Fuente: Elaboración CGR con datos de respuesta ANH 20241300378341 del 11 de abril de 2024.

### 3.2. Robustez

Para el análisis de seguridad y confiabilidad del gas natural dentro de la dimensión de robustez, partimos de la evolución que ha tenido este y su penetración en los diferentes sectores de la economía, transformado la matriz energética, logrando una participación superior al 20%, cuando a comienzo de los años 90 era solo del 5%; crecimiento que fue apoyado por los planes de masificación<sup>35</sup> implementados con base en los abundantes hallazgos del departamento de la Guajira.

<sup>35</sup> DNP - Programa para la masificación del consumo de gas, 1991, Plan del gas, 1993.

Una matriz energética diversificada, así como la disposición de un sistema de transporte, distribución y comercialización que atienda el consumo de los diferentes sectores que utilizan los energéticos, contribuye una adecuada prestación del servicio y afrontar contingencias derivadas de situaciones previstas e imprevistas y no poner en riesgo el abastecimiento.

### **3.2.1. Upstream**

#### ***3.2.1.1. Reservas de gas***

Desde el año 2012 el volumen de reservas de gas natural en Colombia ha presentado una consistente disminución, excepto en 2021 que se registró un pequeño aumento originado en nuevas incorporaciones, pero en su mayoría fueron resultado de la aplicación de técnicas de recobro mejorado en proyectos de producción incremental, factores económicos y reclasificaciones.

La incertidumbre causada por declaraciones entregadas desde el comienzo del actual gobierno, la decisión de acelerar la transición energética y la demora en adoptar medidas que brindaran seguridad jurídica a los inversionistas llevaron a que los resultados de los contratos de exploración y producción vigentes no lograran por lo menos reponer la producción del año 2023; tal y como se registra en el informe publicado por la ANH este 24 de

mayo, donde se observa la disminución de las reservas al cierre de 2023, cayendo de 2.817 GPC a 2.373 GPC, resultado que no sorprende, pero preocupa debido a que el gas natural, es el menos contaminante entre los combustibles fósiles y es considerado a nivel mundial como el ideal para la transición a energías limpias.

El análisis de las reservas se realiza con el informe de recursos y reservas con corte diciembre de 2023 divulgado por la ANH en el mes de mayo de 2024, con base en la información registrada por las compañías y en la cual se reporta que las reservas probadas de gas se situaron en el último año en 2.37 terapiés cúbicos (Tpc), con una disminución del 15% con respecto al año 2022 y la producción de gas comercializado fue 0.38 Tpc lo que nos lleva a una relación Reservas Probadas/Producción - (R/P) de **6.1 años**.

Las principales reservas se localizan en los campos del departamento de Casanare, que ocupa el primer lugar con el 55% (1.31 Tpc), seguido de los de la Guajira que aportan un 19% (0.45 Tpc) y los de Córdoba con un 16% (0.38 Tpc) y Llanos orientales con un aporte del 10% (0.24 Tpc).

En relación con los recursos contingentes, se observa que la estimación de la categoría 3C, aumentó a 7.5 Tpc, lo cual corresponde a 4.6 Tpc recursos reclasificados de las cuencas Sinú y Guajira Off shore y 2.9 Tpc de campos *on*

*shore*. El desarrollo de descubrimientos costa afuera se registran las contingencias más delicadas, al tratarse de cuestiones económicas y técnicas; aun cuando los aspectos legales y contractuales tienen incidencia, como lo documenta la ANH en el informe de recursos y reservas IRR. A respecto, el MME informó que, dentro de las propuestas en trámite, incluyen mecanismos para facilitar la comercialización de proyectos off shore y en el Plan de Inversiones de Ecopetrol 2024-2026 contemplan un 56% en la cuenca gasífera Caribe costa afuera (off shore). En el Tabla 13 se muestra el histórico de reservas de gas natural entre los años 2007 y 2023. Los resultados publicados por la ANH el pasado 25 de mayo, no se percibían positivos, pero son consistentes con las proyecciones realizadas por la UPME en el año 2015, pese a los hallazgos publicitados, pero, a falta de señales claras en los contratos de exploración, no se preveían nuevas incorporaciones.

**Tabla 13. Reservas de gas natural en Colombia 2007-2022**

AÑO	TOTAL RESERVAS GPC	RESERVAS PROBADAS GPC	RESERVAS NO PROBADAS GPC
2007	7.084	3.746	3.338
2008	7.277	4.384	2.893
2009	8.460	4.737	3.723
2010	7.058	5.405	1.653
2011	6.630	5.463	1.167
2012	7.030	5.727	1.310
2013	6.408	5.508	900
2014	5.915	4.758	1.156
2015	5.443	4.361	1.082
2016	5.321	4.024	1.297
2017	5.206	3.896	1.310

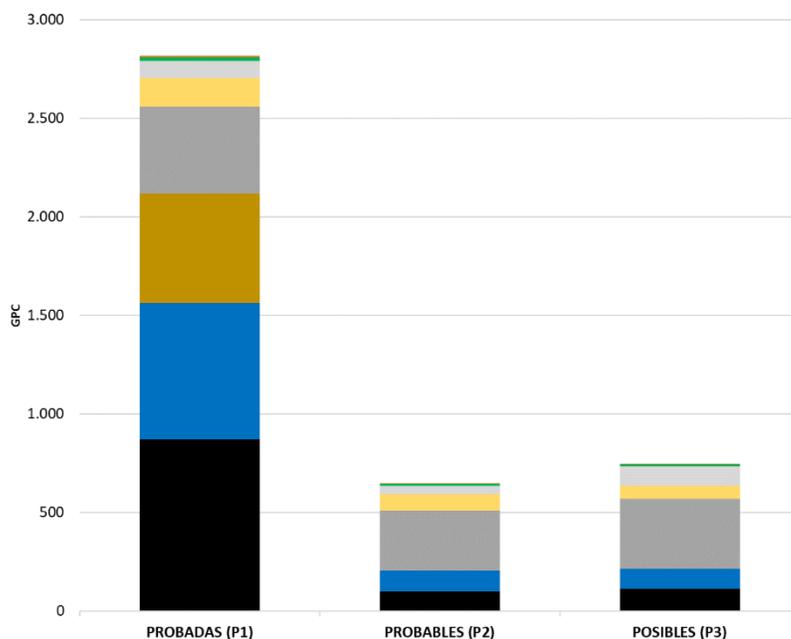
2018	4.961	3.782	1.179
2019	4.185	3.163	1.022
2020	4.031	2.949	1.082
2021	4.493	3.164	1.329
2022	4.211	2.817	1.329
2023	3.692	2.373	1.319

Fuente: Elaboración CGR con datos 2007 Ecopetrol; 2008 - 2023 ANH

En el registro anterior y tal como se ha reiterado en estudios anteriores, se observa una declinación de las reservas probadas de gas desde el año 2012, llegando a su mínimo histórico en el año 2023, debido al agotamiento de los principales campos productores y la falta de incorporación de nuevos hallazgos. **En ese periodo (2012 a 2023) la reducción de reservas probadas ha sido del 59%.**

A nivel regional, en la Figura 27 se observa la distribución de reservas por cuenca productora, donde las fuentes ubicadas en Llanos orientales, Cordillera oriental y Guajira representaron los mayores aportes, un 75%.

**Figura 27. Distribución Regional de las reservas de GN por cuenca productora**



	PROBADAS (P1)	PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)
OTRAS	8	1	1
CATATUMBO	19	10	12
SINU SAN JACINTO	85	44	97
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	145	82	66
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	440	307	356
GUAJIRA OFFSHORE	559	0	0
CORDILLERA ORIENTAL	690	105	103
LLANOS ORIENTALES	871	99	112

Fuente: Informe de recursos y reservas ANH 2022

**Tabla 14. Reservas y Producción de gas natural en Colombia. 2010-2023**

Año	Reservas probadas	Producción comercializada	R/P (años de reserva)
2010	5.405	398	13.6
2011	5.463	392	13.9
2012	5.727	427	13.4
2013	5.508	456	12.1
2014	4.759	421	11.3
2015	4.361	417	10.5
2016	4.024	389	10.3
2017	3.896	359	10.9
2018	3.782	386	9.8
2019	3.163	391	8.1
2020	2.949	381	7.7

2021	3.164	395	8.0
2022	2.817	392	7.2
2023	2.373	386	6.1

Fuente: Elaboración CGR con datos de ANH.

### 3.2.1.2. Áreas

Los departamentos que soportan las reservas probadas de gas natural en Colombia han sido tradicionalmente, Guajira y Casanare, invirtiéndose las proporciones en los últimos años debido al agotamiento de los pozos Chuchupa y Ballena en la Guajira y sumándose el departamento de Córdoba, que entre los 3 suman 1.873 GPC de los 2.373 totales, un 79%. La Tabla 15 registra los volúmenes certificados de gas al cierre del año 2023 por cuencas, donde se observa que, en la Cordillera oriental, Guajira off shore, Córdoba y Llanos orientales se concentra el 90,8% del total.

La región de los Llanos orientales es la que registra la mayor disminución y la Cordillera oriental presenta un incremento importante, lo cual obedece a una reagrupación de pozos. Vale destacar que en el IRR se detallan fuentes que totalizan un valor mayor al de las reservas probadas certificadas. Véase 2.383 GPC.

**Tabla 15. Reservas de gas natural por Cuencas (GPC) 2023**

Cuencas	Cantidad
Cordillera oriental	1031
Guajira Off shore	456
Valle Inferior del Magdalena	386

---

Llanos orientales	270
Valle Medio del Magdalena	126
Sinú San Jacinto	81
Catatumbo	11
Valle superior del Magdalena	18
Cesar Ranchería	4

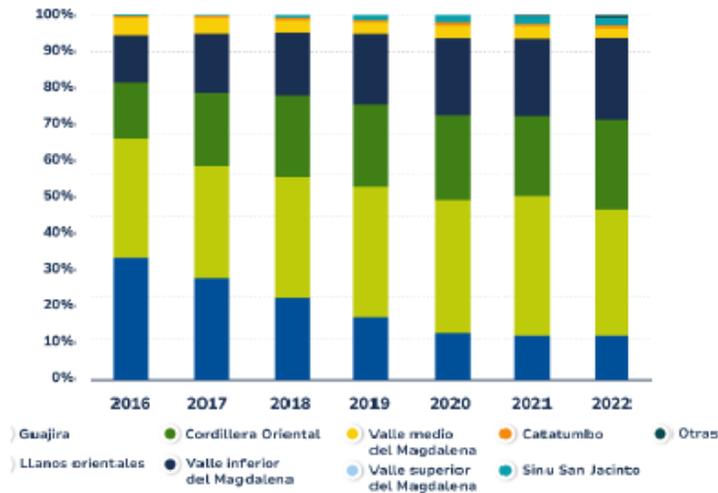
---

Fuente: Elaboración CGR con datos de ANH

Las proyecciones de reservas de gas natural limitan el potencial de producción de las compañías a las reservas probadas, por lo cual, si no se realizan nuevas incorporaciones el panorama llevará al país a depender cada vez más de las importaciones, debido a la declinación de campos maduros como Cupiagua, Cusiana, Chuchupa y Ballena, teniendo que buscar nuevas alternativas para atender la demanda; tal y como lo registra la UPME en el borrador del nuevo plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038.

La producción nacional de gas natural se ha transformado al pasar los años, debido al agotamiento de las cuencas de la Guajira, y los nuevos aportes de aquellas ubicadas en Cordillera oriental, Llanos orientales y Valle inferior del Magdalena situación que se evidencia en la Figura 28.

**Figura 28. Distribución de la Producción Nacional de GN por Cuenca Productora 2016-2022.**



Fuente: Informe de recursos y reservas ANH 2022

### **3.2.1.3. Oferta Interna.**

La oferta interna de gas natural está representada por la producción total disponible para la venta de los productores y se encuentra ajustada a la capacidad de producción de los diferentes campos y ha sido determinante en la ampliación de cobertura facilitada por el diseño de políticas de masificación amparadas por los grandes volúmenes de reservas encontradas y la construcción del sistema de transporte.

De conformidad con la información registrada en el BECO administrado por la UMPE, el comportamiento de la oferta interna bruta de energía para el periodo de estudio muestra al gas natural con unos aportes volumétricos porcentuales entre 18,8% registrado para el año 2011 y un 25,7% en el 2015,

con una disminución entre los años 2016 y 2019, para repuntar en el 2020 y 2021, como se observa en la Figura 29.

**Figura 29. Aportes del Gas a la oferta total de energía (TJ)**



Fuente: Elaboración CGR con datos del BECO.

Los agentes productores e importadores declaran anualmente la oferta para un horizonte de 10 años, según lo dispuesto por el Decreto Único Reglamentario<sup>36</sup> del sector minas y energía 1073 de 2015. De conformidad con la declaración de producción de 2023, el potencial de producción del 2024 sería de 1.109 GBTUD y alcanzaría para atender el consumo de los diferentes

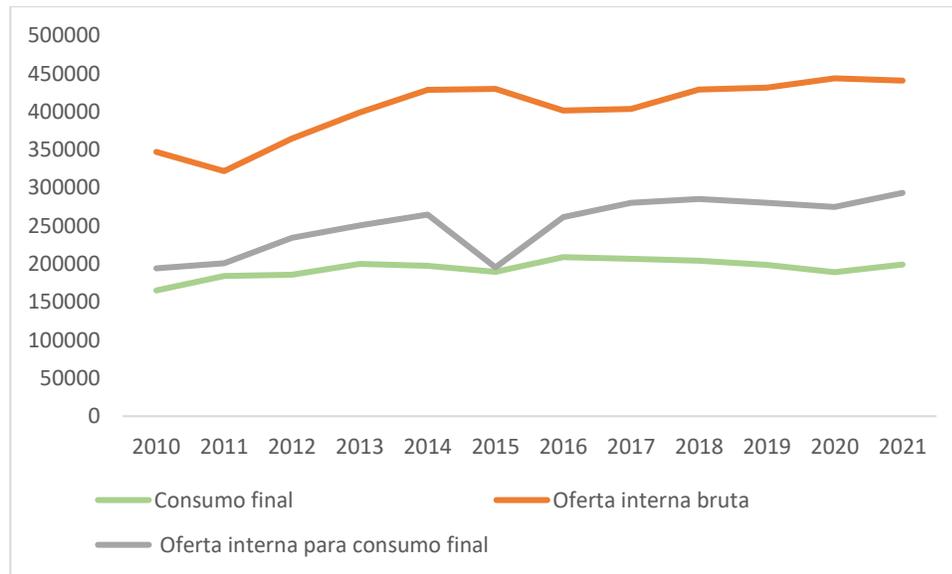
---

<sup>36</sup> Decreto 1073 de 2015

sectores, sumando en esta la importación de gas que se ha venido realizando desde 2016 para atender el suministro de las plantas térmicas.

Las cifras de oferta interna bruta de gas natural incluyen los insumos para transformación que representan más del 40% o sea que el resto es lo que queda para consumo final. Para el periodo de estudio el comportamiento se observa en la Figura 30.

**Figura 30. Oferta – Consumo histórico de gas natural 2010-2021(TJ)**



Fuente: Elaboración CGR con datos del BECO-Upme

### 3.2.2. Midstream

#### 3.2.2.1. Red de transporte.

El sistema de transporte de gas natural corresponde al conjunto de tuberías mediante las cuales se realiza la conducción del gas natural a alta

presión mediante tuberías de acero, desde los puntos de producción o importación hasta la entrada de las ciudades y grandes consumidores, lo cual fue propiciado con la expedición del documento Conpes 2571 de 1991 para apoyar el plan de masificación del consumo; pero el hecho que la red debiera ser construida por el sector privado, dificultó la ejecución y fue necesaria la intervención estatal a través de Ecopetrol en asocio con el sector privado.

El documento Conpes 2646 de 1993 recomendó dar un mayor impulso a la política de masificación del uso del gas natural, mediante el desarrollo de la infraestructura de transporte determinada y entre 1993 y 1997 Ecopetrol adelantó directamente y mediante contratos con el sector privado, la construcción del sistema de gasoductos Ballena - Barranca y Mariquita-Cali bajo esquema BOMT<sup>37</sup> y otros gasoductos bajo contratos de transporte en firme, como fue el ramal a Medellín, y otros construidos directamente por Ecopetrol o convertidos de oleoducto a gasoducto, como Cusiana-La Belleza.

En 1997 se creó la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás para que atendiera el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural al interior del país y el plan de inversiones permitió el desarrollo de la principal troncal de transporte de gas natural que conecta los centros de producción

---

<sup>37</sup> Building Operation Maintenance and Transfer - (El contratista construye – opera – mantiene y transfiere el bien cuando se cumple lo pactado)

ubicados en la Costa atlántica, en el departamento de la Guajira, con los centros de consumo del interior del país, la cual fue vendida a la Empresa de Energía de Bogotá, quien creó a la Transportadora de Gas Integral – TGI, para encargarse de este fin.

Con el transcurso de los años, la red de transporte ha sido ampliada de conformidad con los proyectos identificados por la UPME en los planes de abastecimiento<sup>38</sup>, pero la mayoría de estos fue construida antes de 1997, cumpliendo casi 30 años de operación y enfrentando aumentos de capacidad, pero expectantes en cuanto a la utilización de la infraestructura ante una disminución de la oferta interna de gas o las importaciones que se materialicen.

En la actualidad, la red de transporte propiedad de TGI está compuesta por 3 gasoductos principales a los que se conectan ramales regionales que llevan el gas hasta los municipios donde están los city gates<sup>39</sup> para un total de 4.033 km que conectan desde la Guajira hasta el Valle del Cauca.

---

<sup>38</sup> Plan transitorio de abastecimiento de gas natural 2015, Plan de abastecimiento de gas natural 2020.

<sup>39</sup> Puerta de ciudad - Estación reguladora de presión, en la cual se efectúan labores de tratamiento y medición del gas. A partir de este punto inician las redes que conforman total o parcialmente un Sistema de Distribución y el Distribuidor asume la custodia del gas combustible.

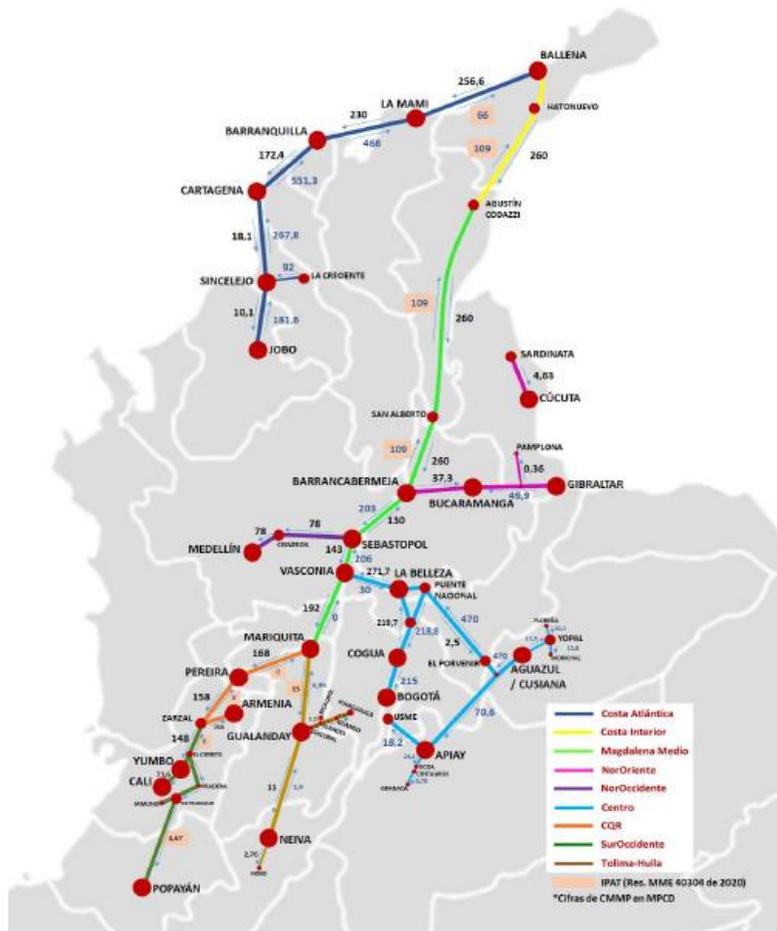
La otra red del sistema nacional de transporte corresponde a la infraestructura de la empresa Promigás, la cual es propietaria del sistema de transporte y distribución de gas en la Costa atlántica y está conformado por gasoductos troncales, sistemas regionales de transporte y la red de distribución de Barranquilla. El Gasoducto troncal Ballena - Cartagena - Jobo, tiene una longitud de 745,5 km de tubería<sup>40</sup> y un subsistema de 477 km. de longitud, que transporta el gas natural desde el departamento de Córdoba, e inyecta gas al sistema nacional de transporte a través de la terminal portuaria de regasificación ubicada en Barú (Bolívar). Ambos subsistemas pueden ser abastecidos bidireccionalmente dependiendo del requerimiento y suministro del día de gas.

Adicional a lo anterior, los sistemas regionales de transporte cuentan con una longitud total de 1.320 kms de tubería y la red de distribución de Barranquilla cuya longitud es de 78,56 km para atender a los diferentes consumidores del sector industrial, vehicular y domiciliario de la ciudad y su área metropolitana. En la Figura 31 se puede observar el recorrido del SNT de GN.

**Figura 31. Sistema Nacional de Transporte de GN.**

---

40 Tomado de Promigas.com



Fuente: Tomado de documento PAGN 2023-2038

La capacidad de esta red permite atender los flujos de gas que ofrecen los productores, sin verse afectada por los mantenimientos e indisponibilidades que se registran en el periodo de estudio, los cuales obedecen a ciclos programados y debidamente reportados al Consejo Nacional de Operación de Gas -CNOG-, de conformidad con lo dispuesto a través de la Resolución CREG 147 de 2015 del 18 de septiembre, que adopta el protocolo operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de gas natural,

programadas y no programadas, para minimizar los efectos sobre la demanda de gas natural causadas por las indisponibilidades en la infraestructura.

De acuerdo con la información suministrada por el por el CNOG<sup>41</sup> , sobre mantenimientos e indisponibilidades, entre 2015 y 2023, y como se puede observar en el sistema de información de mantenimientos donde se registran desde octubre del 2015 a marzo del año 2024 un total de 1843 mantenimientos correctivos y 54 indisponibilidades que se han presentado por otras causas, ninguna de estas emergencias tiene causa en acciones de terceros con hechos de voladuras<sup>42</sup>, por lo cual no fueron causados daños que requirieran una valoración económica de los mismos..

### ***3.2.2.2. Mercado Mayorista.***

La resolución CREG 186 de 2020, regula aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, contiene un conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural utilizado como combustible y define la actividad de comercialización, la cual consiste en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y/o en el

---

<sup>41</sup> Radicado CNOGas-079-2024 respuesta a solicitud 2024EE0060191 del 04/04/2024

<sup>42</sup> Respuesta del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural-CNOG No. 079-2024 de fecha 22-04-2024 a la solicitud No. 2024EE0060191 de fecha 4-04-2024 de la CGR.

mercado secundario y su venta con destino a otras operaciones en dichos mercados, o a los usuarios finales. En el caso de la venta a los usuarios finales también incluye la intermediación comercial de la distribución de gas natural.

En esta conjunción, el gestor del mercado de gas natural tiene registrados 111 empresas que ejercen la comercialización y distribución de gas natural, dentro de las cuales se resalta Enel, Alcanos, Colgas, Vanti, Termobarranquilla, Termocandelaria, TyGas, EPM y Prime Termoflores. Las cifras del gas natural suministrado reportadas para cada una de las modalidades de contratación, con fecha de corte al mes de agosto de 2023<sup>43</sup>, se pueden resumir en la Tabla 16.

**Tabla 16. Suministro de gas por modalidades de contrato**

Contrato <sup>44</sup>	Predio promedio	Cantidad GBTUD
Firme	4.50	185

<sup>43</sup> Informe del Gestor del Mercado de Gas Natural agosto de 2023

<sup>44</sup> **Contrato firme o que garantiza firmeza, CF:** contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

**Contrato de suministro firme al 95%, CF95:** contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual mínimo el 95% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

**Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor.

**Contrato de opción de compra de gas, OCG:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador.

**Contrato de opción de compra de gas, OCG:** contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador.

CF95	4.98	518
Take or Pay	4.22	49
Firme condicionado	4.08	31
Opción compra	ND	1
Otras	8.04	293
Con interrupciones	4.19	118
Contingencia	7.69	0.4
<b>Total</b>		<b>1195</b>

Fuente: Elaboración CGR con datos del Gestor del Mercado de la Bolsa Mercantil de Colombia

El número de agentes participantes y la porción de mercado que atienden hace que estas actividades sean poco competidas y el usuario no puede decidir a qué empresa se suscribe. El sector residencial tiene disposiciones expresas que regulan la prestación del servicio público domiciliario y las transacciones deben registrarse ante el gestor del mercado, la Bolsa Mercantil de Colombia; lo que garantiza los principios de transparencia y publicidad de la ley 142 de 1994.

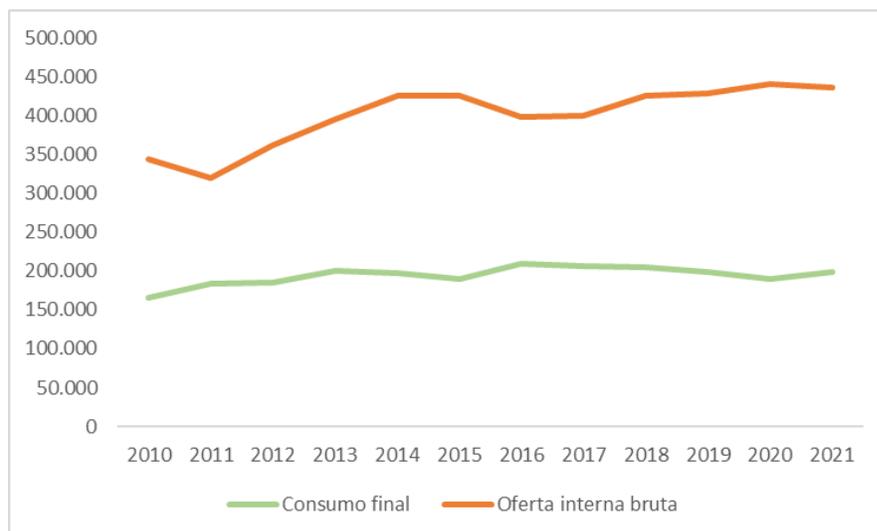
Estos resultados, muestran la mayor cantidad de gas transado por concepto de contratos con firmeza al 95% (CF95 en la Tabla 16) en los campos Cusiana y Cupiagua, seguidos de los contratos en Firme donde los campos del bloque y valle inferior del Magdalena VIM5 (Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe) en el departamento de Córdoba y Floreña en el Casanare, aportaron las mayores cantidades en esta modalidad; destacándose que los campos aislados que no tienen acceso garantizado al sistema de transporte y distribución, negociaron el menor precio y su mayor operación se dio en contratos con interrupciones.

### 3.2.3. Downstream

#### 3.2.3.1. Demanda y Cobertura.

La demanda de gas natural en el país ha mostrado un crecimiento moderado y se espera que aumente en el mediano y largo plazo, impulsada por el crecimiento económico, la industrialización y la sustitución de otros combustibles. Sin embargo, existen desafíos relacionados con la infraestructura, los precios y la transición energética que deberán ser abordados para garantizar un suministro confiable y sostenible de este importante recurso.

**Figura 32. Balance Oferta – Demanda de gas natural.**



Elaboración CGR con datos de BECO UPME

El gas natural es considerado el combustible ideal para la transición energética hacia la utilización de energías limpias, su naturaleza fósil hace que no se contemple dentro de las estrategias para el cumplimiento de las metas de descarbonización pero que no le resta importancia, dada la cobertura actual que supera los 12 millones de usuarios y la facilidad de transporte del gas licuado de petróleo -GLP en presentación de cilindros y tanques, para penetrar a las zonas más apartadas del país, donde no se dispone de gas natural.

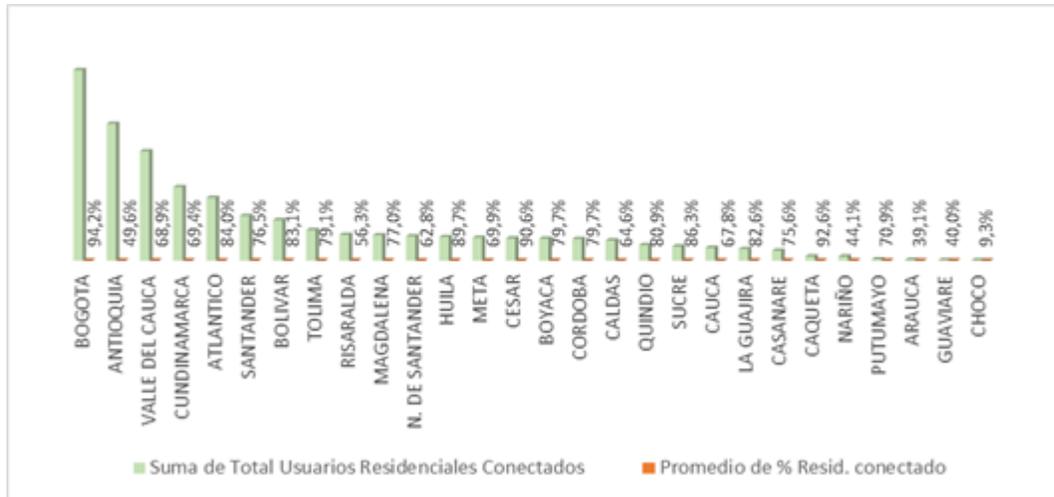
De conformidad con la encuesta de calidad de vida (ECV) actualizada al mes de abril de 2024, existen 12,5 millones de hogares que utilizan gas natural y de los hogares que cocinan (15.7 millones) 12,2 lo hacen con gas natural y 3,5 con gas propano, pero existen 1,98 que utilizan combustibles ineficientes y entre ellos, 1,5 utilizan leña. En el análisis de pobreza energética realizado por la DES en el año 2023 se identificaron brechas en la prestación del servicio, así:

### **Brechas en la Cobertura.**

Al cierre del año 2022, las cifras reportadas por el Minenergía registraban 11,2 millones de usuarios de gas combustible por red de tubería, la meta propuesta de 1 millón de nuevos usuarios se sobrepasó en 663 mil, pero aún quedaba un gran número de hogares que no contaban con estos servicios y

utilizan combustibles ineficientes y altamente contaminantes, como la leña, madera, carbón de leña, carbón mineral, petróleo, gasolina, kerosene, alcohol y materiales de desecho. Ver Figura 33.

**Figura 33. Cobertura residencial de gas natural 2023**



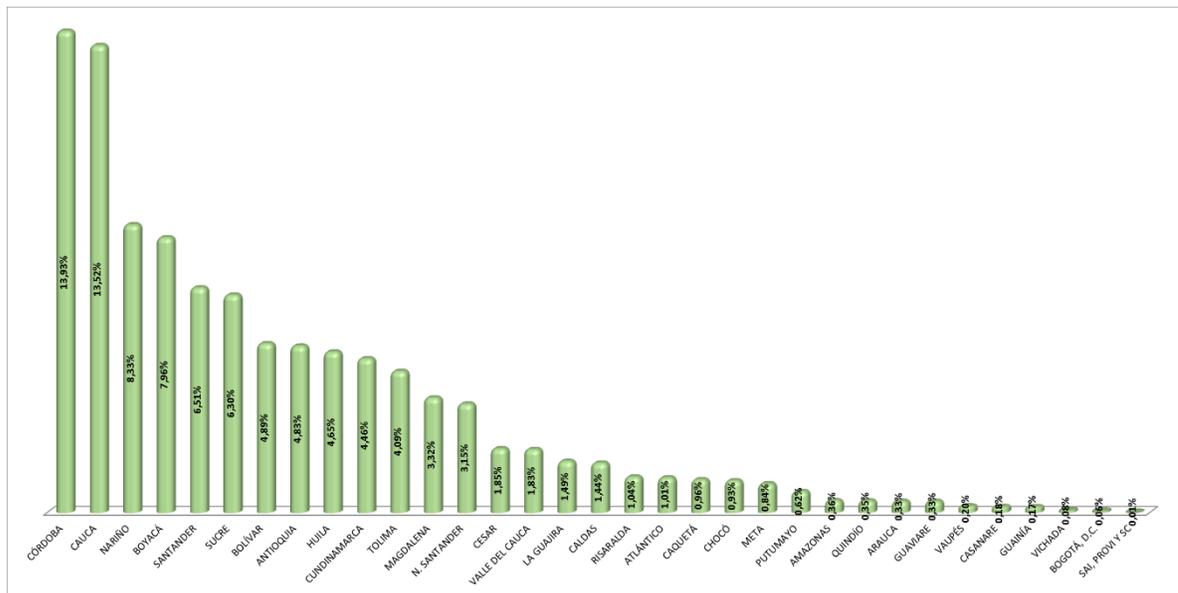
Fuente: Elaboración CGR con estadísticas de Minenergía.

Se identifican brechas de cobertura urbano-rurales, dado que las capitales de departamento y principales ciudades de estos cuentan con coberturas superiores al 80%, mientras en las áreas más dispersas y alejadas de los centros urbanos, ésta es menor.

No obstante, las estrategias implementadas, el informe entregado por el Minenergía con cifras del año 2022, donde compara los datos de la ECV con los registros del sistema de identificación de potenciales beneficiarios

SISBEN<sup>45</sup>, se encuentra que del total de hogares de la encuesta (17'525.655), 11'793.499 pertenecen a los estratos 1 y 2; y dentro de estos, 1'159.256 aun utilizan combustibles de uso ineficiente, como se muestra en la Figura 34.

**Figura 34. Cocción con ineficientes en estratos 1 y 2. 2022.**



Fuente: Elaboración CGR con estadísticas de Minenergía

La distribución del consumo de combustibles contaminantes a nivel nacional registra a los departamentos de Córdoba, Cauca, Nariño, Boyacá y Santander en los primeros lugares, que a su vez presentan altos índices de NBI. Para mayor comprensión los hogares de la ECV se asimilan a los usuarios del servicio de gas combustible.

<sup>45</sup> Sistema de Identificación de Potenciales Beneficiarios de Programas Sociales

### **3.2.3.2. Fenómeno del niño.**

La situación presentada en el sector eléctrico, como consecuencia de la sequía originada por el último fenómeno del niño, que fue mucho más intenso y se prolongó más allá de lo esperado, prendió las alarmas por el inminente racionamiento y la posibilidad de un apagón a nivel nacional; crisis que pudo ser sorteada gracias a la disponibilidad que se tuvo con el gas importado a través de la regasificadora de la Costa atlántica, para abastecer el consumo de las plantas térmicas que pudieron aumentar su capacidad de generación y cubrir el faltante de las plantas hidroeléctricas.

Para sortear la contingencia, se necesitaron medidas que permitieran flexibilizar la operación comercial de los agentes, destacándose lo dispuesto en la Resolución MME 40142 del 25 de abril de 2024, que adoptó disposiciones transitorias sobre comercialización de excedentes de gas, durante el fenómeno de el niño 2023-2024; uso de la infraestructura de regasificación para entrega de gas natural importado para la demanda de gas natural eléctrica priorizando a las plantas de generación y autogeneración térmicas sin obligaciones de energía firme (OEF) para el periodo actual del cargo. Un análisis más detallado se da en la sección de energía eléctrica.

En esta misma, en cuanto a la comercialización de gas disponible, determinó que los productores/productores-comercializadores de gas natural

podrán comercializar las cantidades disponibles directamente con las plantas de generación/autogeneración de energía eléctrica con destino exclusivo a la demanda de gas natural eléctrica en cualquier momento del periodo de baja hidrología e igual para comercialización de capacidad de transporte asociada al gas ofrecido.

Al respecto, la CGR, reiteró la necesidad de un seguimiento permanente del MME, para garantizar que las medidas adoptadas tengan el impacto necesario en el suministro de gas natural a las termoeléctricas, sin causar mayores distorsiones en el funcionamiento del mercado.

### ***3.2.3.3. Importaciones de gas natural.***

Con el fin de garantizar el abastecimiento de la demanda y contar con el suministro de gas en el largo plazo, se estableció la necesidad de contar con infraestructura para el comercio internacional, con facilidades tanto en la Costa atlántica como en la pacífica; construyéndose la regasificadora de Cartagena en el año 2015, la cual comenzó a operar en el año 2016. A través de esta se ha realizado la importación de GNL que se muestra en la Tabla 17.

**Tabla 17. Importaciones de gas natural (MPC). 2016-2022**

Años	Importaciones
2016	500

---

2017	395
2018	10.125
2019	6.012
2020	13.398
2021	1.718
2022	1.131

---

Fuente: Elaboración CGR con datos de BECO

Las importaciones de gas natural para el año 2023 registraron 88.9 Mpcd, lo cual fue necesario para suministrar la mayor cantidad de gas requerida por las plantas de generación térmica, ante la disminución de la generación hidráulica originada por la disminución en el nivel de los embalses por el fenómeno del niño; situación que se agudizó en los cinco primeros meses de 2024.

En relación con la posibilidad de importar gas desde Venezuela, se cuenta con un contrato suscrito entre Ecopetrol y PDVSA en desarrollo del convenio de Colombia con la República Bolivariana de Venezuela, en ejecución del cual se realizaron exportaciones de gas a ese país entre los años 2010 a 2015, con el compromiso que se pudiera importar gas desde allá, situación que no se pudo dar debido a los problemas políticos de los dos gobiernos, las sanciones de los Estados Unidos a PDVSA que impuso un freno a Ecopetrol, entre otros; pero se conoce que la empresa avanza en la reactivación del gasoducto transcaribeño y en el PAGN 2023-2038 se incluye la inyección al sistema de transporte de gas colombiano de 50 MPCD en enero de 2025, 100 MPCD a

partir de enero de 2027 para completar la capacidad contractual y 250 MPCD adicionales desde enero de 2027 para copar la capacidad del gasoducto.

### **3.2.3.4. Exportaciones**

El país realizó las exportaciones de gas natural, las cuales se dieron en el contexto del Convenio marco suscrito con la República Bolivariana de Venezuela, donde Ecopetrol suscribe dos contratos con la empresa Petróleos de Venezuela - PDVSA, en desarrollo de los cuales se construyó el gasoducto Antonio Ricaurte que conecta con la estación Ballena, en el departamento de la Guajira. El primer contrato de exportación permitió el envío de combustible entre 2010 y 2015 y se encuentra liquidado. El otro, de importación se encuentra vigente pero suspendido hasta noviembre de 2024 y con fecha de terminación en el año 2027. Las exportaciones realizadas se muestran en la Tabla 18.

**Tabla 18. Exportaciones de gas natural (MPC). 2010-2015.**

Años	Exportaciones
2010	56.546
2011	74.534
2012	68.209
2013	73.936
2014	35.471
2015	13.128

Fuente: Elaboración CGR con datos del BECO

### **3.2.3.5. Regasificadoras**

Si la producción continúa en los niveles registrados en el período y no se incorporan volúmenes importantes de gas, hacia el año 2026 se puede llegar a condiciones críticas, en donde resultará imprescindible la importación para garantizar el abastecimiento a los diferentes sectores. Lo acontecido desde finales de 2023 y los 5 primeros meses de 2024, donde se presentó un fenómeno del niño fuerte, encendió las alarmas por un posible apagón, alejado por el apalancamiento que brindó el gas natural importado para las plantas térmicas de la costa atlántica, que debieron generar más energía para suplir la reducción en la hidráulica, limitada por el bajo nivel de los embalses.

Conscientes de esta situación, en los escenarios de oferta construidos por la UPME se contempla la operación de la regasificadora de la costa atlántica hasta el mes de noviembre de 2031 y en la respuesta dada por esta entidad a la solicitud de la CGR, se informa que Sociedad Portuaria El Cayao -SPEC- como operadora de la planta, extendió su compromiso contractual para respaldar las obligaciones de energía en firme de las centrales térmicas de la Costa caribe<sup>46</sup> con una ampliación de capacidad de 50 MPCD a partir de enero de 2025 y 100 MPCD adicionales a partir de enero de 2027. A partir de 2027,

---

<sup>46</sup> Respuesta Upme 24241000052571 al Requerimiento 2024EE0060204 del 04-04-2024

se estima una inyección adicional posible de 250 MPCD, asumiendo la capacidad de transporte del gasoducto de 400 MPCD.

La aspiración de tener otra planta de regasificación para la Costa pacífica se ha visto frustrada porque los dos procesos de selección abiertos para seleccionar el inversionista que se encargara del diseño, construcción, operación y mantenimiento han presentado inconvenientes que llevaron a la declaratoria de desierto<sup>47</sup>, pero según lo expresado por la UPME y en atención a lo establecido en documentos de selección, una vez declarada desierta la convocatoria, la UPME podía iniciar un nuevo proceso, por lo que estudian la posibilidad de introducir cambios derivados de los comentarios y observaciones expresadas por los agentes interesados, con seguimiento y ajustes normativos que permitan el éxito del proyecto. La UPME prevé adjudicar el proyecto en 2025 y terminar las obras 58 meses después de la fecha de adjudicación.

### **3.2.3.6. GLP**

En relación con el GLP, es del caso mencionar que era el combustible con el cual se había iniciado la masificación del consumo para evitar la quema de leña en la cocción de alimentos, pero el alto costo y las limitaciones de la

---

<sup>47</sup> Respuesta UPME 20241000052571 del 12 de abril de 2024 al radicado 2024EE0060204

oferta hicieron encaminar esfuerzos hacia el gas natural. La oferta nacional está dada por la producción de Ecopetrol en sus campos de Apiay, Barranca, Capachos, Cartagena, Propilco, Cupiagua, Cusiana y Dina; así como la que aportan otros campos menores, explotados por las empresas Tygas, Frontera, Parex, PBI, Petrosantander, Turgas y Energy SAS. El aporte de Ecopetrol es del 96.3% de la misma y los campos menores el restante 3.7%.

En el estudio sectorial sobre el desarrollo del GLP<sup>48</sup> se llamó la atención sobre la cantidad de combustible utilizado por las empresas en sus consumos propios de operación, lo cual restringe la posibilidad de ampliar la cobertura.

En general, se tiene que la participación de Ecopetrol alcanza alrededor del 77% de la oferta, los campos de otros aportan un 3% y se han necesario adelantar importaciones que en octubre de 2023 representaron un 20%; siendo insuficiente para atender el consumo, máxime cuando se promueve su uso en actividades diferentes a las del sector residencial o comercial y es el energético pensado para reemplazar el uso de combustibles ineficientes y altamente contaminantes, como señala el plan de sustitución de leña<sup>49</sup> adoptado en las estrategias de transición justa del actual gobierno.

---

<sup>48</sup> Estudio sectorial CGR El desarrollo del GLP en Colombia ¿Avizorando una oportunidad hacia el futuro?, 2018

<sup>49</sup> UPME, Plan Nacional de Sustitución de leña, 2023

### **3.3. Resiliencia**

El análisis de la seguridad energética desde la dimensión de resiliencia se aborda desde la capacidad del sistema para asimilar los cambios que se produzcan, recuperarse y aprender de ellos.

En Colombia, la evolución que ha tenido el gas natural lo ha posicionado como un energético seguro y confiable; el principal combustible para suplir la menor generación de las hidroeléctricas, especialmente en épocas de intensos veranos como el generado por el fenómeno del niño; de menor precio que el de otros energéticos; que es utilizado por diferentes sectores de consumo y es ideal para la transición energética. Estos atributos han propiciado que la producción en los últimos cinco años haya sido en promedio superior a los 1.000 MPCD. Lo anterior, aunado al hecho de no haber incorporado nuevas reservas probadas, dan como resultado que el país cuente con autosuficiencia para los 6,1 años, conforme lo publicó la ANH en mayo de 2024.

Para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el país, la UPME ha proyectado en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural -PAGN para el periodo 2023-2038 tres escenarios.

### ***3.3.1.1. Habilitación de la importación de gas con Venezuela.***

En los escenarios de oferta de la UPME se proyecta la importación de gas con las capacidades actuales y resultado de la ampliación de la regasificadora de Cartagena, la infraestructura propuesta en el Pacífico y la viabilización mediante la reactivación del contrato que se tiene con Venezuela para traer gas desde ese país; sin embargo, en la respuesta entregada por Ecopetrol<sup>50</sup> indican que tienen vigente un contrato de importación de gas en firme desde Venezuela hacia Colombia suscrito en diciembre 2007 (previo al inicio de las sanciones del Gobierno de Estados Unidos), con inicio de vigencia desde el 2016 y con fecha de terminación en el año 2027. Como se mencionó en el punto de Robustez-Importación, actualmente, dicho contrato se encuentra suspendido en período de estabilización.

Desde el punto de vista técnico, actualmente no se puede ejecutar el contrato hasta tanto se pueda asegurar que el gas se encuentra en las especificaciones técnicas de calidad y de presión requeridas en el Reglamento único de transporte de gas natural (RUT); y así mismo se debe garantizar que la contraparte cuenta con las facilidades requeridas para su transporte y entrega en territorio colombiano.

---

<sup>50</sup> Radicado 20241300378341 del 11 de abril.

Para traer el gas de Venezuela, Ecopetrol necesita una licencia del Gobierno de Estados Unidos, dadas las sanciones OFAC<sup>51</sup> que rigen sobre PDVSA. La licencia sigue en trámite, se han dado avances en ese sentido, en el marco de ciertas flexibilizaciones que se han venido haciendo directamente para algunos operadores que ya están en Venezuela.

**Figura 35. Recorrido gasoducto Antonio Ricaurte desde Venezuela a Colombia.**



Fuente: Tomado del periódico El país 10 de abril de 2024

Una vez los temas técnicos, operativos, contractuales y lo relacionado con las eventuales sanciones mencionadas sean validados, se revisarán las obligaciones pactadas, y previamente se informará a las autoridades competentes y al mercado la disponibilidad del gas, y los mecanismos que se

<sup>51</sup> Oficina de Control de Activos Extranjeros

dispondrán para su comercialización, acatando las normas y reglas en el marco regulatorio vigente.

Desde el año 2022 se ha venido retomando la posibilidad de importar gas desde Venezuela, pero se desconoce el estado actual de las negociaciones; sin embargo, se debe tener presente que la infraestructura de transporte no ha sido utilizada durante muchos años y puede estar deteriorada y, además, se debe considerar las especificaciones de calidad del gas a importar, en caso de que se viabilice la importación de este.

Como antecedentes de esto, se encuentran dos contratos suscritos entre Ecopetrol y PDVSA<sup>52</sup> en el año 2007, los cuales se enmarcaron en un Memorando de entendimiento firmado por los gobiernos de Venezuela y Colombia en el mes de julio de 2004 para retomar los aspectos comerciales y técnicos para la interconexión de gas: uno de exportación de gas desde Colombia (fuente Guajira) hacia Venezuela, entre Ecopetrol y Chevron con PDVSA que inició entregas en el año 2008 hasta el 2015 y se encuentra liquidado, sin deudas entre las partes por la compra de ese gas, y otro de importación de gas Venezuela a Colombia, que se encuentra vigente y contempla la importación de 150 MPCD, con fecha de inicio en el 2016 y

---

52 Petróleos de Venezuela SA

terminación en el 2027, sobre el cual no se han realizado transacciones y su estado es de estabilización de equipos<sup>53</sup>.

En el borrador del documento “Plan de abastecimiento de gas natural” publicado por la UPME, se considera la inyección de 50 MPCD de gas importado desde Venezuela a partir de enero de 2025, 100 MPCD más a partir de enero de 2027 para completar la capacidad contractual y 250 MPCD adicionales a partir de enero de 2027 para completar la capacidad del gasoducto Antonio Ricaurte, que es de 400 MPCD.<sup>54</sup>

Es preciso conocer las especificaciones de calidad del gas, condiciones operativas, permiso de las autoridades aduaneras de Venezuela, acceso a favor de Ecopetrol al sistema de nominaciones y garantías bancarias requeridas en el contrato; así como la integridad del gasoducto y la capacidad de transporte, información de la que en el momento no se dispone por cuanto es responsabilidad de PDVSA.

---

<sup>53</sup> Respuesta Ecopetrol 2022

<sup>54</sup> Pág. 93 del Plan de abastecimiento de gas natural

El riesgo de sanciones para Ecopetrol por parte del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos, en virtud de las Órdenes Ejecutivas emitidas en contra de la República Bolivariana de Venezuela, sigue estando presente a pesar de que han sido levantadas temporalmente, pero la coyuntura política de elecciones presidenciales en ese país puede volver a afectar esa posibilidad.

En relación con el precio que tendría el gas importado, el contrato involucra tanto la compra como el transporte hasta Ballena – Guajira y las condiciones pactadas en 2009, consideraron una tarifa en dólares americanos por unidad de energía en MBTUD, reajutable con el Índice de Precios al Productor - PPI de Estados Unidos. Según declaraciones del presidente de Ecopetrol citadas por en Valora\_Analitik<sup>55</sup>, menciona un precio entre 4 y 6 dólares por MBTU.

### ***3.3.1.2. Ampliación de infraestructura.***

Con fundamento en los resultados del informe final del estudio denominado “Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de mercados relevantes de distribución y comercialización” presentado por el Consorcio ITANSUCA – FREYRE Y

---

<sup>55</sup> valoraanalitik.com, 10 de mayo de 2024

ASOCIADOS, en el mes de octubre de 2010<sup>56</sup>, la CREG expidió la Resolución de Consulta CREG 054 del 8 de junio de 2012 y determinó los siguientes criterios:

- Planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 MPCD, junto con un tanque de almacenamiento con capacidad para 160.000 m<sup>3</sup>. Punto de inyección (Cartagena, Bolívar)
- Terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la Costa Pacífica con capacidad de almacenamiento de 160.000 m<sup>3</sup> y capacidad de vaporización de 262 MPCD
- Línea de Gasoducto para conectar al STN en Yumbo (Valle) (125 km).

Ante la falta de hallazgos que aumentarían significativamente las reservas, el Plan Indicativo de Abastecimiento de gas natural- PIAGN elaborado por la UPME en el año 2015, señaló la necesidad que tenía el país de importar gas natural ya fuera por gasoducto o como gas natural licuado, utilizando el método de licuefacción – regasificación; de manera que se garantizara el suministro a todos los sectores que lo utilizaran.

En aplicación de las recomendaciones del estudio citado, se adelantó la construcción de la infraestructura de regasificación prevista para la Costa

---

<sup>56</sup> Convenio ANH – FEN N° 1/07 de 2007

atlántica, la cual se proyectó para operar durante 10 años que vencerían en 2026 y que realizó la primera importación de gas en enero de 2016. Debido a la dinámica y dificultades presentadas para atender el consumo en épocas críticas, la empresa operadora de la planta en Cartagena- SPEC LNG, anunció en 2023 la ampliación de la capacidad establecida, que en principio estaba determinada en 400 MPCD a 450 MPCD y posteriormente a 530 MPCD hasta 2031, pudiendo atender las necesidades de los diferentes sectores que lo requieran.

La infraestructura proyectada para la Costa pacífica no se ha podido materializar debido a que los dos procesos abiertos para seleccionar al inversionista para la construcción, mantenimiento y operación. han resultado fallidos, lo que ha impedido cumplir con los plazos previstos para su entrada en funcionamiento en 2021 y, posteriormente, en 2023. Sobre este proyecto la CGR emitió un control de advertencia, en el mes de julio del año 2021, señalando que existía incertidumbre sobre las cifras de desabastecimiento, el modelo de remuneración de la planta y sus efectos tarifarios en los usuarios, pérdida de ingresos vía regalías, riesgo sobre la política de transición energética, entre otros.

## **4. Seguridad Energética En El Subsector Minero**

### **4.1. Soberanía**

Teniendo en cuenta que la dimensión de la soberanía contempla garantizar la seguridad en el suministro de insumos para generar energía, en el caso del carbón térmico, es importante mencionar que, del total de producción anual, casi el 90% del mineral es exportado y que el carbón térmico empleado en las centrales termoeléctricas proviene principalmente de la pequeña minería en zonas próximas a cada planta térmica.

Los aportes económicos que realizó el sector minero a la economía colombiana se pueden dimensionar al comparar con el PIB minero, el cual ascendió a \$12,13 billones, correspondientes al 1,24% del PIB anual, y donde la "*Extracción de carbón de piedra y lignito*" participó con \$ 6,61 billones que es equivalente al 54,51%<sup>57</sup> del mismo.

En lo que se refiere a regalías, las empresas mineras aportaron \$5,7 billones en 2023, de las cuales, \$4,9 billones correspondieron a las regalías

---

<sup>57</sup> DANE, PIB Anexos\_produccion\_constantes\_IV\_2023.

por la extracción de carbón<sup>58</sup>. En cuanto al empleo, el sector minero genera más de 160.000 empleos directos, de los cuales, el 60% es mano de obra local y aporta 750 mil empleos indirectos.<sup>59</sup>

Teniendo en cuenta lo anterior, en un escenario donde se contemple la eliminación del carbón de la matriz energética colombiana, sin contar con un reemplazo idóneo, no solo podría afectar el suministro de energía para parte del parque térmico, el cual, durante el mes de abril del 2024, llegó a funcionar al 100% debido a la crisis generada por el fenómeno del niño, sino que también afectaría enormemente el mercado del carbón de los pequeños mineros.

A pesar de lo anterior, dentro de la respuesta del Ministerio de Minas y Energía al cuestionario anexo a la proposición 79 del 2023 de la Comisión Quinta del Senado de la República, mencionan que ha impulsado el proyecto de *"Rutas del Carbón, Gas y Combustibles Líquidos"*, con el fin de garantizar la disponibilidad de combustibles para la generación térmica, apoyando a los generadores térmicos en sus objetivos de contar con la mayor disponibilidad de proveedores de carbón en su zona. Es importante mencionar que, a la

---

<sup>58</sup> SIMCO, Recaudo de regalías.

<sup>59</sup> Asociación Colombiana de Minería. (2023) Minería en cifras.

fecha de elaboración del presente estudio, no se hallaron evidencias de la ejecución y/o avances de dicho proyecto.

Para el estudio se consideró la información suministrada por la UPME a través del BECO. Para el caso del carbón mineral se tiene que, del total de mineral explotado a nivel nacional, el consumo interno de carbón varía entre el 8% y el 12%, a excepción del año 2020 donde se usó cerca del 17%, el cual se distribuye entre generación de energía en termoeléctricas, producción de coque y consumo a nivel industrial, como se puede observar en la Tabla 19.

**Tabla 19. Producción y consumo de carbón en Colombia (kTon) 2010 – 2021**

Año	Extracción primaria	Oferta interna bruta	% consumo interno
2010	74.350	7.894	11%
2011	85.803	6.480	8%
2012	89.024	8.117	9%
2013	85.496	8.636	10%
2014	88.578	8.782	10%
2015	85.547	9.187	11%
2016	90.512	9.193	10%
2017	90.549	7.824	9%
2018	84.283,9	7.856,2	9%
2019	84.342,8	9.276,6	11%
2020	49.330,7	8.288,1	17%
2021	55.289,0	6.756,4	12%
2022	57.501,97	10.843,31	19%

Fuente: BECO

Aunado a lo anterior, se aprecia como el consumo de carbón térmico para la generación de energía en termoeléctricas ha superado los 20 Mton únicamente en años como 2015 a 2016 y 2019 a 2020 coincidiendo con

sucesos como el fenómeno del niño o la emergencia sanitaria global, donde el carbón colombiano ha sido más que suficiente para complementar y respaldar la generación de energía a las hidroeléctricas en temporadas de bajas precipitaciones.

#### **4.1.1. Reservas**

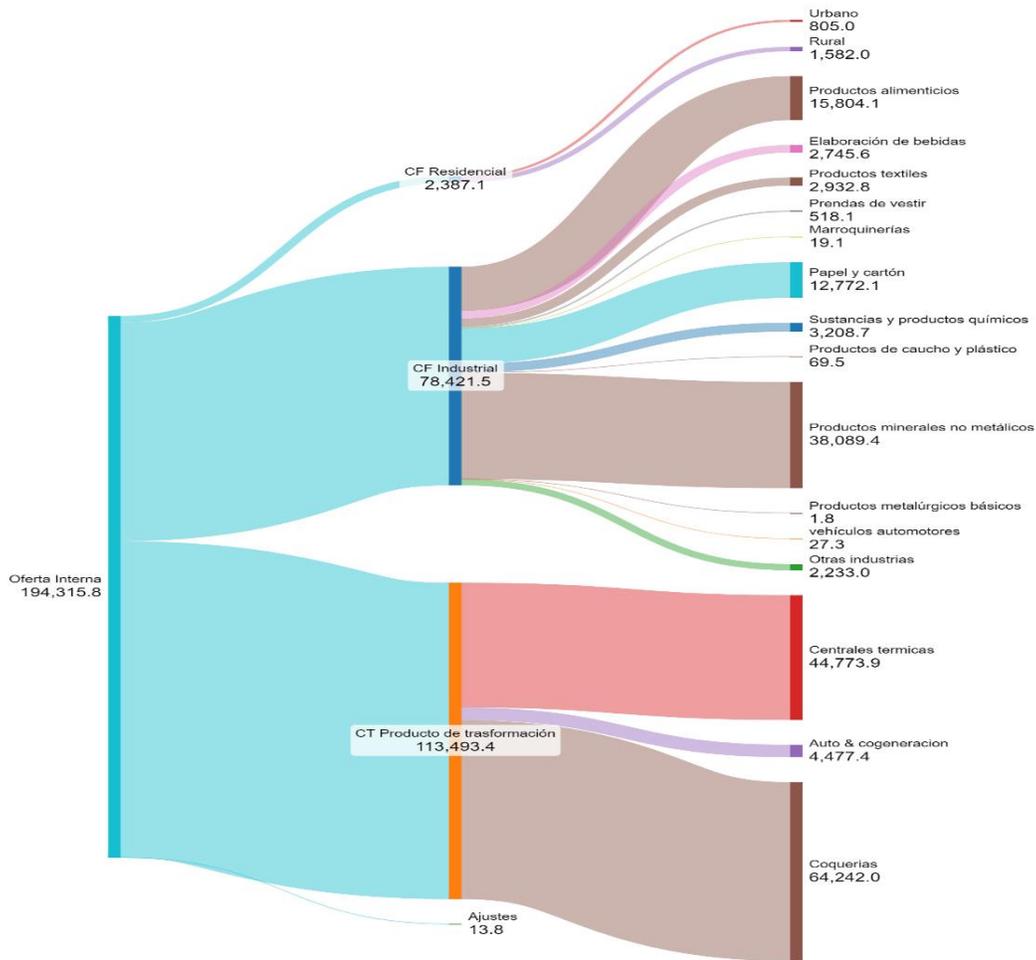
En relación con las reservas de carbón térmico en Colombia, se toma como referencia la información plasmada dentro del "*Boletín Estadístico De Minas Y Energía 2018 – 2023 S1*" emitido por la UPME en mayo de 2024 y donde se menciona que a 31 de diciembre de 2022 se contaba con 540 MTon de reservas probables y con 548 MTon de reservas probadas.

De lo anterior se puede concluir que Colombia cuenta con suficientes reservas probadas de carbón térmico como para tener una producción de 57.5 MTon (como la registrada en 2022) por casi 10 años para seguir exportando con los niveles actuales o en caso de satisfacer la demanda interna, que es de más de 6 MTon anuales se tiene carbón para casi 100 años, **indicador que muestra que Colombia tiene un gran potencial energético que, por consideraciones ambientales, está dejando de lado** cuando debería aprovechar sus ventajas comparativas.

#### **4.1.2. Demanda**

Del diagrama de Sankey, Figura 36, elaborado con base a la oferta y demanda del carbón en Colombia para el año 2021 y teniendo en cuenta que para ese año se contaba con 197.804 TJ en inventarios y 1.593.615 TJ fueron destinados a exportación, se puede apreciar que únicamente el 12% (194.316 TJ) del carbón explotado se destinó para el consumo interno y solo el 3% fue destinado a la generación de energía por parte de las termoeléctricas.

**Figura 36. Diagrama Sankey para Carbón (TJ)**



Fuente: CGR con datos de UPME 2021.

Desafortunadamente dentro de la información contenida en el BECO no se hace una diferenciación entre carbón térmico o metalúrgico, sin embargo, es posible dar una idea con base a la cantidad de carbón destinado a la coquización, que para el año 2021 fue de 64.242 TJ. En este mismo año, como energético secundario, se produjeron 81.942 TJ de coque de los cuales 81.050 TJ fueron exportados y 892 TJ destinados al consumo interno.

Con relación a los demás sectores económicos, en Colombia el carbón térmico es usado como fuente de energía en diferentes actividades industriales. Según el BECO en los últimos años, los principales destinos son la elaboración de productos minerales no metálicos (cemento, cerámica, etc.), papel y cartón, productos químicos y productos textiles. El consumo de carbón térmico en el sector industrial representa alrededor del 40% de la oferta interna bruta mientras que en el sector transporte, construcción o agropecuario no se registra consumo apreciable (ver Tabla 20).

**Tabla 20. Uso de carbón en termoeléctricas y en el sector industrial en Colombia (kTon) 2010 – 2021**

Año	Oferta interna bruta	Uso Industrial	Uso en termoeléctricas	% uso industrial	% Uso en termoeléctricas
2010	7.894,1	2.939,2	1.444	37,2%	18,3%
2011	6.480,9	2.696,7	614	41,6%	9,5%
2012	8.117,3	3.329,4	987	41,0%	12,2%
2013	8.636,9	2.985,7	1.835	34,6%	21,2%
2014	8.782,5	3.148,1	1.954	35,8%	22,2%
2015	9.187,1	2.649,3	2.144	28,8%	23,3%
2016	9.193,2	2.732,9	2.102	29,7%	22,9%
2017	7.824,4	2.935,0	889	37,5%	11,4%
2018	7.856,2	3.160,7	1.367	40,2%	17,4%
2019	9.276,6	2.782,3	2.715	30,0%	29,3%
2020	8.288,1	2.548,3	3.082	30,7%	37,2%
2021	6.756,4	2.177,2	1.557	32,2%	23,0%

Fuente: BECO

En adición a lo anterior, es importante resaltar que la industria que más consume carbón térmico dentro de sus procesos industriales son las cementeras pues se registraron consumos de 0,9 Mton del mineral para la

fabricación de Clinker<sup>60</sup> y según cálculos realizados por PROCEMCO<sup>61</sup>, se estimó una demanda anual de carbón para la industria del cemento entre 1,02 MTon y 1,29 MTon por año en el periodo 2023 a 2026<sup>62</sup>. De igual forma, vale la pena mencionar que PROCEMCO manifiesta que, a pesar de la correcta implementación de la hoja de ruta de la industria cementera hacia la carbono-neutralidad en 2050, se estima que el carbón seguiría siendo por lo menos el 42% del energético principal utilizado.

#### 4.2. Robustez

Por ser este un documento sobre seguridad energética la robustez para el sector minero viene dada por su aporte a la generación de electricidad. Se debe tener en cuenta que el límite de la robustez está marcado por la cantidad de plantas térmicas que usan carbón y la cantidad máxima de energía que puedan llegar a generar.

Según la ANDEG, en 2024 las termoeléctricas consumieron en promedio 436 kTon/mes de carbón<sup>63</sup>, correspondiente al 8,41% de la generación, como se observa en la Figura 37.

---

<sup>60</sup> Clinker: Producto granulado obtenido por calcinación de caliza y arcilla, y utilizado en la fabricación de cementos.

<sup>61</sup> PROCEMCO: Cámara Colombiana del Cemento y el Concreto

<sup>62</sup> Respuesta de PROCEMCO el 24 de marzo de 2023 al oficio Radicado por la ANM No: 20224210270081

<sup>63</sup> Newsletter ANDEG del 1 de febrero de 2024.

**Figura 37. Capacidad efectiva neta 2023 – 2024**

Tipo de Fuente		2023 (MW)	2024 (MW)	Variación
	<b>Total</b>	<b>19.918,68</b>	<b>19.919,65</b>	<b>0,00%</b>
	Hidráulica	13.206,17	13.206,17	0,00%
	Carbón	1.675,90	1.675,90	0,00%
	ACPM	903,00	903,00	0,00%
	Gas	3.103,09	3.103,09	0,00%
	Combustoleo (FO)	266,00	266,00	0,00%
	Otros fósiles	50,00	50,00	0,00%
	Biomasa	209,84	209,84	0,00%
	Eólica	18,42	18,42	0,00%
	Solar	486,26	487,23	0,20%

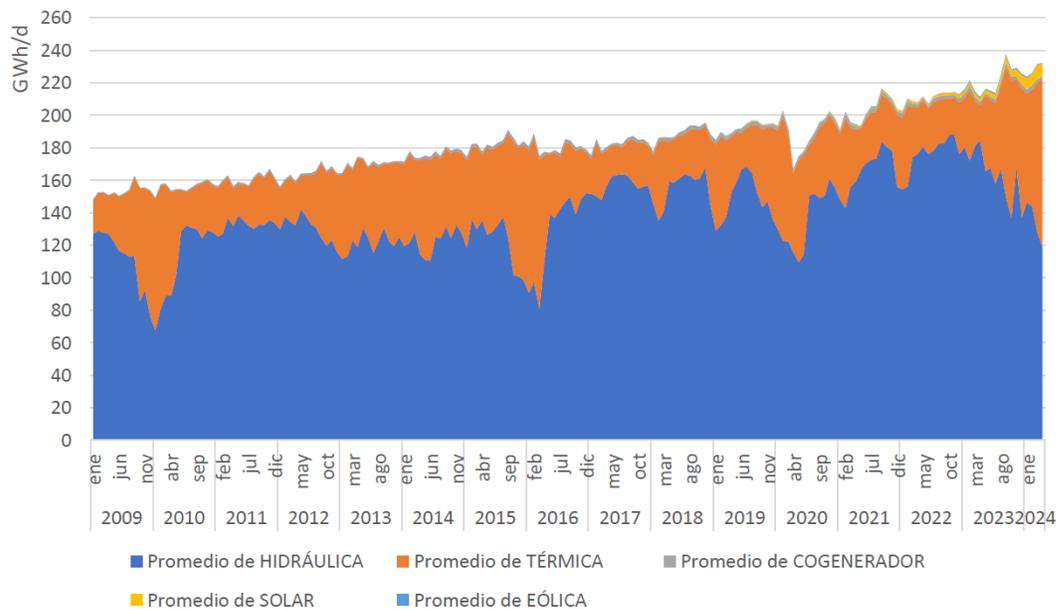
Fuente: Newsletter ANDEG del 1 de febrero de 2024

Según datos de XM, a primero de mayo de 2024 la generación real del SIN por medio de termoeléctricas tenía una capacidad instalada de 5.456 MW de los 17.759 MW totales, es decir, un 30,7%, el cual opera de manera constante aumentando o disminuyendo la generación en tiempos de sequía o fenómeno del Niño, tal y como se evidencia en la Figura 38, y se encuentran divididas en plantas de ciclos combinados, que *"transforman la energía térmica del gas natural en electricidad mediante el trabajo conjunto de una turbina de gas y otra de vapor. El proceso implica la puesta en marcha de dos ciclos consecutivos: el ciclo de Brayton, que corresponde a la turbina de gas convencional, y el ciclo de Rankine, que opera con la turbina de vapor"*<sup>64</sup> y plantas de ciclos abiertos que *"utilizan combustibles fósiles (gas natural,*

64 Disponible el 13 de febrero de 2024, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educarecursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>

carbón o fueloil) para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor”.<sup>65</sup> Las primeras tienen 20 años de servicio en promedio, y las segundas tienen 26 años de servicio en promedio. El 30% de ellas usan carbón, el 44% gas natural y el 26% diésel, combustóleo y Jet A-166<sup>67</sup>.

**Figura 38. Energía producida 2012-2024 Complementariedad tecnológica del SIN**



Fuente: Newsletter ANDEG del 1 de febrero de 2024

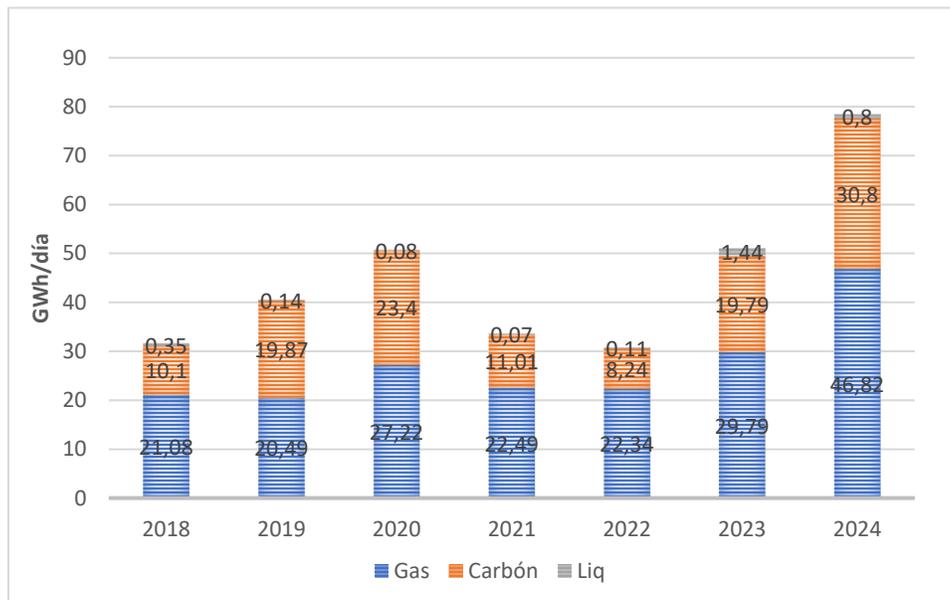
Según la información suministrada por ANDEG, en los últimos 7 años el aporte energético derivado del carbón térmico ha oscilado entre los 8 GW-h/día y los 30 GW-h/día, tal y como se puede ver en la Figura 39.

65 Disponible el 13 de febrero de 2024, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educacion/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional>

66 Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2022) Plan Acción Indicativo del PROURE PAI-PROURE 2022-2030.

67 UPME. (2022). Plan de Acción Indicativo PROURE. Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía.

**Figura 39. Aporte de generación térmica en GW-h/día (promedio diario por año)**



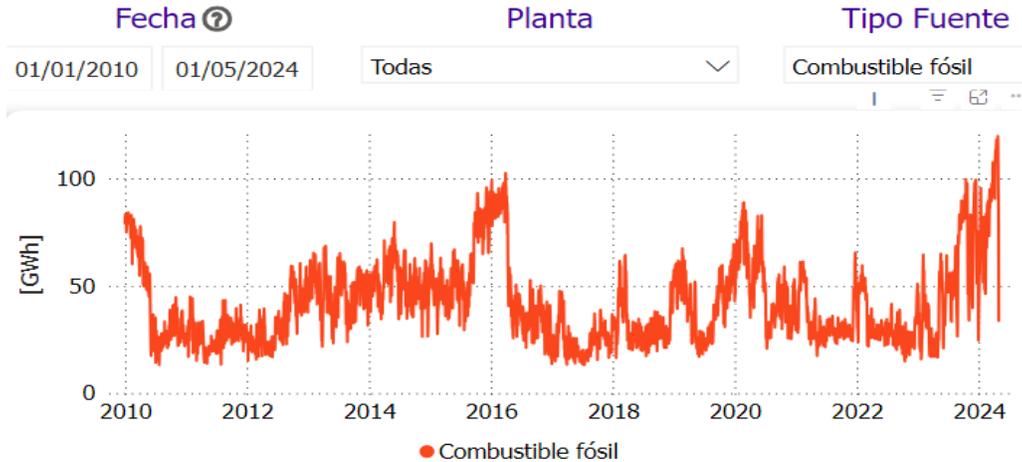
Fuente: Respuesta ANDEG No. ANDEG-040-2024

Sin embargo, con el fin de contar con un análisis más preciso, se tomará como referente el mes de abril de 2024 ya que, según información de XM, durante este mes el parque térmico hizo el mayor aporte de GW-h/día de los últimos 10 años.

Como se puede observar en la Figura 40, la situación vivida en el presente año, obligo al parque térmico a tener una gran participación en la generación real del SIN, incluso mayor a la del año 2016; **es en esta situación donde la robustez del parque térmico es puesta a prueba** ya que durante dicho mes se llegó a aportar en promedio el 46,58% de la energía

que se generó en el país, con un máximo de 119,7 GW-h/día, cuando el tope de la obligación de energía firme que tienen es de 112 GW-h/día.

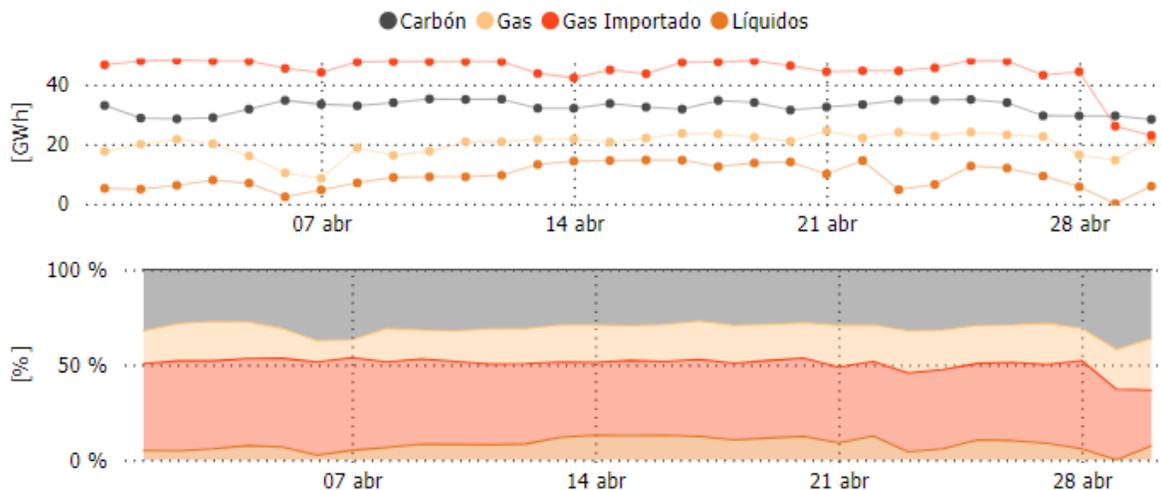
**Figura 40. Generación real del SIN a partir de combustibles fósiles 2010-2024**



Fuente: XM. Datos a 1 de mayo de 2024

Durante el mes de abril de 2024 se generó un total de 6.846 GW-h donde las termoeléctricas aportaron un total de 3.189 GW-h, de los cuales, en promedio, el 30,5% fue generado con carbón (ver la Figura 41) es decir un 14.2% del total generado en el país.

**Figura 41. Evolución de generación térmica. Abril 2024**



Fuente: Pagina web XM

Las anteriores gráficas y cifras muestran la importancia actual del sector minero, específicamente el carbón y que **sin este energético el país probablemente habría tenido racionamientos lo cual es paradójico dada la abundancia del mismo en el país**, razón por la cual la ruta de descarbonización que se emprenda con el fin de cumplir con los compromisos ambientales no debería sacrificar la robustez del sistema eléctrico, robustez dada precisamente por la diversificación de energéticos térmicos.

#### 4.3. Resiliencia

En el sector minero, la resiliencia del sector minero en la seguridad energética se verá reflejada en el curso que tomará la generación de energía a partir de combustibles fósiles ya que la tendencia apunta a disminuir o incluso eliminar el uso de carbón térmico como insumo principal, siendo remplazado por gas o por fuentes no convencionales o por gas, que a la fecha de elaboración del presente estudio resulta inviable teniendo en cuenta que el gas usado en las termoeléctricas para la generación de energía durante la crisis energética 2023–2024 no fue, en su totalidad, gas nacional, aumentando los costos de generación.

En el 2020, el Gobierno colombiano realizó la *“Actualización de la Contribución Determinada a nivel nacional de Colombia – NDC para cumplir*

con el Acuerdo de París<sup>68</sup>, donde contempló en la meta 8, en la línea estratégica de infraestructura resiliente, que elaborará a 2025 “...un instrumento de planificación sectorial de hidrocarburos, uno de minería de carbón y uno de energía eléctrica cuentan con lineamientos de cambio climático orientados al aseguramiento de las condiciones de operatividad integral bajo nuevos escenarios de demandas operativas y ambientales.”, y lo relacionan con los ODS 7, 8 Y 9.

En dicho documento, también se involucró al sector privado, donde Bavaria, empresa de alimentos y bebidas, se propuso la meta de reemplazar el uso del carbón en su planta de Tibasosa, por gas natural.

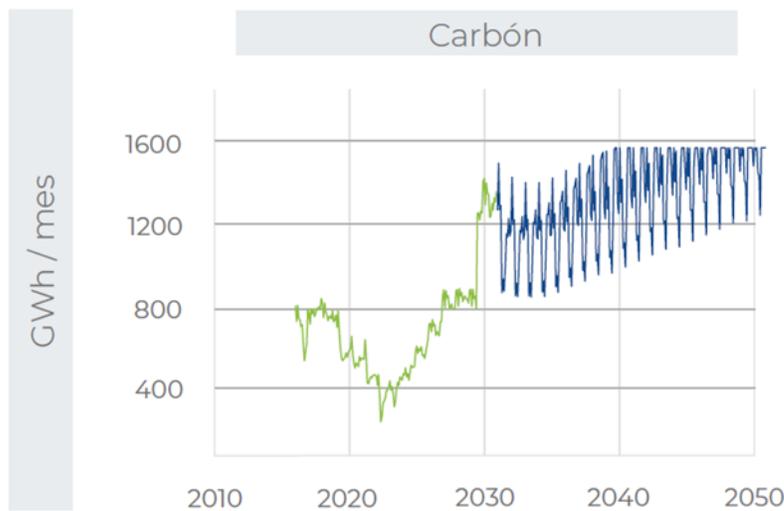
Por otro lado, en el 2021, el Ministerio de Minas y Energía presentó el documento “Escenarios de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050”<sup>69</sup>, donde se proyectó que el carbón seguirá generando energía, pasando de aproximadamente 200 GW-h/mes en 2021 a 1.600 GW-h/mes, como se puede observar en el Figura 42.

**Figura 42. Proyección de generación mensual**

---

<sup>68</sup> Gobierno de Colombia. (2020). Actualización de la Contribución Determinada a nivel nacional de Colombia – NDC.

<sup>69</sup> Ministerio de Minas y Energía. (2021). Escenarios de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050.



Fuente: Escenarios de mitigación de emisiones de GEI a 2030 y carbono neutralidad a 2050

La tendencia hacia la carbono neutralidad ha instado a las termoeléctricas a realizar una evaluación de futuras medidas a tomar con el fin de prescindir de los combustibles fósiles tal y como lo anuncio la central Termoguajira en julio de 2023, convirtiéndose en la primer planta en transitar hacia generación eléctrica 100% descarbonizada, sin embargo, es importante mencionar que el cambio de fuente para la generación de energía no es la única estrategia para disminuir la emisión de GEI y que empresas como las afiliadas a ANDEG se encuentran, por un lado, implementando acciones tales como mejorar la eficiencia energética, reconversión tecnológica, mantenimientos continuos y por otro lado acciones de compensación como reforestación voluntaria o venta, validación y certificación de bonos de carbono asociado a proyectos de energía.<sup>70</sup>

---

70 Respuesta ANDEG 040-2024 del 8 de abril de 2024.

De acuerdo con el estudio realizado en el 2021 por la universidad de los Andes denominado "*Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir el acuerdo de París*"<sup>71</sup>, el cual fue presentado por el Gobierno nacional ante la Cumbre Climática - COP 26, en Glasgow, Escocia, dentro de la apuesta 7, "*Matriz energética diversificada para atender la demanda a través de fuentes renovables y que permitirá el acceso a recursos limpios y al uso de tecnologías más eficientes*", se encuentra en el numeral 36 que las plantas termoeléctricas a carbón y gas adoptarán tecnologías de captura y almacenamiento de carbono – CCUS- y estrategias de compensación para ser competitivas a 2050.

Se menciona que aquellas que terminan su vida útil a 2050 o antes, serán desmanteladas. Sin embargo, según la respuesta proporcionada por ANDEG, "*La vida útil promedio de las centrales de generación se prolonga en el tiempo con los mantenimientos preventivos y correctivos anuales, las reconversiones tecnológicas, retrofits, entre otras estrategias*".<sup>72</sup> Esto implica que no es necesario desmantelar si se hacen los mantenimientos convenientes y se podría contar con este respaldo de generación en los años venideros.

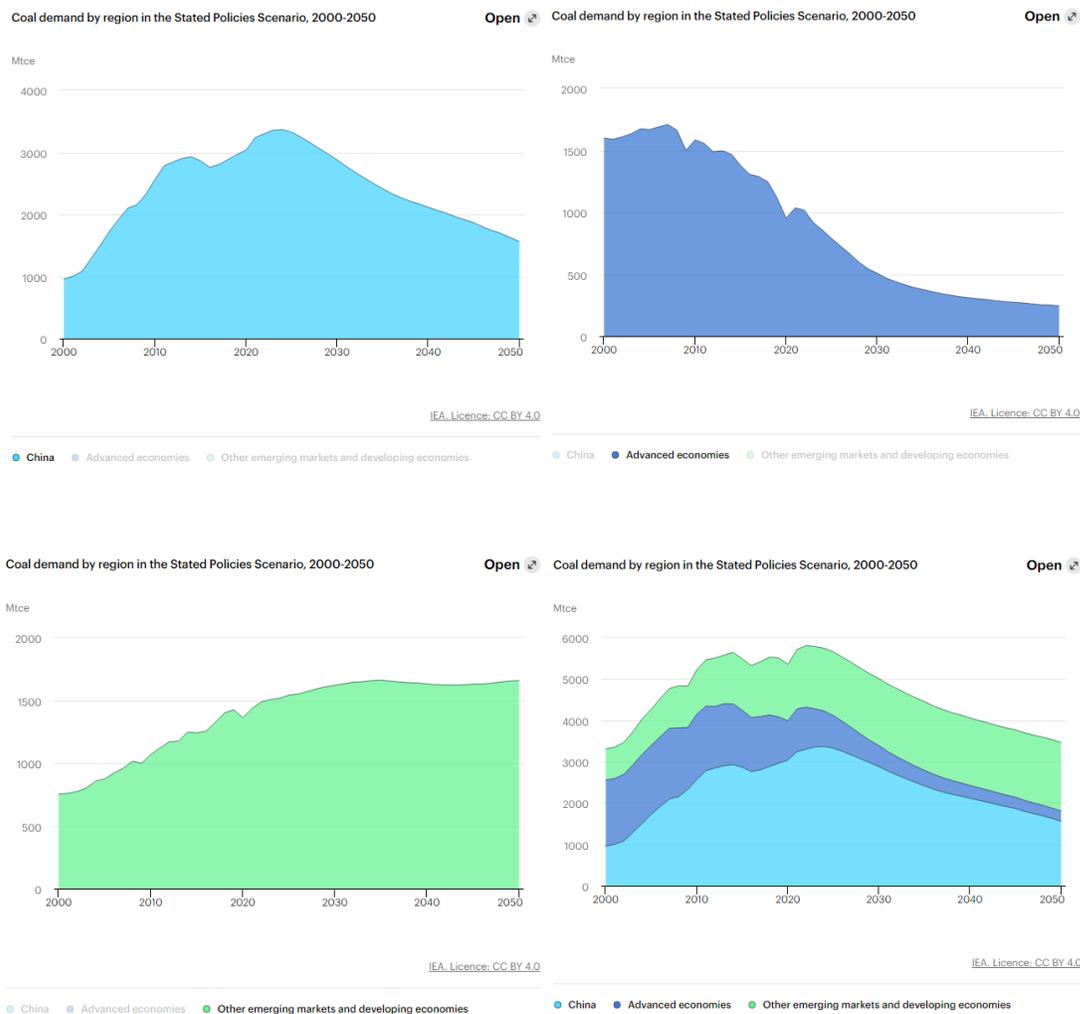
---

<sup>71</sup> Gobierno de Colombia. (2021) Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París.

<sup>72</sup> Respuesta ANDEG 040-2024 del 8 de abril de 2024.

Finalmente es importante hacer mención a lo expuesto por la International Energy Agency – IEA, en el “*World Energy Outlook 2023*” sobre la proyección de demanda de carbón con base a las políticas mundiales declaradas a 2050.

**Figura 43. Demanda futura de carbón por región en el Escenario de Políticas Declaradas, 2000-2050**

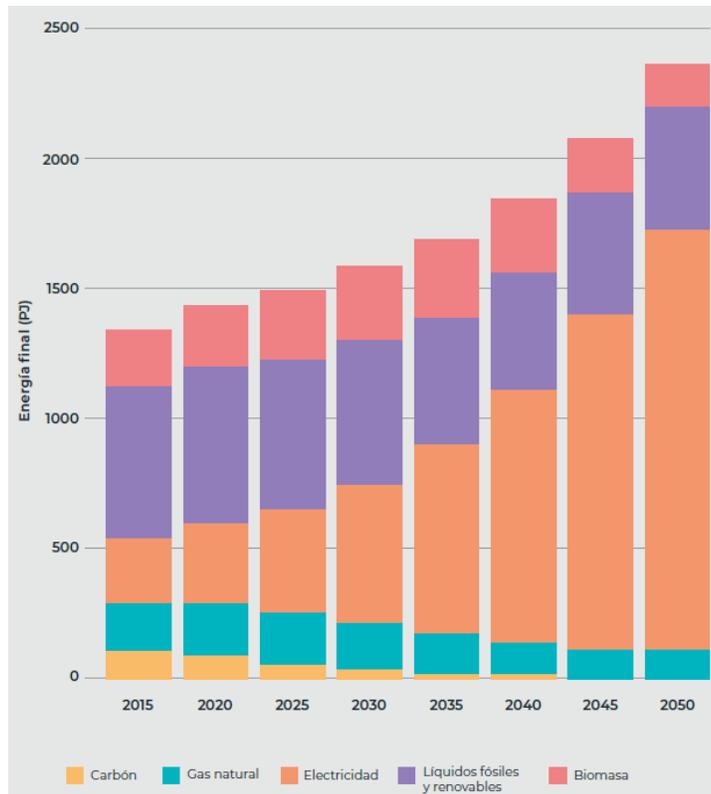


Fuente: IEA

Se evidencia en la Figura 43 que, tanto China como los países con economías avanzadas, continuarán disminuyendo su consumo de carbón, mientras que los mercados emergentes y las economías en desarrollo mantendrán un consumo constante y en ascenso a partir de 2030, lo que indica que a nivel mundial no se tiene contemplada la eliminación total del carbón como energético.

Colombia empezó a cambiar el uso del carbón por el uso del gas natural hacia la década de los noventa en las plantas térmicas. Así mismo, dentro del documento *"Actualización de la Contribución Determinada a nivel nacional de Colombia – NDC para cumplir con el Acuerdo de París"*, mencionan que de los 237 Mton de CO<sub>2</sub> equivalente emitidas en Colombia en el año 2014, la quema de combustibles en centrales térmicas aportó apenas el 5%. Cabe aclarar que esta estrategia no plantea la desaparición de los combustibles fósiles en la matriz energética colombiana, pero estima que para el 2045 ya no se use el carbón como fuente energética, como se puede observar en la Figura 44.

**Figura 44. Composición de la generación eléctrica para alcanzar la carbono-neutralidad en Colombia**



Fuente: E50 Universidad de Los Andes (2021)

En el 2021 se firmó el convenio de cooperación internacional GGC No. 632 entre el Ministerio de Minas y Energía y Centro Internacional de Agricultura Tropical para evaluar la viabilidad de la captura, transporte, uso y almacenamiento de dióxido de carbono, del que se emanaron propuestas de gobernanza y recomendaciones para avanzar en este método de mitigación de emisiones de GEI. El convenio propuso la realización de mesas donde sean discutidas *"acciones y estrategias para reducir las emisiones de GEI mediante la regulación, formulación de estudios y fase piloto que permitan aprovechar la captura de CO2 como medida de reducción y de oportunidad en mercados de emisiones entre otros."*

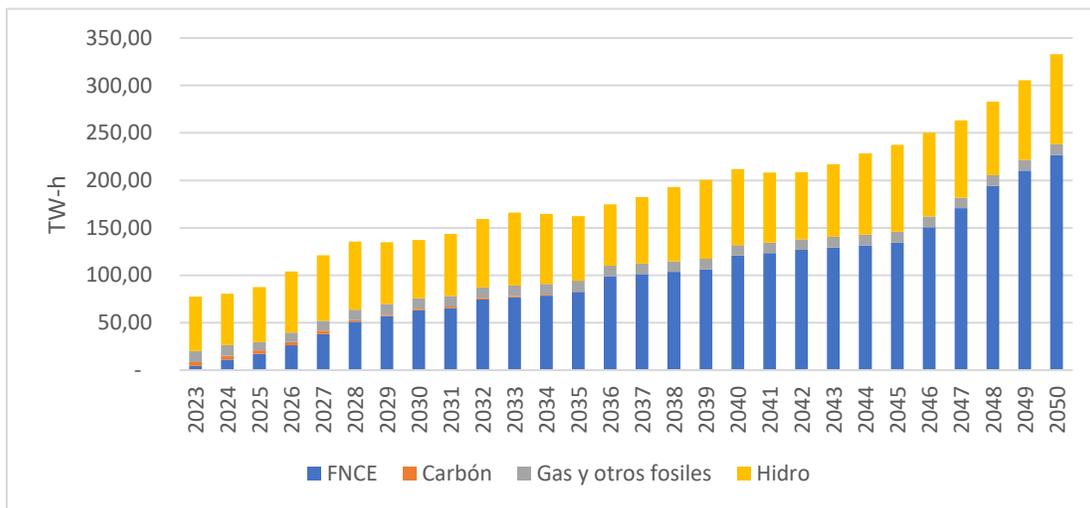
De igual forma se propuso la conformación de un “Equipo Implementador” responsables de una serie de actividades con el fin de avanzar en la implementación de la tecnología para la captura, transporte, uso y almacenamiento de dióxido de carbono. Finalmente se propusieron 10 recomendaciones o pasos a seguir, sin embargo, según respuestas del MME<sup>73</sup>, la ejecución de dichas recomendaciones ha sido casi nula y a la fecha de elaboración del presente estudio, el Ministerio apenas cuenta con un documento borrador de lineamientos generales que deberán desarrollar las entidades competentes con el fin de determinar sus requisitos y condiciones técnicas para el desarrollo de proyectos de Captura, Uso y Almacenamiento de Dióxido de Carbono en el subsuelo y un borrador de decreto para reglamentar lo correspondiente al almacenamiento del CO<sub>2</sub> en el subsuelo para todos los sectores de la economía.

En cuanto a la TEJ que planteo el Gobierno colombiano en el 2023, el uso del carbón para generación eléctrica desaparecería en el 2036, acelerando en nueve (9) años la propuesta del Gobierno anterior, como se observa en la Figura 45.

---

<sup>73</sup> Respuesta a través del Radicado No.: 3-2024-012691 del 25/04/2024

**Figura 45. Generación de energía eléctrica (abajo) para el Escenario de Transición Energética Justa (TW-h)**



Fuente: UPME

En marzo de 2024, con base en el estudio de 2020 llamado "*Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita*", la UPME publicó el PEN. 2022 – 2052, en donde planteó seis (6) escenarios de producción de carbón térmico y metalúrgico, y esperan que la participación del carbón térmico en la generación de energía continúe en el tiempo, así como sus exportaciones (pág. 89). En el escenario "*Actualización*", el carbón térmico tiene una participación en la matriz energética del 27,9%, en el de "*Modernización*" un 15,1%, en el de "*Inflexión*" un 12,8%, en el de "*Innovación*" un 7,7%, en el de transición energética justa límite inferior un 7,3% y en el de transición energética justa límite superior un 7,0% (pág. 142).

De lo anterior se resalta la importancia de la implementación de las tecnologías para la captura de carbono ya que los combustibles fósiles van a estar presentes dentro de la matriz energética nacional e internacional durante más de 20 años, razón por la cual se deben contar con alternativas para la disminución en la emisión de GEI.

## **5. Seguridad Energética En El Sector Eléctrico**

### **5.1. Soberanía**

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2023-2037, aun preliminar para comentarios, se enmarca en el artículo 4 de la Ley 143 de 1994 de *“abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y de **asegurar una operación** eficiente, **segura** y confiable en las actividades del sector de electricidad”*.

Sin embargo, dicho plan no incluye, para el abastecimiento de la demanda, las importaciones de energía de Ecuador, la posibilidad de comprar energía a Venezuela o algún escenario de interconexión con Panamá y Centroamérica.

De igual manera el plan, se alinea con la política de Transición Energética Justa -TEJ-, la cual incluye el pilar de Gradualidad, **Soberanía** y **Confiabilidad**, el cual busca la sustitución progresiva y pertinente de la matriz energética actual por una más limpia y eficiente, **asegurando el suministro energético y propendiendo por una creciente seguridad y autosuficiencia energética nacional.**<sup>74</sup>

El Plan Indicativo de Expansión de Transmisión 2022-2036 incluye el análisis de escenarios para cumplir exportaciones a Ecuador, aunque no en todos los proyectos del sistema de transmisión nacional, identificados. También incluye, entre las alternativas DC, la línea de interconexión HVDC<sup>75</sup> con Panamá que fue modelada como una carga de 400 MW conectada a la subestación Cerromatoso 500 kV e incluso la fase 2 de la Colectora para atender 49 solicitudes de conexión por 8.750 MW, de los cuales 6.960 MW son eólicos.<sup>76</sup>

---

<sup>74</sup> UPME, MME; Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2023-2037; octubre de 2023; página 10.

<sup>75</sup> La corriente continua de alto voltaje (HVDC) es altamente eficiente para transmitir grandes cantidades de electricidad a largas distancias, integrar energías renovables e interconectar soluciones de red, abriendo el camino a nuevas soluciones de transmisión sostenible.

<sup>76</sup> UPME, MME; Plan Indicativo de Expansión de Transmisión 2022-2036; octubre de 2023; páginas 43 a 45.

**5.1.1. Planes Nacionales de Desarrollo (PND) durante los años 2010-2014, 2014-2018, 2018-2022 y 2022-2026 en relación con el sector de energía:**

Los Planes Nacionales de Desarrollo (PND) de Colombia entre 2010 y 2022 han mostrado una evolución considerable en las políticas públicas orientadas hacia la **Seguridad** y **Confiabilidad** del suministro energético, y su respectivo impacto fiscal. Analizando cada cuatrienio, es evidente cómo las políticas han ajustado sus enfoques y metas para adaptarse a los desafíos emergentes y aprovechar nuevas oportunidades tecnológicas, siempre atentos en la sostenibilidad fiscal.

A continuación, se detalla la relación entre cada uno de los planes nacionales de desarrollo desde 2010 hasta 2022 y su conexión con el tema central de este estudio.

***5.1.1.1. PND 2010-2014: Establecimiento de Fundamentos para la Equidad y la Eficiencia Energética<sup>77</sup>.***

---

<sup>77</sup>Departamento Nacional de Planeación. (2011). [Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014]. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PND/Bases%20PND%202010-2014%20Versi%C3%B3n%205%2014-04-2011%20completo.pdf> (pp. 220-222).

El PND de 2010-2014 se centró en aumentar la **cobertura energética y mejorar la calidad** del servicio a las poblaciones vulnerables, empleando los recursos de los Fondos Especiales del Ministerio de Minas y Energía. Se adoptaron criterios que fomentaron la integración del sector eléctrico con otros países de la región, como Venezuela, Ecuador y Panamá y se intentó implementar esquemas financieramente sostenibles. **Una meta clave fue el aumento en la capacidad de generación eléctrica, con una línea base de 13.542 a 16.234 MW.** Se destacó la necesidad de una nueva estrategia para enfrentar estos problemas, incluyendo la regulación de esquemas diferenciales y la promoción de energías renovables en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

#### ***5.1.1.2. PND 2014-2018: Avance hacia la Confiabilidad y Expansión de la Infraestructura<sup>78</sup>.***

Durante este cuatrienio, la **seguridad energética.** fue reforzada mediante una mayor participación en las subastas del Cargo por Confiabilidad, **asegurando la disponibilidad de energía incluso en periodos de hidrología crítica.** Sin embargo, casi el 40% de la energía firme aún dependía de combustibles líquidos, lo cual elevaba los costos y afectaba la

---

<sup>78</sup> Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). [Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 Tomo 1]. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PND/PND%202014-2018%20Tomo%201%20internet.pdf> (pp. 137-141, 233-238).

competitividad. Las metas de este cuatrienio incluyeron la necesidad de promover la sustitución de generación con combustibles líquidos por opciones más económicas y la mejora en los tiempos de licenciamiento ambiental para facilitar la expansión de infraestructura. Además, se propuso mejorar la **cobertura eléctrica del 94,9% en 2009 al 97,21% en 2014** y calidad del servicio, logrando un incremento significativo de aproximadamente 250.000 nuevos usuarios en 5 años y la extensión del servicio continuo a más cabeceras municipales.

***5.1.1.3. PND 2018-2022: Transformación hacia un Sector Energético Más Innovador y Equitativo<sup>79</sup>.***

Este período se destaca por su orientación hacia la innovación y la mejora de la competitividad en el sector energético, el cual reconoció los logros anteriores y planteó la necesidad de avanzar en precios competitivos, **cobertura y calidad en la prestación del servicio, y la innovación tecnológica.** Se destacó la reforma de 1994 por su impacto positivo en la viabilidad y modernización del sector, pero se identificaron áreas pendientes, como la estandarización y transparencia en los mercados energéticos. **La meta era alcanzar la universalización del servicio energético con**

---

<sup>79</sup> Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). [Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022]. Recuperado de [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/PND\\_2018-2022/pdf/bases-pnd-2018-2022.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/PND_2018-2022/pdf/bases-pnd-2018-2022.pdf) (pp. 695-710).

**inversiones proyectadas cercanas a los \$5 billones**, para cubrir viviendas aún no conectadas, tanto en zonas interconectadas como no interconectadas. Este cuatrienio también enfatizó continuar con **la integración regional del sector eléctrico colombiano con otros países de la región, la promoción de la competencia y la innovación como pilares fundamentales para el desarrollo futuro.**

***5.1.1.4. PND 2022-2026: Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia<sup>80</sup>.***

Este PND busca impulsar el sistema energético del país con un enfoque que destaca la **Seguridad** y la **Confiabilidad** del suministro energético, mediante una ambiciosa transición hacia fuentes de energía renovable y no convencional. Este enfoque es una respuesta directa a las urgentes necesidades globales y locales de **sostenibilidad** y **seguridad energética**, pero conlleva una serie de desafíos complejos que requieren un examen crítico.

---

<sup>80</sup> Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). [Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026]. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>; (pp.182 a 194).

Dentro de las metas para este cuatrienio, encontramos el **indicador de capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)**. Con una línea base de 297,08 MW y una meta para el cuatrienio de 2.297 MW, esta iniciativa se alinea con el **Objetivo 7 de Desarrollo Sostenible (ODS)**, que busca garantizar el acceso a una **energía asequible, segura, sostenible y moderna**. Este objetivo refleja la intención del PND de democratizar la generación de energía y reducir las tarifas mediante el impulso de tecnologías como la energía solar, eólica, geotérmica y biomasa. Esta transformación no solo busca diversificar la matriz energética del país, sino también alinearla con compromisos ambientales y sociales sostenibles.

Sin embargo, la viabilidad de esta promesa depende críticamente de la capacidad técnica y económica del país para implementar y sostener dichas tecnologías. Las fuentes de energía renovable, particularmente la eólica y la solar, enfrentan el desafío de la variabilidad<sup>81</sup>, lo que puede comprometer la **confiabilidad del suministro** si no se manejan con sistemas de almacenamiento adecuados y otras medidas de respaldo técnico. Además, el plan subraya la importancia de fortalecer la seguridad energética mediante el

---

<sup>81</sup> Variabilidad: describe las fluctuaciones en la generación de energía y especificando que se debe a la naturaleza inconstante de las fuentes como el aire (para la energía eólica) y el sol (para la energía solar).

aprovechamiento de recursos locales y el desarrollo de infraestructura de almacenamiento energético.

Esta estrategia se erige como un pilar fundamental para asegurar un suministro de energía continuo y estable, reduciendo la dependencia de las importaciones y las vulnerabilidades ante las fluctuaciones de los mercados internacionales. Aunque la visión es sólida, la transición desde las plantas termoeléctricas hacia fuentes renovables y la construcción de nueva infraestructura presentan complejos retos operacionales y financieros. Para superar estos obstáculos, el plan incluye el desarrollo de avanzados sistemas de almacenamiento de energía y la integración de tecnologías que compensen la variabilidad inherente de las fuentes renovables. Estas medidas no solo facilitarán la gestión eficiente de los recursos energéticos sino también acelerarán la implementación efectiva de las renovables, asegurando así la consecución de las metas establecidas y la evolución hacia una matriz energética más limpia y sostenible.

#### ***5.1.1.5. Impacto Fiscal y Gestión de Subsidios a lo Largo de los Cuatrienios.***

A lo largo de estos períodos descritos, la gestión fiscal ha sido crucial, especialmente en la administración de subsidios energéticos. Estos subsidios

han experimentado un crecimiento significativo, lo cual ha requerido un enfoque más dirigido para asegurar su efectividad. Por ejemplo, los recursos estatales destinados a subsidios aumentaron del 63% en 2010 a casi el 80% en 2018. Este incremento refleja una carga fiscal creciente, pero esencial para preservar la equidad en el acceso a la energía.

La transición hacia modelos de subsidio más eficientes y equitativos ha sido una constante. El actual gobierno ha trabajado en mejorar la focalización y la eficiencia de estos subsidios para reducir la carga fiscal, sin comprometer el acceso al servicio energético.

### **5.1.2. Comunidad Andina de Naciones (CAN)**

La Comunidad Andina de Naciones (CAN)<sup>82</sup>, integrada por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, se estableció el 26 de mayo de 1969 bajo el Acuerdo de Cartagena. Este organismo internacional fomenta una integración económica subregional enfocada en el desarrollo balanceado y el mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes. La CAN busca la creación de un mercado común latinoamericano, estimulando un crecimiento inclusivo y sostenible entre sus países miembros.

---

<sup>82</sup> Osorio Uribe, L. F. (2023, febrero 27). Impactos positivos de la Comunidad Andina en sus países miembros. Universidad Externado de Colombia. <https://djp.uexternado.edu.co/uncategorized/impactos-positivos-de-la-comunidad-andina-en-sus-paises-miembros/>.

En 1996, el Protocolo de Trujillo marcó un hito en la historia de la CAN al introducir reformas institucionales significativas, incluyendo la creación del Sistema Andino de Integración (SAI) y la expansión de las competencias del Consejo Andino de ministros de Relaciones Exteriores. Estas reformas han facilitado la colaboración en diversos frentes, desde la eliminación de aranceles hasta la coordinación de políticas económicas y aduaneras. Como resultado, los bienes circulan libremente entre los países miembros, sin barreras comerciales innecesarias.

Otro avance notable es la libre movilidad de ciudadanos dentro de la comunidad, quienes pueden viajar entre los países solo con su documento de identidad. La cooperación también se extiende al ámbito de la sanidad agropecuaria, fortaleciendo la capacidad técnica y el conocimiento para enfrentar desafíos sanitarios de forma conjunta y eficaz.

**La infraestructura regional ha visto mejoras significativas, particularmente en transporte, energía y telecomunicaciones,** lo que ha facilitado no solo el comercio sino también la integración física de los países. Además, se ha promovido la protección del derecho de propiedad intelectual y el fortalecimiento de las pequeñas y medianas empresas

(PYMES), incrementando su competitividad y presencia en mercados internacionales.

La CAN también ha implementado estrategias proactivas para la gestión de riesgos de desastres y la resolución de problemas sociales que impactan negativamente la economía y el medio ambiente. El Tribunal Andino de Justicia, como órgano judicial, asegura el cumplimiento de las normativas y la resolución de controversias, consolidando la estructura legal y de gobernanza de la Comunidad<sup>83</sup>.

En resumen, la CAN ha jugado un papel crucial en el desarrollo económico y social de sus países miembros, promoviendo una integración profunda que responde efectivamente a las necesidades de sus ciudadanos y fortalece la cooperación regional en múltiples dimensiones.

#### ***5.1.2.1. Infraestructura para la interconexión.***

En lo que respecta a la infraestructura de interconexión eléctrica se destaca el avance en la integración de los mercados de Colombia y Ecuador con una operación coordinada entre los dos países que funciona desde 2003.

---

<sup>83</sup> Tomado de: <https://www.comunidadandina.org/>; mayo 2 de 2024.

Las interconexiones con Venezuela se hacían por medio de contratos entre operadores de las dos naciones; desde Colombia estaban ISAGEN S.A. E.S.P. desde 1992 y Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. desde 1996. Los enlaces con Venezuela, que son de propiedad de Intercolombia S.A., no se encuentran en operación comercial, dado que los contratos de conexión asociados a estos elementos fueron finalizados.

En la Figura 46 se detallan algunas de las líneas de transmisión a través de interconexión Colombia con algunos países de la región.

**Figura 46. Líneas de transmisión de interconexión COLOMBIA**

VENEZUELA
Línea: Corozo - San Mateo 230 kV (FPO 1996; 140 MW) Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. -CENS-
Línea: Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV (FPO 1992; 150 MW) ISAGEN S.A. E.S.P. -ISAGEN-
ECUADOR
Línea: Jamondino - Pimampiro 1 230 KV* (FPO 2003)
Línea: Jamondino - Pimampiro 2 230 KV* (FPO 2003) ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
Línea: Jamondino - Pimampiro 3 230 KV* (FPO 2008)
Línea: Jamondino - Pimampiro 4 230 KV* (FPO 2008) ENLAZA GRUPO ENERGIA BOGOTA SAS ESP
Línea: Panamericana - Tulcán 1 138 kV (FPO 1995) ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
PANAMA
Línea: HVDC 500 KW - 400 MW conectada a Cerromatoso
ECUADOR
Línea: Jamondino -Catambuco 115 kV
Línea: Jamondino -Pasto 115 kV

Fuente: XM SA, UPME; elaboración CGR

Para el futuro se tiene prevista la construcción de una ampliación de la interconexión con Ecuador y una línea de corriente continua con Panamá (proyecto que comenzó en 2004, previsto inicialmente para 2020<sup>84</sup>, el cual se ha prorrogado para el 2026).

Sin embargo, hay que prever que estancar o retroceder el proceso de integración pone en riesgo de subutilización o pérdida de activos que requirieron inversiones por parte de Colombia de USD\$14 millones y USD\$15,19 millones, en las líneas de interconexiones con Venezuela y Ecuador respectivamente (\$116.000 millones).

### ***5.1.2.2. Análisis de las Importaciones y Exportaciones con Ecuador y Venezuela***

Dentro de la CAN, los marcos normativos como las Decisiones CAN<sup>85</sup> 536, 720, 757 y 789 desempeñan un papel crucial en la **regulación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad**. Estas normativas buscan facilitar la interconexión eléctrica y el intercambio energético entre los países miembros, configurando un marco de cooperación que permite a Colombia, Ecuador y

---

<sup>84</sup> Tomado de: <https://www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/>; mayo 2 de 2024.

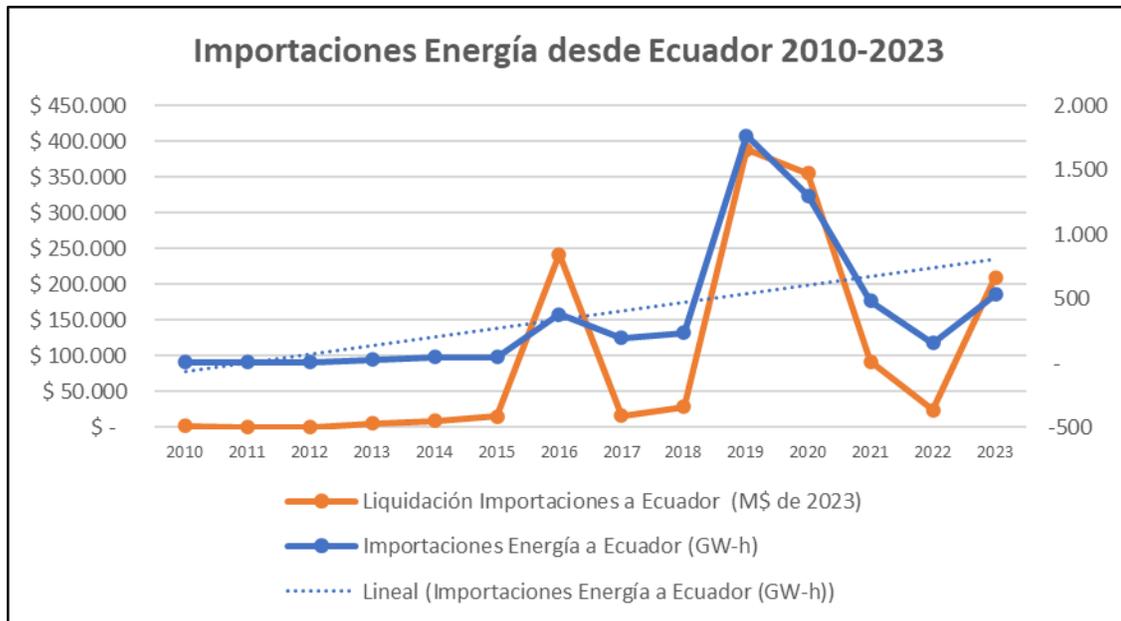
<sup>85</sup> XM (18 de abril 2024-Medellín). Oficio No. 202444008413-XM, respuesta 18 [Solicitud de información Rad. 2024EE0060191 CGR].

Venezuela no solo compartir recursos energéticos sino también abordar conjuntamente desafíos y oportunidades en el sector.

Sin embargo, la implementación práctica de estas políticas y los resultados obtenidos desde 2010 hasta 2023 han mostrado una variabilidad significativa. **Estos resultados están influenciados por una compleja interacción de factores políticos, económicos y técnicos.** El análisis de las transacciones de energía entre estos países revela una serie de dinámicas que no solo subrayan **las interdependencias energéticas, sino también evidencian vulnerabilidades estratégicas.**

Estos intercambios, enmarcados por los acuerdos de la CAN, reflejan un esfuerzo por sincronizar y armonizar las infraestructuras energéticas a nivel subregional. Aunque los marcos establecidos promueven la integración y cooperación, los desafíos en su implementación efectiva a menudo requieren una evaluación continua y adaptaciones para asegurar que la colaboración energética entre los miembros de la CAN sea tanto sostenible como benéfica para todas las partes involucradas.

**Figura 47. Importaciones Energía desde Ecuador 2010-2023**



Fuente: Elaboración propia con la respuesta a la solicitud de información transición energética- CGR 2024EE0060191 – Radicado XM No. 202444008413 del 18 de abril 2024.

La Figura 47 muestra la evolución de las importaciones de energía que Colombia realiza desde Ecuador desde 2010 hasta 2023, tanto en términos de volumen (Gigavatios-hora, GW-h) como en términos monetarios. A lo largo de este periodo, se observan patrones y fluctuaciones notables que reflejan cambios significativos en la relación energética entre estos dos países.

Entre 2010 y 2015, el volumen de energía importada fue relativamente estable, variando entre 7 y 47 GW-h anuales. Correspondientemente, los montos monetarios liquidados también fueron modestos, excepto en 2015 cuando se alcanzó un pico de \$15.685 millones.

Las cifras muestran variaciones significativas. En 2017, el volumen y el valor de las importaciones disminuyeron dramáticamente. Sin embargo, en 2019, se observa un pico considerable, con 1.764 GW-h importados y una liquidación de \$388.368 millones, seguido por 1.302 GW-h y \$355.534 millones en 2020.

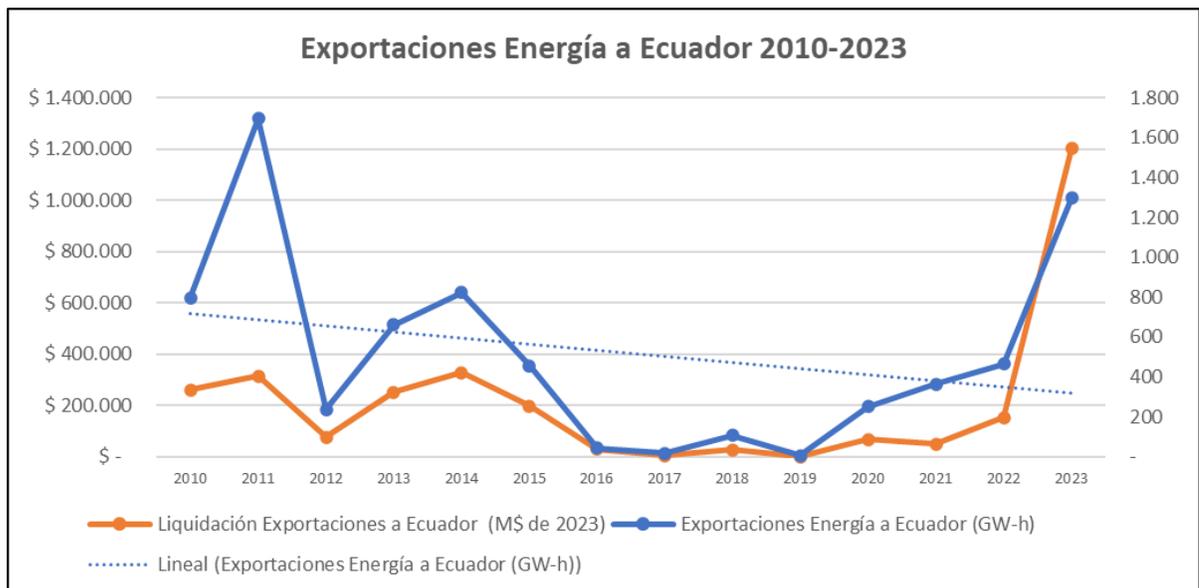
En 2021 y 2022, se registra un descenso notable en las importaciones, tanto en volumen como en gasto, hasta los mínimos de 158 GW-h y \$24.810 millones, respectivamente. En 2023, sin embargo, hay un repunte hasta 530 GW-h con una liquidación de \$210.247 millones.

La volatilidad observada en las importaciones de energía entre Colombia y Ecuador revela una interdependencia energética compleja y dinámica, influenciada por múltiples factores. Entre estos, **la variabilidad en la producción energética de Ecuador, donde la principal fuente de energía es la hidroelectricidad representando el 61% de su capacidad de generación, y las condiciones climáticas que impactan la generación hidroeléctrica en ambos países son significativas.** A esto se suman las políticas energéticas implementadas a nivel bilateral o subregional y los **cambios en la demanda energética de Colombia.** Estas cifras subrayan la necesidad crítica de una planificación y cooperación estratégica

en el sector energético, con el objetivo de fortalecer una relación de intercambio que sea tanto beneficiosa como estable para ambas naciones.

La importación actual de energía desde Ecuador no compromete per se la **seguridad energética de Colombia**, sirve como un recordatorio de que la **seguridad energética robusta** se basa no solo en la autosuficiencia, sino también en la capacidad de anticipar y adaptarse a dinámicas cambiantes tanto internas como externas. Es esencial que Colombia continúe y expanda sus esfuerzos en fortalecer su infraestructura energética y en desarrollar estrategias que garanticen su autonomía energética a largo plazo.

**Figura 48. Exportaciones de Energía a Ecuador 2010-2023**



Fuente: Elaboración propia con la respuesta a la solicitud de información transición energética- CGR 2024EE0060191 – Radicado XM No. 202444008413 del 18 de abril 2024.

La Figura 48 detalla las exportaciones de energía de Colombia hacia Ecuador entre 2010 y 2023, proporcionando una visión clara de las dinámicas de comercio energético entre ambos países, destacando periodos de fluctuación significativa en volumen y valor monetario de las exportaciones.

En 2010, las exportaciones empezaron en un nivel relativamente alto con 798 GW-h, valoradas en \$261.781 millones. Sin embargo, la variabilidad en los años subsiguientes es notable. En 2011, se observa un pico con 1.695 GW-h, lo que refleja una fuerte demanda energética de Ecuador, posiblemente debido a deficiencias en su capacidad de generación interna o incrementos en la demanda que no pudieron ser satisfechos localmente.

Posteriormente, en 2012, las exportaciones experimentaron una caída dramática a 236 GW-h, y aunque hubo recuperaciones moderadas en los años siguientes, como en 2014 con 824 GW-h, la tendencia general hasta 2019 muestra una disminución drástica, llegando a un mínimo de sólo 6 GW-h en 2019. Este desplome podría atribuirse a mejoras en la infraestructura energética de Ecuador o a una política de diversificación de sus fuentes de energía.

Desde 2020 en adelante, las exportaciones comenzaron a recuperarse gradualmente, culminando en un notable aumento en 2023, donde se alcanzó

los 1.297 GW-h con un valor de \$1,2 millones. Este resurgimiento podría estar vinculado a cambios políticos, económicos o incluso a eventos climáticos que afectaron la producción energética en Ecuador.

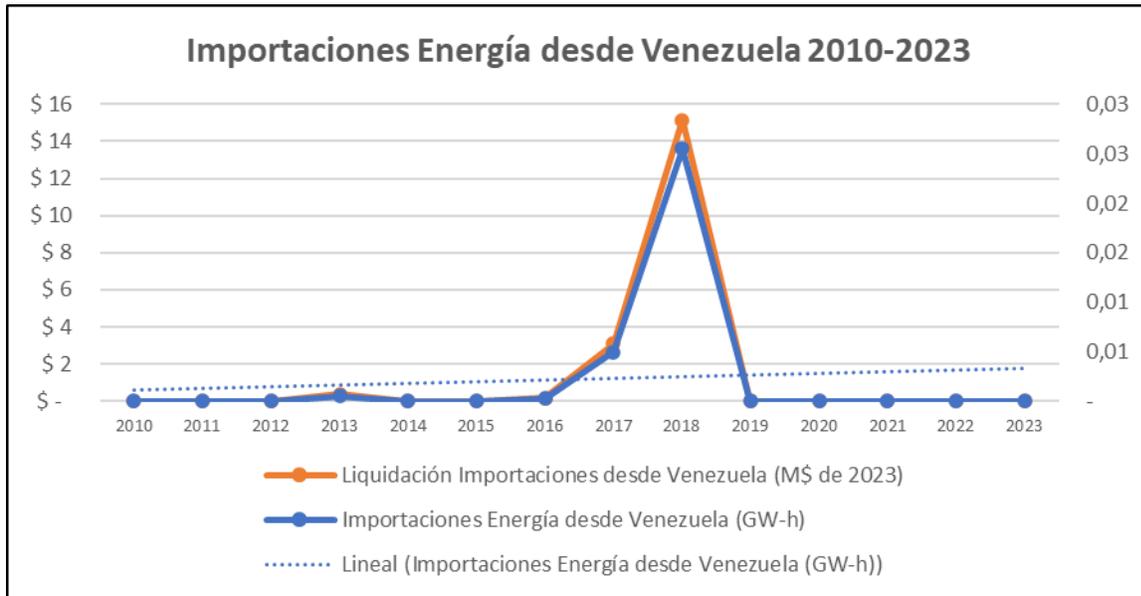
El análisis de la proporción de las exportaciones respecto a la generación total muestra que, a pesar de los picos ocasionales en **las exportaciones, estas representan un porcentaje relativamente bajo del total generado en Colombia, con un promedio del 0,77%** a lo largo del periodo estudiado. Esto indica que, aunque las exportaciones a Ecuador son significativas en términos monetarios en algunos años, en el contexto general de la producción energética colombiana, su impacto es limitado.

Durante el periodo de 2010 a 2023, Colombia ha sido el exportador neto de energía hacia Ecuador, indicando una mayor capacidad o disponibilidad de recursos energéticos para exportación comparado con las necesidades de importación desde Ecuador.

Esta situación subraya la importancia de una estrategia energética bilateral bien coordinada que no solo considere los beneficios económicos, **sino también la estabilidad y seguridad energética en la región.** Además, sugiere la necesidad de una planificación a largo plazo que pueda

manejar las fluctuaciones en la demanda y oferta de manera que no comprometa los ODS ni la independencia energética de cada país.

**Figura 49. Importaciones Energía desde Venezuela 2010-2023**

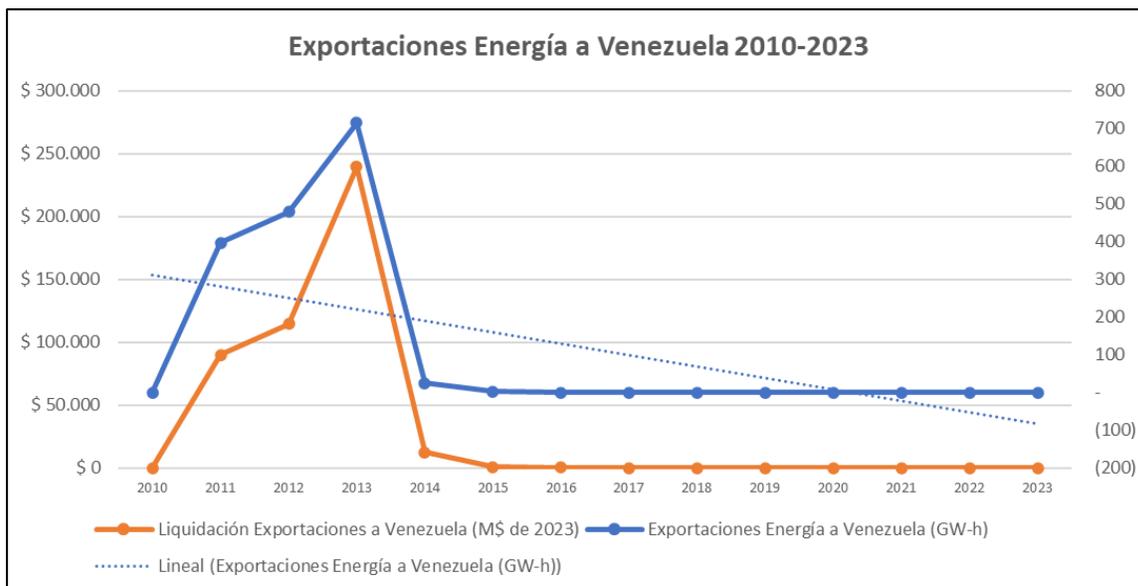


Fuente: Elaboración propia con la respuesta a la solicitud de información transición energética- CGR 2024EE0060191 – Radicado XM No. 202444008413 del 18 de abril 2024.

La Figura 49 muestra un nivel extremadamente bajo de importaciones de energía desde Venezuela a Colombia a lo largo de todo el período analizado, con solo un breve episodio de actividad en 2017 y 2018. En 2017, las importaciones fueron prácticamente insignificantes, pero con una liquidación monetaria de \$3 millones, lo que sugiere pagos por compromisos contractuales mínimos o ajustes en las tarifas. En 2018, se observó un pequeño pico de 0,03 GW-h con una liquidación de \$15 millones.

El año 2018 representa un caso atípico que podría explicarse por necesidades específicas temporales en Colombia o por la disponibilidad esporádica de excedentes de energía en Venezuela. Sin embargo, fuera de este año, **la falta de intercambio energético regular subraya la inestabilidad y la imprevisibilidad de confiar en Venezuela como fuente de energía, exacerbada por desafíos económicos, políticos y de infraestructura.**

**Figura 50. Exportaciones de Energía a Venezuela 2010-2023**



Fuente: Elaboración propia con la respuesta a la solicitud de información transición energética- CGR 2024EE0060191 – Radicado XM No. 202444008413 del 18 de abril 2024.

La trayectoria de las exportaciones de energía de Colombia hacia Venezuela (ver Figura 50) entre 2010 y 2023 ilustra un **mercado declive tras un pico inicial**, subrayando la volatilidad en el comercio energético influido por la inestabilidad política y económica. Inicialmente, las exportaciones experimentaron un crecimiento notable, culminando en 714.98

GW-h en 2013 con una liquidación de \$239.595 millones, lo que sugiere una demanda robusta en Venezuela, posiblemente debido a insuficiencias en su infraestructura energética o a políticas de diversificación de fuentes energéticas. Sin embargo, esta tendencia ascendente fue de corta duración, ya que desde 2014, las exportaciones comenzaron a disminuir drásticamente, reflejando un descenso abrupto hasta alcanzar cifras prácticamente simbólicas en 2019, y cesando completamente después de 2020.

Esta dramática reducción puede atribuirse a múltiples factores adversos que enfrentaba Venezuela, incluyendo una profunda crisis económica y política, que deterioraron su capacidad para importar energía. Asimismo, las sanciones internacionales y el deterioro de las relaciones diplomáticas

En conclusión, haciendo el análisis de los datos sobre las transacciones de energía entre Colombia y sus vecinos Ecuador y Venezuela desde 2010 hasta 2023, se revelan dinámicas complejas que reflejan no solo interdependencias energéticas sino también vulnerabilidades estratégicas. **Estas transacciones están enmarcadas por los acuerdos de la Comunidad Andina (CAN), que buscan facilitar la interconexión eléctrica y el intercambio energético entre los países miembros,** sin embargo, se deben asegurar acuerdos donde se beneficien mutuamente y se refuerce la **seguridad energética regional.**

### **5.1.3. Seguridad Pública alrededor de la Seguridad Energética**

La seguridad de la infraestructura eléctrica en Colombia se enmarca en los principios establecidos por la Constitución Política del país, la cual define los servicios públicos como esenciales para la finalidad social del Estado. Esto implica que el Estado tiene la obligación de garantizar los derechos y deberes de los ciudadanos, así como de mantener la integridad territorial. En este sentido, las autoridades de la República están obligadas a proteger a todas las personas en su vida, honra, bienes, creencias y demás derechos y libertades.

En las últimas dos décadas, el Estado colombiano ha implementado una serie de políticas de seguridad orientadas tanto a la protección de la ciudadanía como de los bienes e infraestructuras públicas. Estas políticas abarcan tanto la seguridad pública como la seguridad humana, que, aunque difieren en sus enfoques respecto a la protección de bienes e infraestructura, comparten un mismo propósito fundamental.

El enfoque tradicional de la seguridad pública priorizó la protección del territorio y los intereses económicos del Estado a cargo de las fuerzas militares, sin embargo, **la seguridad al sistema energético no recae**

**únicamente en manos de la fuerza pública**, ya que enfrenta riesgos y amenazas originados en áreas muy variadas.

Factores como el cambio climático, las fluctuaciones del mercado y los cambios en la agenda política internacional pueden influir de manera significativa. Por consiguiente, el **sistema energético nacional está expuesto a múltiples peligros, incluyendo interrupciones en el suministro de energía, desastres naturales y ataques terroristas.**

De acuerdo con los objetivos estratégicos de la Seguridad Estratégica de Seguridad Energética Nacional<sup>86</sup>, se destacan, el i) Asegurar la ejecución de proyectos minero-energéticos de gran impacto para garantizar los recursos y suministros que necesita el país, ii) Fortalecer la Transmisión, Transporte y Distribución de los recursos energéticos, garantizando la confiabilidad, Redundancia y Priorización de la Inversión para asegurar un suministro constante y eficiente de energía, iii) Identificar las necesidades de ajuste en el marco regulatorio del sector energía eléctrica para permitir el crecimiento energético del país, incluyendo la diversificación de las fuentes de suministro de la canasta energética y, iv) Poner a disposición del Estado colombiano las capacidades de la Fuerza Pública para proteger el conglomerado del sector

---

<sup>86</sup> Centro de Análisis y Estudios de la Energía [CAEM]. (2020). Estrategia de Seguridad Energética Nacional. Es de Libros. <https://esdeglibros.edu.co/index.php/editorial/catalog/view/99/121/1355>

energético, considerado como de interés nacional y vital para el desarrollo económico de la nación.

Dos objetivos clave de la actual Política de Seguridad, Defensa y Convivencia Ciudadana del gobierno actual (PSD), denominada "*Garantías Para La Vida y La Paz, 2022-2026*", son el fortalecimiento de la fuerza pública y la salvaguarda de la integridad territorial. Estos objetivos implican la **protección de la infraestructura eléctrica, lo cual es esencial para garantizar la continuidad del servicio público de energía en el país y,** por ende, el goce y disfrute efectivo de los derechos humanos.

Asimismo, la PSD ha integrado las necesidades del sector gremial, que subrayan la importancia de defender la infraestructura nacional. También ha tomado en cuenta las preocupaciones del comité minero energético, que ve crucial fortalecer las relaciones entre las empresas y la Fuerza Pública en los territorios. Este esfuerzo busca no solo proteger a las comunidades, sino también asegurar la infraestructura donde operan dichas empresas.

De otra parte, la Ley 2099 de 2021 establece que **los responsables de daños a la infraestructura eléctrica en Colombia pueden ser sancionados con: Amonestación, Suspensión de actividades, multas**

**de hasta 112.000 Unidades de Valor Tributario (UVT), Suspensión o cancelación del registro de exploración y/o de explotación.**

Los daños a la infraestructura eléctrica y torres de conducción de energía en el país se han visto afectada por causas antropogénicas y como consecuencia de la acción climática con ocasión de los incendios. A continuación, se detallarán diversas causas que han contribuido a estos daños.

***5.1.3.1. Ataques y daños contra la infraestructura eléctrica del país.***

**Orden Público:** La Defensoría del Pueblo<sup>87</sup>, basada en el monitoreo de su Sistema de Alertas Tempranas, se muestra preocupada por el aumento en la presencia de las Autodefensas Gaitanistas de Colombia (AGC-Clan del Golfo), la guerrilla del ELN y las disidencias de las Farc, además de las estructuras del crimen organizado, en varias regiones de la geografía colombiana.

**El grupo AGC fue el que más se expandió**, puesto que pasó de tener injerencia en 253 municipios durante el 2022 a 392 el año pasado. Le

---

<sup>87</sup> <https://www.defensoria.gov.co/-/la-expansi%C3%B3n-y-consolidaci%C3%B3n-de-los-grupos-armados-ilegales-son-la-principal-amenaza-para-el-pa%C3%ADs>

siguieron las disidencias de las Farc (Estado Mayor Central y Segunda Marquetalia), atendiendo al comparativo de los mismos periodos, ya que pasaron de estar en 230 poblaciones a 299.

Ahora bien, según el Ministerio de Defensa el 68%<sup>88</sup> de **los ataques contra torres de energía durante el primer trimestre del 2024 se registraron en 4 departamentos: Antioquia, Cauca, Norte de Santander y Valle del Cauca, territorios donde están presentes los grupos referidos.**

En el 2023 se presentaron algunos ataques a las torres de conducción de energía eléctrica, así:

El 2 de junio presuntos guerrilleros de las Farc derribaron dos torres de conducción de energía en los sectores Inda Zabaleta y La María de Tumaco, Nariño, dejando sin servicio a 250.000 habitantes del municipio, el 80% de los cuales fue beneficiado parcialmente por la activación de tres plantas generadoras alternas que fueron instaladas en diciembre de 2014<sup>89</sup>.

---

<sup>88</sup> [https://www.mindefensa.gov.co/irj/go/km/docs/Mindefensa/Documentos/descargas/Prensa/Documentos/farc\\_acorraladas.pdf](https://www.mindefensa.gov.co/irj/go/km/docs/Mindefensa/Documentos/descargas/Prensa/Documentos/farc_acorraladas.pdf)

<sup>89</sup> <https://www.defensoria.gov.co/-/las-farc-han-ejecutado-38-acciones-violentas-contra-la-poblaci%C3%B3n-civil-en-las-%C3%BAltimas-semanas>

El mismo 2 de junio, presuntos guerrilleros de las Farc **derribarón las torres 58,59 y 62 de Isagén en la vereda Palmira del municipio de Ábrego**, en Norte de Santander, afectando a tres poblaciones, incluida esa localidad. Las necesidades fueron atendidas mediante la activación de una línea alterna de 500 voltios, aunque la cobertura no fue suficiente.

El 4 de junio guerrilleros del frente 33 de las Farc dinamitaron dos torres de conducción de energía en la vereda Tabacal del municipio de El Carmen, Norte de Santander, elevando a cinco las estructuras derribadas en esa región en menos de una semana.

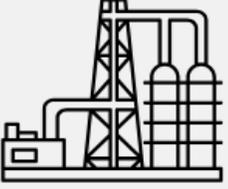
De acuerdo con la Jurisdicción Especial Para la Paz – JEP<sup>90</sup>, se identificó que **los grupos armados afectan la infraestructura productiva con el fin de presionar a empresas y contratistas a pagar extorsiones**. Por consiguiente, el aumento de estos hechos está relacionado con la búsqueda de rentas criminales. Durante los **10 primeros meses de 2023, se evidenció un incremento del 62% en los ataques a infraestructura productiva**, como se observa en la Figura 51.

---

<sup>90</sup>

<https://www.jep.gov.co/JEP/documents1/Informe%20An%C3%A1lisis%20de%20la%20situaci%C3%B3n%20de%20Derechos%20Humanos%20seguridad%20en%20Colombia%20impactos%20e%20los%20ceses%20al%20fuego%20y%20la%20Paz%20Total.pdf>

**Figura 51. Afectaciones a la infraestructura productiva entre el 1 de enero y 31 de octubre**

<b>Afectaciones a la infraestructura productiva</b> 	Tipo de afectación	2022	2023
	Número de afectaciones a la infraestructura petrolera (voladura de oleoductos y gasoductos)	12	20
	Número de afectaciones a la infraestructura eléctrica (voladura de torres de energía o centrales hidroeléctricas)	0	6
	Número de afectaciones a torres de comunicación	1	1

Fuente: Mecanismo de monitoreo de riesgos de la Unidad de Investigación y Acusación

El Estado Mayor Central de las Farc – EMC, es el único grupo armado que ha atentado contra torres de suministro de energía eléctrica durante 2023.

**Causas Climáticas:** La Comisión Asesora<sup>91</sup> de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética (Cacsse), integrada por el MME, la UPME, el IDEAM, otras entidades y empresas **están identificado riesgos y coordinando acciones frente a las posibles afectaciones que puede sufrir la infraestructura energética (torres de energía) en Colombia por causa de los incendios.**

<sup>91</sup><https://www.valoraanalitik.com/despliegan-acciones-para-proteger-torres-de-energia-por-incendios/>

Especialmente, **el sistema de transmisión de energía eléctrica y transporte de hidrocarburos, debido a los incendios forestales que se están presentando en el país.**

El IDEAM informó que durante enero de 2024 se han registrado temperaturas extremas que no se habían registrado antes en el país. Además, reportó que se presentan un total de 977 municipios con amenaza por alerta de incendio, lo que se debe a la ausencia de lluvias y a la concentración de puntos de calor.

Esta situación es especialmente riesgosa debido a que las altas temperaturas pueden generar situaciones en la infraestructura eléctrica que favorezcan la ocurrencia de este tipo de eventos.

Por esta razón, **las empresas del sector energético han desarrollado acciones de coordinación para compartir y cruzar información de la ubicación de su infraestructura con los mapas de riesgo de incendio del IDEAM**, para generar desde ya los planes de respuesta en caso de presentarse cualquier eventualidad, que permita atención inmediata y una respuesta oportuna y eficaz.

Esta información posteriormente se remite a la Unidad Nacional de Gestión del Riesgo (UNGRD), para que conozca con exactitud todas las necesidades para atender posibles emergencias.

Adicionalmente, se acordó adelantar las siguientes medidas, entre otras, para reforzar la atención de emergencias:

- Actualizar y construir planes de respuesta ante incendios
- Verificar los sistemas contra incendios con los que cuenta cada empresa
- Reentrenar y capacitar al personal para atención de emergencias
- Contrastar la información detallada de mapas de infraestructura de las empresas con los mapas de riesgo de incendio.

Teniendo en cuenta la inminente llegada del **Fenómeno de El Niño y sus efectos entorno al aumento de temperaturas y disminución de lluvias**, Enel Colombia hizo un llamado en su momento a la ciudadanía para implementar algunas acciones que permitirán prevenir, reportar y actuar frente a emergencias que involucren la infraestructura y redes eléctricas, especialmente aquellas relacionadas con incendios.

En la distribución de energía, las altas temperaturas y los fuertes vientos aumentan el riesgo de afectación por recalentamiento o daños en los equipos, caída de árboles o ramas por sequedad, impactando negativamente las redes eléctricas, al igual que el aumento de incendios forestales por situaciones ajenas a la operación de la compañía.

La seguridad de la infraestructura eléctrica en Colombia es esencial para el desarrollo socioeconómico del país. La política "Garantías Para La Vida y La Paz, 2022-2026"<sup>92</sup> ha establecido un marco robusto **para proteger la infraestructura energética y garantizar la continuidad del suministro de energía**. A pesar de los esfuerzos, los persistentes ataques por grupos armados ilegales y las amenazas emergentes del cambio climático, como los incendios forestales, requieren una respuesta estratégica coordinada.

Es crucial fortalecer las políticas de seguridad, mejorar la ejecución de la legislación vigente y fomentar la colaboración intersectorial, solo a través de un enfoque integral y un compromiso renovado, Colombia podrá asegurar un futuro energético seguro y estable para el país, lo cual es una prioridad tanto para la seguridad nacional como para el bienestar general del país.

---

<sup>92</sup> El seguimiento a la política de seguridad y defensa nacional se realiza a través del Plan Estratégico Sectorial (PES), que es formulado por el viceministro para a Estrategia y la Planeación (VEP) del Ministerio de Defensa, el cual, desde la formulación de indicadores de gestión, impacto y de producto para las iniciativas estratégicas, permitirá evidenciar los avances y las acciones de mejora que deben desplegarse con el fin de alcanzar las metas propuestas.

**5.1.4. Análisis Estratégico del Sector Eléctrico Colombiano en el Contexto de mercado y/o político, regional y mundial, respecto al sector de la energía eléctrica, DOFA.**

Para realizar un análisis de debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas, de Colombia frente al tema de seguridad energética, sector eléctrico, enfocado en la soberanía, es imprescindible tener como marco de referencia los objetivos de desarrollo sostenible adoptados por las Naciones Unidas en el año 2015, entre los que se incluye el objetivo específico de la energía (ODS 7), que propende por *“garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”*.

La energía sostenible puede ser un motor en la reducción de la pobreza, progreso social, equidad, resiliencia, crecimiento económico y sostenibilidad medioambiental. Los modelos no sostenibles de producción y consumo de energía amenazan la salud, la calidad de vida, afectan los ecosistemas y contribuyen al cambio climático. El DNP reportó que en el año 2015 los costos en salud asociados a la degradación ambiental en Colombia ascendieron a \$20,7 billones (2,6% del PIB), relacionados con 13.718 muertes y cerca de 98 millones de síntomas y enfermedades. De ese total, la contaminación del

aire urbano aportó el 75%, asociados a 10.527 muertes y 67,8 millones de síntomas y enfermedades, y el 15% por contaminación del aire interior, causante de 2.286 muertes.

#### **5.1.4.1. Fortalezas**

**Alto potencial de fuentes de energía renovable** (viento, sol, agua, biomasa y océanos). De acuerdo con la UPME, el norte y parte del oriente del país cuentan con alto potencial eólico y solar, y a lo largo del territorio en muchos departamentos se encuentra potencial para la generación a partir de biomasa. El estudio "*Energía sostenible para iluminar a Colombia*", realizado en 2019 por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo -PNUD-, destaca que **Colombia tiene un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m<sup>2</sup>** y un alto potencial para generación hídrica en departamentos de la región pacífica, seguido de un potencial medio en departamentos como Caquetá, Putumayo y Antioquia. En cuanto a energía eólica, el mayor potencial identificado está en los municipios de Riohacha y Fonseca, Departamento de La Guajira. De acuerdo con el IDEAM, en la Guajira la velocidad del viento es el doble del promedio mundial, alcanzando una velocidad de 9 m/s a 80 metros de altura, y la radiación solar en ese departamento es 60 % mayor al promedio mundial.

**Generador de energía limpia.** La matriz de generación eléctrica colombiana es la sexta más limpia del mundo, el 70% de su capacidad instalada es de fuentes renovables. Según el informe más reciente de Ember<sup>93</sup>, en **el año 2000 ese indicador a nivel global era del 19% y para 2023 fue mayor al 30%. Colombia supera en un 150% el índice global.**

**Posición geográfica.** La esquina de Suramérica, con 3.531 km. de costa en el océano Pacífico y el mar Caribe. La posición geoestratégica de Colombia la ubica como una de las principales potencias en energías renovables de Latinoamérica.

#### **5.1.4.2. Debilidades**

A la fecha no existe en Colombia un documento rector, como una ley o documento CONPES, que defina la Política Nacional de Seguridad Energética.

**Fragilidad institucional.** Este punto tiene varias aristas: a. En el gobierno central no hay coherencia entre las pautas de la Presidencia y los miembros del gabinete, lo que evidencia falta de políticas claras. Mientras el

---

<sup>93</sup> Grupo Ember. (2024). Global Electricity Review [Informe]. <https://ember-climate.org/es/an%C3%A1lisis/investigaci%C3%B3n/global-electricity-review-2024/>

Presidente anuncia que Colombia debe enfocarse en prescindir del uso de combustibles fósiles, el Ministro de Hacienda reconoce que el país tiene la necesidad de producir un millón de barriles diarios de petróleo para no comprometer la autosuficiencia energética y no afectar las finanzas de la Nación; b. La UPME en su página web reconoce que no está cumpliendo a cabalidad con la planeación del sector debido a la escasez de recursos y a la carga operativa que debe asumir; c. No existe una entidad que tenga la responsabilidad de hacer seguimiento a los compromisos que asumen los desarrolladores de proyectos, especialmente en temas ambientales y de responsabilidad social con los territorios que resultan impactados.

Un caso que ilustra esta deficiencia es el de la hidroeléctrica de El Quimbo, en donde los habitantes de los seis municipios del área de influencia a hoy están reclamando que durante quince años no han recibido las compensaciones económicas, sociales, ni ambientales por el impacto del proyecto; d. No se identifica una entidad encargada de la administración de los datos de diferentes indicadores, lo que se traduce en que hay información que no se consigue de manera oficial o no hay consistencia en la información que se publica, o no responde a la oportunidad que se requiere para tomar correctivos tempranos. Un ejemplo es el informe de seguimiento a los avances de los indicadores de los objetivos de desarrollo sostenible, a cargo del DNP, la publicación más reciente es del 2022 con corte a 31 de diciembre de 2021.

No solo adolece de oportunidad, sino que además la misma entidad reconoce en dicho informe la necesidad de reestructurar algunos indicadores y que los avances que se informan pueden estar sobreestimados en algunos casos.

**Inestabilidad jurídica y tributaria**, lo que afecta el flujo de inversiones. Una muestra reciente es el tratamiento de la procedencia o no de las deducciones de las regalías que genera la explotación minero-energética en el país.

**Oposición de las comunidades a nuevos proyectos.** La Constitución Política de Colombia establece que la consulta previa es un derecho fundamental, que se convierte en un trámite obligatorio que debe ejecutarse de acuerdo con los usos y costumbres de cada etnia, cada vez que se pretendan tomar decisiones que afecten a las comunidades, cuyo objetivo es el de proteger la integridad social, cultural y económica de los pueblos.

En cuanto a los procesos de licencias ambientales, el artículo 1º del Decreto 1320/98 señala que, para la explotación de recursos naturales, la consulta previa tiene por objeto analizar el impacto económico, ambiental, social y cultural que puede ocasionarse a una comunidad indígena o negra por la explotación de recursos naturales dentro de su territorio y las medidas propuestas para proteger su integridad. Para cumplir con el propósito

normativo, es imprescindible llegar a acuerdos con las comunidades que resultarán impactadas por los desarrollos que se planean realizar en sus respectivas jurisdicciones<sup>94</sup>; el inconveniente que se presenta en la práctica es que, frente a ausencia de esos acuerdos, no existen medidas supletorias y tampoco hay articulación interinstitucional lo que puede derivar en la inviabilidad de los proyectos.

**Ausencia de participación y compromiso de las regiones** en la estructuración y desarrollo de proyectos con alcance local, regional o nacional.

#### ***5.1.4.3. Oportunidades***

Teniendo en cuenta el gran potencial que tiene Colombia para generación de energías limpias, resulta inaplazable la decisión de ampliar la capacidad instalada, no solo para alimentar el sistema de interconexión nacional, sino también como una solución en la cobertura de zonas no interconectadas y generar excedentes para exportación.

**Integración regional**, en el marco del mercado andino, para intercambio de energía con Ecuador y Perú a partir de julio de 2026, lo que

---

<sup>94</sup> La Corte Constitucional ha reiterado ese amparo de la Carta Magna a los pueblos indígenas y otros grupos étnicos mediante sentencias SU-123 de 2018 y SU-123 DE 2022.

permitirá mejorar la seguridad energética en el sector eléctrico y lograr mejores precios al tomar los excedentes de los otros dos países.

**Conversión del parque automotor**, que actualmente consume el 42% de la energía secundaria en Colombia y aporta un 12% de los gases de efecto invernadero. Para ello se requiere no solo ampliar la infraestructura de generación y transmisión, sino también los puntos de recarga de las baterías.

#### **5.1.4.4. Amenazas**

**Sabotajes.** El conflicto sufrido por el país desde la década de 1960 ha afectado el suministro energético por los constantes ataques a la infraestructura energética, torres de electricidad y oleoductos. Ese es un riesgo que continua, especialmente porque el proceso de paz que adelanta el país no involucra a todas las organizaciones alzadas en armas.

**Pérdida de autosuficiencia en suministro de gas:** teniendo en cuenta que la generación hídrica es el 70% de la energía eléctrica que se produce en Colombia, frente a fenómenos naturales como El Niño, resulta imprescindible contar con otras fuentes de respaldo como la térmica, considerando que **las fuentes no convencionales tienen un aporte mínimo del 1,8% entre solar y eólica.** En cuanto a la generación térmica, se cuenta con una

capacidad de 2.827 MW a partir de gas natural, 1.649 MW de carbón y 1.180 MW a partir de combustibles líquidos, que incluyen 268 MW de fuel-oíl, 861 MW de diésel y 51 MW de Jet-fuel.

En el último reporte de reservas de gas, presentado por la ANH el 24 de mayo de 2024, se reveló que las reservas probadas de gas natural del país (ver capítulo de Gas) alcanzan para cubrir la demanda de los próximos seis años. Ante ese escenario, **está en riesgo en términos de soberanía el 15% de capacidad instalada para producir energía** con menor impacto ambiental del que producen las otras térmicas.

**Deforestación.** Según reportes del IDEAM, la superficie de bosque natural en Colombia con respecto a la superficie total del país ha venido disminuyendo de manera gradual desde 1990 con valores correspondientes a 56,4% en 1990, 53% en 2010 y a 51,6% en 2014.

El Ministerio de Ambiente informó que en 2022 se redujo en un 10% la cantidad de hectáreas deforestadas frente al año anterior, al pasar de 174.103 a 156.693 Ha; no obstante, en Putumayo creció un 25% frente a 2021. Esas cifras siguen siendo muy altas a pesar de los esfuerzos del gobierno y de la fuerza pública para combatir ese flagelo.

**Insuficiencia en la disponibilidad de metales para la transición a energías limpias.** Según la Agencia Internacional de Energía, la economía mundial está encaminada a satisfacer, para el año 2035, sólo el 70% de la demanda de cobre y el 50% de la demanda de litio, minerales necesarios para fabricar vehículos eléctricos, turbinas eólicas, paneles solares y otras tecnologías de energía limpia.

**El poco avance en la incorporación de fuentes no convencionales de energía eléctrica,** la falta de renovación de las plantas térmicas puede poner en riesgo la complementariedad en la generación frente a menor aporte de las hidroeléctricas.

**Aversión de la banca a financiar proyectos de generación de energías de fuentes no convencionales.** Así lo declaró el Ministro de Hacienda de Colombia en el evento "*finanzas para la biodiversidad*" realizado el 2 de mayo de 2024.

## 5.2. Robustez

La reciente crisis de los embalses en Colombia, que ha llevado sus niveles a mínimos históricos debido al fenómeno de El Niño, revela profundas fallas estructurales en la planificación y **seguridad energética** del país. En este

escenario, la noción de **robustez energética**, que implica la capacidad de un sistema para resistir choques y mantener una oferta energética estable, se presenta no solo como un ideal a alcanzar, sino como una necesidad urgente.

**La robustez energética** demanda la integración de estrategias como la diversificación en la matriz energética, especialmente a través de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), y la implementación de sistemas de almacenamiento energético. Sin embargo, la realidad actual muestra un panorama donde **las medidas de adaptación y anticipación son notablemente insuficientes.**

La Contraloría General de la República<sup>95</sup> ha alertado sobre esta situación en repetidas ocasiones, subrayando la importancia de una **transición energética centrada en la seguridad y sostenibilidad a largo plazo**. Las advertencias de la CGR van más allá del impacto momentáneo al fenómeno de El Niño, enfocándose en la necesidad crítica de reforzar la institucionalidad en planeación, regulación y vigilancia del sector energético.

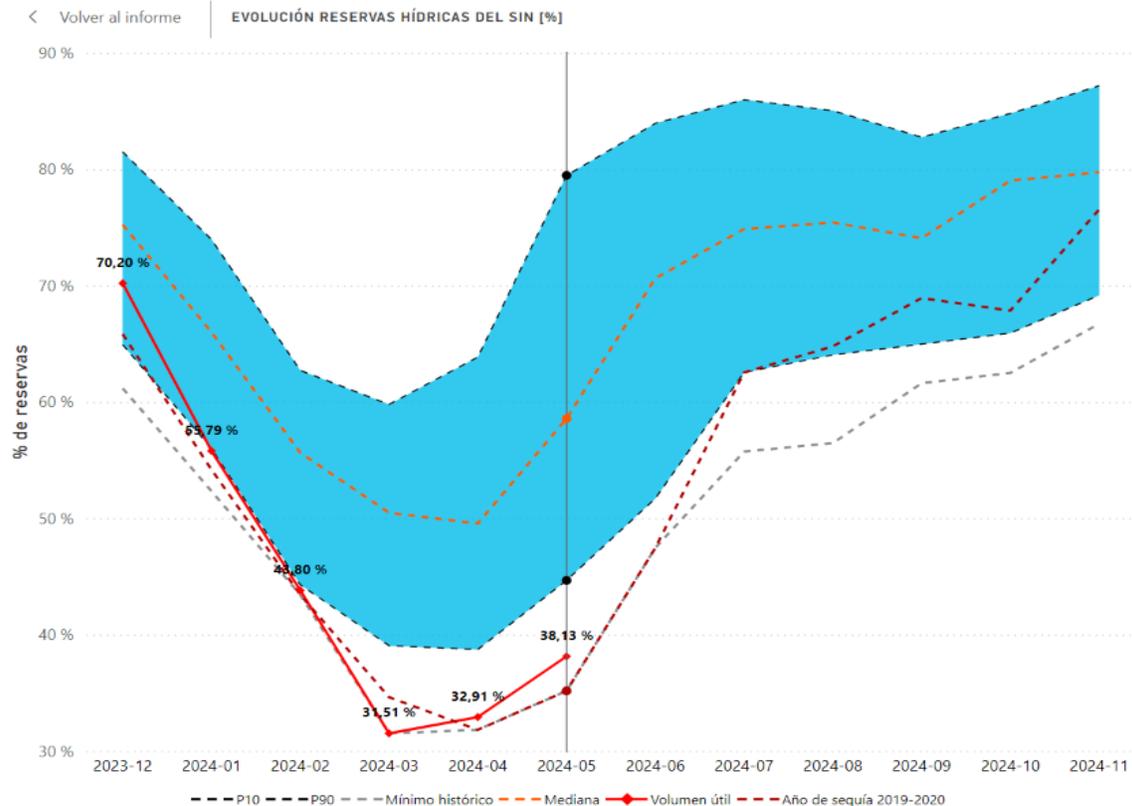
---

<sup>95</sup> Contraloría General de la República. (2024, 2 de abril). Contraloría General de la República se pronuncia sobre la actual situación de seguridad energética nacional [Comunicado de prensa]. Recuperado de <https://www.contraloria.gov.co/es/w/071-contralor%C3%ADa-general-de-la-rep%C3%BAblica-se-pronuncia-sobre-la-actual-situaci%C3%B3n-de-seguridad-energ%C3%A9tica-nacional?linktype=1>

La preocupación central es que la actual gestión está abordando los síntomas de la crisis energética sin atender a sus causas raíz: **una infraestructura obsoleta y una planificación deficiente que no logra prever ni satisfacer la creciente demanda energética, la cual se incrementa aproximadamente un 7% anual.**

La Figura 52 muestra la evolución de las reservas hídricas y la capacidad útil en energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde diciembre de 2023 hasta noviembre de 2024, **es crítico no solo la gestión del recurso hídrico sino también la seguridad energética del país**, dado que una gran proporción de la energía de Colombia proviene de fuentes hidroeléctricas.

**Figura 52. Reservas Hídricas del Sistema Interconectado Nacional a mayo 2024**



Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados. (s.f.). Reservas hídricas SIN. Recuperado de <https://sinergox.xm.com.co/hdrlg/Paginas/Informes/ReservasHidricasSIN.aspx>

En diciembre de 2023, las reservas comenzaron en un nivel óptimo del 70,2%, pero experimentaron una **caída dramática alcanzando un mínimo histórico del 31,51% en marzo de 2024**. Este descenso abrupto en las reservas hídricas señala una temporada potencialmente severa de sequía o una inadecuada gestión de la demanda durante ese periodo. La caída a niveles tan críticos es de particular preocupación por **el impacto directo que tiene en la capacidad del país para generar energía hidroeléctrica, lo que a su vez afecta la seguridad energética nacional**.

A medida que las reservas se recuperan gradualmente, alcanzando casi el 70% hacia noviembre de 2024, **es evidente que las medidas implementadas para gestionar el recurso fueron efectivas.** Sin embargo, el hecho de que las reservas hídricas rozaran el **mínimo histórico durante el primer trimestre de 2024 destaca la vulnerabilidad de la infraestructura energética del país frente a variaciones climáticas extremas.**

La recuperación observada sugiere la posible intervención de políticas de eficiencia en el uso del agua y mejoras en la gestión de las cuencas hidrográficas, pero también resalta la necesidad de **estrategias de diversificación energética que no dependan exclusivamente del recurso hídrico.**

### **5.2.1. Activación del estatuto para condiciones de riesgo de desabastecimiento**

Las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014 y los documentos asociados, definieron el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía, como un mecanismo que va a **prevenir**

**situaciones de alto impacto por fuera de lo previsto en el Cargo por Confiabilidad<sup>96</sup>.**

El Estatuto hace un seguimiento de las variables energéticas y de mercado para ser asertivos en el momento de entrar a intervenir el mercado con el mecanismo para la sostenibilidad de la confiabilidad, lo que lleva a que el Cargo por Confiabilidad se active, en el caso de que esto no haya ocurrido, y se administre la situación para que tenga el menor impacto en el suministro de energía<sup>97</sup>.

El Estatuto es un mecanismo de última instancia según los principios que lo rigen, que actúa una vez los mecanismos actuales no son suficientes o ante fallas de las señales del mercado que hace que las obligaciones no se estén entregando, llevando al sistema a una condición de alto impacto. El costo de la aplicación de este mecanismo se asigna de acuerdo con la naturaleza y origen del problema<sup>98</sup>.

El Estatuto define unos criterios para establecer la condición del sistema según el nivel de los embalses vs. una senda de referencia y el precio de predespacho de bolsa versus el precio de escasez de activación del cargo por

---

<sup>96</sup> Tomado de: Considerandos Resolución CREG 26 de 2014.

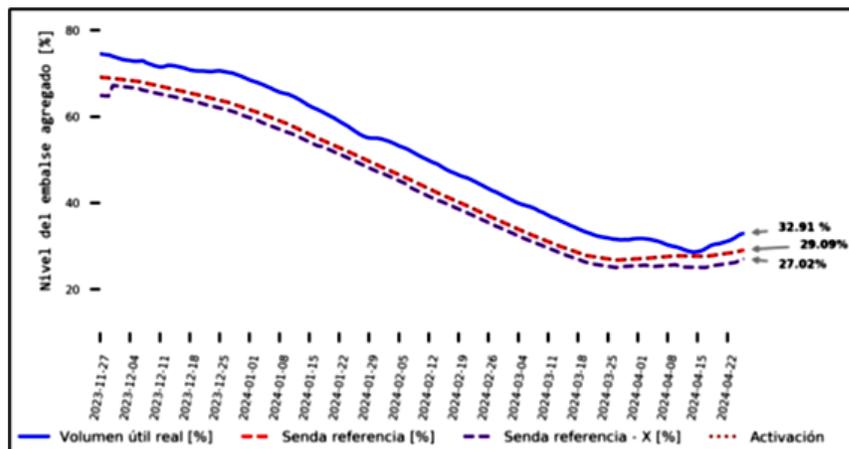
<sup>97</sup> Ibidem

Ibidem <sup>98</sup>

confiabilidad. De tal manera que si el nivel de embalse es inferior a la senda (menor al 90%) y aun así los precios están bajos, se determina que estamos en estado de riesgo lo que activa la aplicación de una serie de reglas para la venta y embalse de energía para garantizar la sostenibilidad de la confiabilidad.

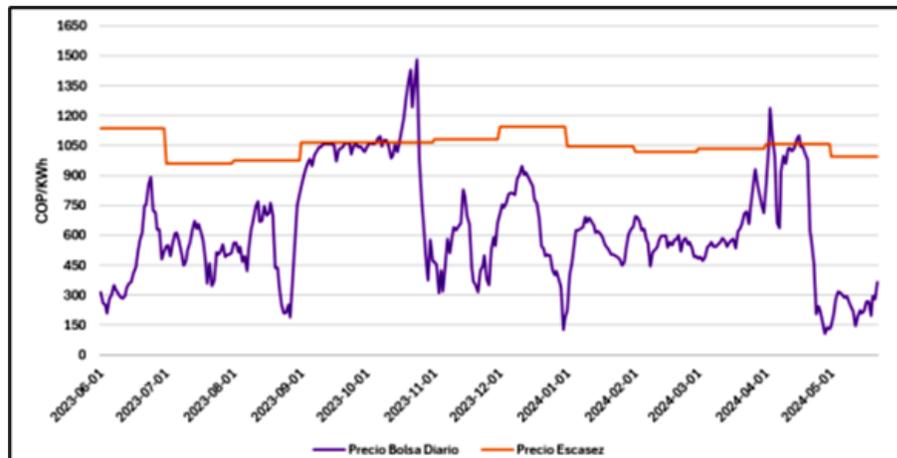
De acuerdo con la información suministrada por XM, la senda nunca se sobrepasó, ver Figura 53 y los precios de bolsa superaron el precio de escasez en 34 días los meses de octubre de 2023 (292 horas) y abril de 2024 (142 horas), ver Figura 54.

**Figura 53. Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN**



Tomado de: XM S.A. E.S.P.; Presentación de visita de campo CGR.

**Figura 54. Precio Bolsa Diario y Precio de Escasez de Activación**



Tomado de: XM S.A. E.S.P.; Presentación de visita de campo CGR.

A pesar de que, hasta mayo de 2024, el sistema no se encontró en condición de emergencia, se adelantaron medidas por parte del MME y la CREG para asegurar la Confiabilidad de la operación durante El Niño 2023-2024 se destacan<sup>99</sup>:

### **Exportaciones a Ecuador:**

Octubre 2023: Exportaciones sólo con térmicas a líquidos (Res. MME 40619).

Diciembre 2023: Exportaciones con plantas térmicas (Res. MME 40718).

Abril 2024: Exportaciones con plantas térmicas a líquidos o gas, según selección MME (Res. MME 40115 – Hoy Líquidos o gas). Vigencia: hasta el 31 de julio de 2024.

---

<sup>99</sup>XM; vista de campo del 27, 28 y 29 de mayo de 2024; Archivo presentación: 2\_4-Rol\_XM-Normatividad.pdf.

**Referencia de Generación Mínima Térmica y Excedentes de generación** (Res. MME 40116 - abril 2024):

Referencia Generación Mínima Térmica vía Circular (6 Circulares). Inicialmente hasta el 30 de junio de 2024. Vía Circular 142 de 2024 se amplió hasta el 31 de mayo. Actualmente la Meta térmica definida por MME es cero.

Disponibilidad Excedentaria: Generadores – Autogeneradores – Cogeneradores. Vigencia: hasta el 6 de agosto.

**Desviaciones y programación de plantas FNCER** (Res. MME 40132).

Programación de plantas FNCER en la base. Se programa toda la generación disponible. (Vigencia: Hasta el 22 de abril).

Desviaciones Plantas FNCER. No son objeto de Desviaciones. Vigencia: Hasta el 22 de abril. – Medida que continua vigente pero extendida a todas las plantas de generación variable - Resolución CREG 040 de 2024.

**Excedentes de Gas Natural para generación térmica** (Res. MME 40142). – Vigencia: Hasta que MME lo determine.

Venta de Excedentes de Gas priorizada a plantas térmicas sin OEF que operan únicamente con GAS.

Energía Excedentaria de Cogeneradores y Autogeneradores - Pendiente resolución CREG remuneración pruebas.

**Entrega de Excedente Temporales** – Res 101 034 de 2024 (30 enero 2024).

Entregas adicionales de excedentes de plantas menores, autogeneradores y cogeneradores.

**Desviaciones Plantas Generación variable y entrada plantas en pruebas** – Res 101 040 de 2024 (23 abril 2024 – Vigencia: Hasta 30 de junio de 2024).

No cobro por desviaciones Plantas filo de agua, solares y eólicas.

Causal de Redespacho y Autorizaciones para desviarse a plantas hidráulicas con restricciones ambientales que produzca desviaciones.

Entrada de plantas para pruebas con cumplimiento de requisitos mínimos: Plantas DC y NDC.

**Despacho Plantas Hidráulicas** – Res 101 041 de 2024 (24 abril 2024 – Vigencia: Hasta 11 de mayo de 2024).

Ajustes de precios de ofertas a plantas con reservas hídricas que no salga en el Pre-ideal.

**Programa ahorro Demanda Regulada** – Res 101 042 de 2024 (24 abril 2024 – Vigencia: Hasta 30 de abril de 2024. Circular CREG 023 de 2024).

Incentivo transitorio para no aumento del consumo de la demanda regulada.

**Programa transitorio Respuesta de la Demanda** – Res 101 043 de 2024 (2 de mayo).

Programa transitorio participación de la demanda en dos fases.

La adopción de medidas preventivas para garantizar la seguridad energética en épocas del fenómeno de El Niño, como las tomadas por el Gobierno en la actual coyuntura en el marco del Estatuto de Racionamiento, sin que este se haya activado, en principio son deseables pero onerosas para la demanda, quien paga los costos derivados de la intervención del mercado.

**En tal sentido se hace evidente que se deben ajustar las señales para**

**que un mecanismo como el estatuto para condiciones de riesgo, desabastecimiento, dé señales de activación más oportunas.**

Para mejorar la seguridad energética, se debe evaluar también y continuamente el desempeño del el Cargo por Confiabilidad, y tomar medidas para que se garantice que las plantas térmicas tengan el combustible suficiente y con oportunidad, para que los activos estén en las mejores condiciones operativas en los momentos de mayor exigencia y para que cada planta hidráulica con OEF cuente con las reservas de agua suficientes para honrar las obligaciones adquiridas.

Se resalta la importancia crítica de la planificación más avanzada con señales más afinadas y una mejor gestión de los recursos hídricos como parte integral de la estrategia de **seguridad energética, especialmente en un contexto de inestabilidad regulatoria**. En un escenario de cambio climático, donde eventos extremos como sequías se vuelven más frecuentes y severos, Colombia debe fortalecer su capacidad de adaptación y resiliencia. Esto implica no solo **una gestión efectiva del agua sino también la diversificación de su matriz energética**.

Asimismo, es esencial que el marco regulatorio sea robusto y flexible, permitiendo una rápida adaptación a las cambiantes condiciones climáticas y

tecnológicas para garantizar un suministro constante y fiable de energía. **La inestabilidad en la regulación podría obstaculizar la implementación de políticas efectivas y la inversión en infraestructuras necesarias, poniendo en riesgo la seguridad energética nacional frente a la inestabilidad climática.**

### **5.2.2. Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)**

La "Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad" (ENFICC), como se define en la Resolución CREG 071 de 2006, refiere a la capacidad máxima que una planta de generación puede ofrecer de manera continua durante un año en condiciones de baja hidrología. Esta es una medida de la capacidad de generación garantizada que tiene como fin asegurar la disponibilidad continua de energía, incluso durante periodos críticos.

**Tabla 21. ENFICC Vs Demanda Anual**

	<sup>100</sup> ENFICC TOTAL (GW-h año)	OEF (GW-h año)
2022-2023	81.523	85.392
2023-2024	85.777	80.957

Fuente: XM SA ESP; Cálculos CGR

<sup>100</sup> Obligación de Energía en Firme (OEF): Vínculo resultante de la subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez de Activación. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2006). Resolución 071.

De acuerdo con la información proporcionada por XM SA ESP<sup>101</sup> para los periodos 2022-2023 y 2023-2024, es crucial mantener una suficiente disponibilidad de energía en firme. Por lo tanto, **la generación de energía para el 2024 no puede exceder el 6,8% para poder contar con energía en firme suficiente para atender las necesidades energéticas**, sin embargo, si tomamos como referencia la energía en firme comprometida en el cargo por confiabilidad que es de 80.957 GW-h/año, energía que tiene obligatoriedad en el despacho y un límite de precio predefinido para la demanda, el incremento de la demanda del 2024 no debería superar el 0.8%.

**Tabla 22. ENFICC Vs Demanda Mensual**

Año	Mes	Demanda Energía SIN (GW-h / mes)	ENFICC (GW-h / mes)	Diferencia ENFICC Demanda (GW-h / mes)	Equivalente en MW
2023	Junio	6.581,5	6.607,3	25,8	35,4
2023	Julio	6.801,3	6.827,6	26,3	36,0
2023	Agosto	7.012,4	6.827,6	-184,8	253,3
2023	Septiembre	6.886,3	6.607,3	-279,0	382,4
2023	Octubre	6.889,5	6.827,6	-61,9	84,8
2023	Noviembre	6.698,7	6.793,4	94,7	129,8
2023	Diciembre	6.860,1	7.019,0	158,9	217,8
2024	Enero	6.897,2	7.018,4	121,2	162,9
2024	Febrero	6.559,5	6.702,2	142,7	205,0
2024	Marzo	7.054,3	7.164,4	110,1	148,0
2024	Abril	6.966,9	6.970,9	4,0	5,6
2024	Mayo	7.150,7	7.203,2	52,5	70,6
2024	Junio	6.958,2	6.970,9	12,7	17,6

<sup>101</sup> Tomado de Radicado 202444007822-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0060218

Fuente: XM SA ESP; Cálculos CGR

Durante el transcurso del año 2024, especialmente en los meses considerados críticos, hemos observado que los márgenes de capacidad energética han mostrado excedentes, lo que refleja una preparación adecuada para enfrentar escenarios adversos. Sin embargo, es importante destacar que en el mes de abril se identificó un margen crítico de solo 4 GW-h/mes<sup>102</sup>, lo que representa un 0,1% de la holgura en términos de energía en firme. Esto nos indica que estamos preparados en el peor de los escenarios históricos y con un excedente de ese valor.

Es posible que una planta de generación nueva, aún en construcción, pueda ceder<sup>103</sup> sus Obligaciones de Energía Firme a otra planta, ya sea existente o en construcción. Este proceso permite trasladar el inicio de vigencia de sus obligaciones por un año. Dicho mecanismo está regulado por la Resolución CREG 114 de 2014 y sus posteriores modificaciones.

**Tabla 23. ENFICC Cedidas entre 2022 y 2024**

Representante	Nombre	Capacidad (MW)	Tipo De Tecnología	ENFICC (kWh-Día)	OEF Recibida En La Cesión (kWh-Día)	Inicio Período Vigencia Obligación Original	Inicio Período Vigencia Actual
---------------	--------	----------------	--------------------	------------------	-------------------------------------	---	--------------------------------

<sup>102</sup> Ibidem

<sup>103</sup> Tomado de Radicado 202444008413-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0060191. pág.11-13

S.P.K. LA UNIÓN S.A.S. E.S.P.	PV La Unión	99.99	Solar	371.517	272.888	1/12/2024	1/12/2024
GENERSOL S.A.S. E.S.P.	Parque Fotovoltaico Sunnorte	35	Solar	81.352	81.352	1/12/2024	1/12/2024

Fuente: XM SA ESP

XM SA ESP<sup>104</sup> ha informado que dos plantas han cedido sus obligaciones, sumando un total de 13,8 GW-h/mes. Esta cesión contribuye a aumentar la holgura de la energía en firme disponible para el mes de junio de 2024.

### 5.2.3. Plantas Nuevas de Generación 2022 -2024

En la Tabla 24 tenemos que del 2022 al 2023 solo se aportó un 31% respecto al año anterior de capacidad adicional nueva, y de lo que va corrido en el año 2024 el 58% respecto al año anterior, lo que evidencia una desaceleración en la introducción de capacidad adicional nueva.

**Tabla 24. Capacidad Adicional (MW) 2022-2024**

Año	Hidráulica	Solar	Térmica	Total
2022	1.228	143	205	1.577
2023	42	208	243	492
2024	-	229	57	285
<b>Total</b>	<b>1.270</b>	<b>580</b>	<b>505</b>	<b>2.355</b>

Fuente: XM SA ESP; cálculos CGR

Para el 2024 no se añade ninguna capacidad hidráulica, la capacidad térmica disminuye dramáticamente a solo 57 MW, y la capacidad solar

<sup>104</sup> Ibidem

aumenta ligeramente a 229 MW. Este año **destaca la energía solar como la única fuente que muestra un crecimiento**, alineándose con una posible transición hacia tecnologías más sostenibles y renovables.

Según el informe de XM SA ESP<sup>105</sup>, durante el periodo 2022-2024, entraron en operación seis plantas. Destaca Ituango, que con sus cuatro unidades alcanza una capacidad efectiva de 1.200 MW, representando el 50.9% del total de la capacidad efectiva y empleando tecnología hidráulica. Entre las plantas de tecnología térmica, se encuentran Termocandelaria, con cierre de ciclo combinado y tiene una capacidad de 555 MW; Tesorito con 200 MW, y Termocaribe III con 52 MW. En el sector de energía solar, destacan El Paso y Portón del Sol, con capacidades de 687 MW y 102 MW, respectivamente.

#### **5.2.4. Mantenimientos**

En el marco del Estudio de seguridad energética, es esencial comprender los procedimientos<sup>106</sup> y regulaciones que rigen la programación y ejecución de los mantenimientos en las plantas de generación de energía, especialmente para los meses de abril a julio de 2024. **Estas operaciones son**

---

<sup>105</sup> Tomado de Radicado 202444007822-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0060218. pág.5

<sup>106</sup> Tomado de Radicado 202444007822-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0060218. pág.9 y 10

**fundamentales para garantizar la operación confiable y segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN).** Según el Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995, los agentes generadores están obligados a declarar sus programas de mantenimiento al Centro Nacional de Despacho (CND). Este proceso asegura que se mantengan los márgenes necesarios de seguridad y confiabilidad dentro del SIN, utilizando modelos avanzados de planeamiento operativo energético y eléctrico.

Los agentes deben ingresar y, de ser necesario, actualizar sus programas de mantenimiento para un horizonte de 24 meses en el sistema de información desarrollado por el CND. Para los primeros 12 meses, este reporte es obligatorio, mientras que, para los siguientes 12 meses, es opcional. Este sistema no solo facilita la coordinación eficaz de las actividades de mantenimiento, sino que también permite reacciones dinámicas a cambios inesperados en las condiciones del sistema o en la demanda.

En casos donde los programas de mantenimiento no logren preservar la seguridad y la confiabilidad requeridas, el CND intervendrá para solicitar ajustes o para reprogramar las actividades, asegurando que las modificaciones se realicen en un marco de tiempo adecuado y respetando, en lo posible, el orden cronológico de los mantenimientos reportados. Esta

coordinación semanal es vital para adaptarse a las fluctuaciones operativas y garantizar la integridad del SIN.

**La efectiva gestión de los mantenimientos y desconexiones es crucial para el mantenimiento de la estabilidad energética del país y forma una parte integral de la estrategia de seguridad energética.**

La Tabla 25 de solicitud de mantenimientos para las unidades de generación térmica entre abril y julio de 2024 destaca un aspecto crítico de la gestión de la seguridad energética nacional: el riesgo acentuado de desabastecimiento durante estos meses, coincidiendo con una temporada de baja hidrología. **Durante estos períodos, la capacidad de generación hidroeléctrica disminuye significativamente, lo que hace que el sistema eléctrico dependa más de las unidades térmicas.**

**Tabla 25. Solicitudes de Mantenimientos abril - julio 2024**

Unidades	Abril		Mayo		Junio		Julio	
	# meses	MW	# meses	MW	# meses	MW	# meses	MW
Alto Anchicaya 1							1	<u>115</u>
Bajo Anchicaya 1					1	<u>12</u>		
Bajo Anchicaya 2					1	<u>12</u>		
Calima 2	1	<u>33</u>						
Chivor 7	1	<u>125</u>						
Guatapé 5	1	<u>70</u>						
Guatapé 6	1	<u>70</u>						
Guatapé 7	1	<u>70</u>						
Guatapé 8	1	<u>70</u>	1	70				
Guavio 1	1	<u>250</u>						
Ituango 2	4	<u>300</u>		300		300		300
Ituango 4			1	300				
Jaguas 1	1	<u>85</u>	2	<u>85</u>		85		
Jaguas 2			2	<u>85</u>		85		

La Tasajera 1	1	<u>102</u>		1	102	
La Tasajera 2	3	<u>102</u>	102		102	
La Tasajera 3	1	<u>102</u>		1	102	
Paipa 3			2	<u>70</u>	70	
Porce III 4			2	<u>45</u>	45	
San Carlos 5				1	<u>155</u>	
Tebsa 22	1	<u>97</u>				
Termocandelaria CC 2				1	179	
Termocandelaria CC 3	1	<u>197</u>				
Termodorada 1	4	<u>50</u>	50		50	50
Termosierra 1				1	<u>110</u>	
Termosierra 2			1	<u>110</u>		
Termovalle 1 Gas				2	<u>165</u>	165
Termovalle 1 Vapor				2	<u>75</u>	75
Zipaemg 5						1 63
Total general		1.723	1.217		1.649	768
Total térmicas		650	332		955	353

Fuente: XM SA; cálculos CGR

El impacto potencial de estos mantenimientos programados es alarmante, especialmente cuando en el mes de junio hasta 955 MW de capacidad térmica están fuera de servicio en momentos críticos. Por ejemplo, el mantenimiento de la unidad TERMO 3 UNIDAD 3, con una capacidad de 197 MW en abril, es preocupante dado que ocurre en un periodo cuando la red ya está vulnerable debido a la reducida generación hidroeléctrica. **Este tipo de planificación puede llevar al sistema a una situación de riesgo donde la demanda energética pueda superar la capacidad de suministro, poniendo en peligro la estabilidad del sistema eléctrico nacional.**

La planificación de mantenimientos durante estos meses críticos debe considerarse con extrema cautela. La seguridad energética podría verse comprometida si las decisiones no se toman con una visión holística que

considere todas las variables y riesgos asociados. Es indispensable que las autoridades y operadores actúen con prudencia para proteger la estabilidad y la fiabilidad del suministro eléctrico.

### **5.3. Resiliencia**

La resiliencia en el sector de la energía es fundamental para garantizar la seguridad energética, definida como la capacidad de recuperación y adaptación del sistema energético frente a problemas y desafíos. Esta capacidad es esencial para asegurar un suministro de energía continuo y confiable, incluso ante eventos adversos como desastres naturales, fluctuaciones del mercado, o cambios regulatorios. La seguridad jurídica, que proporciona estabilidad y previsibilidad en el marco regulatorio, y la capacidad de respuesta a largo plazo ante choques externos, como eventos climáticos extremos, son componentes críticos de la resiliencia energética. Fortalecer la resiliencia del sistema energético es vital para adaptarse a un entorno global dinámico y asegurar la sostenibilidad del suministro energético en el futuro.

#### **5.3.1. Subastas de energía en firme y la atención a la demanda futura.**

Le corresponde a la CREG asegurar las condiciones de prestación del servicio en el mediano y largo plazo en el SIN y en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad debe determinar la necesidad o no de convocar la realización de una Subasta para asignaciones de Obligaciones de Energía Firme, considerando entre otras variables la energía en firme de las plantas de generación y la demanda objetivo que fije la misma CREG<sup>107</sup>.

La CREG también expide actos administrativos en los cuales, luego de realizar las verificaciones correspondientes, determina la realización de Subastas de OEF o el mecanismo de asignación que haga sus veces, las cuales son auditadas, por una firma contratada por el Administrador de la Subasta, y que se encarga de verificar la correcta aplicación de la regulación vigente para el desarrollo de esta<sup>108</sup>.

Por mandato legal, el regulador es responsable de realizar la valoración del momento en el cual el país va a requerir una cantidad de respaldo que permita asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera<sup>109</sup>.

---

<sup>107</sup> Tomado de Radicado 202444004098-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0027645.

<sup>108</sup> Ibidem.

<sup>109</sup> Ibidem.

Mediante la Resolución CREG 101 034A de 2022 se determinó llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período entre diciembre 1 de 2027 y noviembre 30 de 2028, la cual luego de algunas ampliaciones, se llevó a cabo el 15 de febrero de 2024<sup>110</sup>.

En comunicación de febrero 21 de 2024, XM reporta que en dicha subasta se asignaron 156,2 GW-h/día de obligaciones de energía firme, que se suma a 88,3 GW-h/día asignadas en otras subastas o mecanismos de asignación previos. Con lo anterior se tiene un total de 244,4 GW-h/días asignados en OEF para la vigencia 2027-2028, más la ENFICC de las plantas no despachadas centralmente que atienden contratos por un valor de 5,1 GW-h/día<sup>111</sup>.

**Tabla 26. Resumen Subasta de OEF de febrero 2024**

PLANTA	cantidad	OEF Asignadas (GW-h día)	%
<b>Hidráulica</b>	<b>24</b>	<b>85,7</b>	<b>54,9%</b>
Existentes (EX)	24	85,70	54,9%
<b>Solar</b>	<b>30</b>	<b>9,65</b>	<b>6,2%</b>
Especiales (ES)	4	0,73	0,5%
Nuevas (N)	26	8,92	5,7%
<b>Térmica</b>	<b>26</b>	<b>60,85</b>	<b>39,0%</b>
Especiales (ES)	2	0,68	0,4%
Existente con obras (ECO)	1	2,16	1,4%
Existentes (EX)	23	58,01	37,1%
<b>Total general</b>	<b>80</b>	<b>156,20</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: XM SA; cálculos CGR

<sup>110</sup> Ibidem.

<sup>111</sup> Radicado 202444004098-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0027645.

En la subasta, las obligaciones de energía firme asignadas a plantas nuevas corresponden a sólo el 5,7 % las cuales son solares; el 93,4 % es asignado a plantas existentes térmicas e hidro y el 0,9 % a especiales. La nueva capacidad que se construirá con esta última subasta solo corresponde a los 26 proyectos solares que es menos del 6 % de la energía comprometida.

**En armonía con el objetivo de aumentar la seguridad energética, las futuras subastas deben prever aumentar la oferta futura con nuevas plantas de generación, más que limitarse a asignar el cargo por capacidad a la capacidad existente.**

En comunicado de prensa<sup>112</sup> del 22 de febrero de 2024, la CGR recordó que la asignación de nuevas plantas de generación se hace de alguna manera en forma tardía, dado que esto debía haberse dado hace varios años. Así mismo se advierte que nadie garantiza que no pase lo que ha sucedido con subastas anteriores que se han adjudicado como 6.000 o 7.000 MW, pero no ha entrado ni el 60% de lo adjudicado.

---

<sup>112</sup> Contraloría General de la República. (2024, 22 de febrero). Contraloría General expresa preocupaciones sobre futuro energético tras la última subasta de Cargo por Confiabilidad [Comunicado de prensa]. Recuperado de <https://www.contraloria.gov.co/es/w/040-contralor%C3%ADa-general-expresa-preocupaciones-sobre-futuro-energ%C3%A9tico-tras-la-%C3%BAltima-subasta-de-cargo-por-confiabilidad?linktype=1>

En el citado comunicado de prensa se destaca que no se evidencian planes de almacenamiento de energía con baterías para aprovechar y maximizar esta producción que se puede llegar a tener y que se tiene que seguir contando con algunos de las plantas térmicas, dado que la energía solar es intermitente.

Respecto a la demanda objetivo, conocida para el periodo de vigencia 2027-2028, la CREG el día de la subasta informó al ASIC<sup>113</sup> un valor equivalente a 239,92 GW-h/día. Sin embargo, en la última actualización del escenario de demanda promedio publicado por la UPME<sup>114</sup>, en enero de 2024, se estableció que la demanda promedio del escenario medio para la vigencia 2027-2028 corresponde a 263,44 GW-h/día<sup>115</sup>, es decir, la demanda proyectada estaría por encima del valor de OEF asignada para dicha vigencia.

La demanda de energía hoy es aproximadamente de 221 GW-h diarios<sup>116</sup> y si solamente entran 19 GW-h/día adicional es probable que, dentro de 4 años, con un crecimiento de al menos 5% de la demanda de energía, se necesite un 21 % adicional; es decir, se pueden necesitar más de 48 GW - h/días adicionales y sólo se adjudicó 19 GW -h/día.

---

<sup>113</sup> Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales-ASIC

<sup>114</sup>UPME; Proyección Demanda Energía Eléctrica, potencia máxima y Gas Natural 2023-2037; pág. 27.

<sup>115</sup> Tomado de Radicado 202444004098-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0027645.

<sup>116</sup> En 2023 se generó 80.687 GW-h lo que equivale a 221 GW-h/día.

Dado lo anterior, y con miras a garantizar seguridad en el abastecimiento de electricidad futuro, se debe prever la realización de nuevas subastas en los próximos años.

**Figura 55. Localización de Proyectos STN y STR<sup>117</sup> en Curso**



<sup>117</sup> Sistema de Transmisión Nacional (STN): Es el Sistema Interconectado de Transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema Interconectado de Transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local.

Tomado de: UPME  
<https://www.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=642653d7a2c149b89a4a073da1f1c65>

Entre 2022 y 2024, entraron en operación<sup>118</sup> nueve proyectos, destacándose el proyecto Cerromatoso-Chinú-Copey a 500 kV, el cual mejora significativamente la confiabilidad del servicio en la Costa Caribe.

Recientemente se han puesto en marcha tres nuevos proyectos<sup>119</sup> de transmisión de energía eléctrica en la región Caribe, mejorando significativamente el servicio en los departamentos de Sucre y Córdoba. Estos proyectos incluyen el segundo circuito Chinú - Boston 110 kV, a cargo de Afinia, y el proyecto Refuerzo Costa Caribe, con dos nuevas líneas a 500 kV gestionadas por ISA Intercolombia. Además, se ha inaugurado la subestación Sahagún 500 kV por Celsia Colombia, que conectará la planta de generación de energía térmica a gas El Tesorito de 200 MW, con una capacidad futura de 1.200 MW principalmente de plantas solares.

**Tabla 27. Estado de Proyectos STN y STR en ejecución**

Convocatoria	Año	Fecha de Operación pliegos	Meses de atraso
UPME 03 - 2010 Chivor Norte Bacatá	2010	31/10/2015	104
UPME 01 - 2013 Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV	2013	30/11/2021	31
UPME 04 - 2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV	2014	30/09/2018	69
UPME STR 13 - 2015 Proyecto La Loma 110 kV	2015	30/06/2018	72

<sup>118</sup> Tomado de Radicado 202444007822-1 XM. Anexo 6.ActivosTransmision.xls

<sup>119</sup> Semana. (2022, agosto 18). Entran en operación nuevas obras para mejorar el servicio de energía en el Caribe. Semana. <https://www.semana.com/economia/macroeconomia/articulo/entran-en-operacion-nuevas-obras-para-mejorar-el-servicio-de-energia-en-el-caribe/202215/>.

UPME 09-2016 Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	2016	30/11/2020	43
UPME 07 - 2016 Línea de Transmisión Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	2016	30/11/2021	31
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas	2017	31/12/2023	6
UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kV y líneas de transmisión asociadas	2018	30/09/2022	21
UPME 05-2018 - Nueva subestación Toluviejo 220 kV y líneas de transmisión asociadas	2018	30/06/2022	24
UPME 10 - 2019 Línea de transmisión Río Córdoba - Bonda (Termocol) 220 kV.	2019	30/11/2023	7
UPME 04-2019 Línea de Transmisión La Loma - Sogamoso 500 kV	2019	31/12/2023	6
UPME STR 02 - 2019 obras asociadas a las subestaciones termoflores, las flores, centro, oasis, magdalena, unión...	2019	30/10/2023	8
UPME STR 03-2019 Nueva Subestación La Marina 110 kV	2019	30/08/2023	10
UPME 03 - 2021 Subestación Carrieles y líneas de transmisión asociadas 230 kV	2021	31/01/2025	n.a.
UPME 02 -2021 Subestación Pacífico 230 kV y líneas de transmisión asociadas	2021	31/05/2025	n.a.
UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías - Atlántico	2021	30/06/2023	12

Fuente: UPME; cálculos CGR

Respecto a la información de XM<sup>120</sup> en los registros de proyectos de la UPME, actualmente hay 16 proyectos en ejecución de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR). De estos proyectos, 14 presentan algún nivel de atraso, con un promedio de 30.7 meses de retraso, lo que equivale a aproximadamente tres años. **Estos retrasos acumulados en varios proyectos críticos afectan directamente la seguridad energética del país, planteando preocupaciones sobre la capacidad para mantener y expandir su infraestructura eléctrica de manera eficiente.** Solo dos de los 16 proyectos de expansión del STN y STR se desarrollan sin retrasos. De los 16 proyectos, 11 corresponden a activos del STN.

<sup>120</sup> Tomado de Radicado 202444007822-1 XM; respuesta al radicado CGR 2024EE0060218

El **proyecto Chivor Norte Bacatá**: Este proyecto, debía entrar en operación en octubre de 2015, pero acumula un retraso alarmante de 103 meses. Este retraso significativo pone en evidencia graves problemas de planificación, gestión y posiblemente de financiamiento. **La magnitud del retraso sugiere también posibles obstáculos regulatorios o problemas de permisos y licencias.**

Proyecto **La Loma con 110 kV**: Con un retraso de 71 meses, este proyecto también resalta deficiencias en la ejecución y gestión de proyectos de infraestructura crítica. La demora afecta negativamente la capacidad del sistema de transmisión para satisfacer la creciente demanda de energía.

Se destaca **el proyecto de la Subestación Colectora** con 500 kV y líneas asociadas, que presenta 5 meses de atraso cuya convocatoria esta desde el 2017 de acuerdo al reporte de la UPME.

**Tabla 28. Estado de Proyectos STN y STR suspendido**

Convocatoria	Año	Fecha de Operación pliegos	Meses de atraso
UPME 04 -2021 Subestación Atrato 230 kV y líneas de transmisión asociadas	2021	30/06/2025	- 12

Fuente: UPME; cálculos CGR

Se encuentra suspendido el proyecto Subestación Atrato 230 KV y líneas de transmisión asociadas.

**Tabla 29. Estado de Proyectos STN y STR declaradas desiertas**

Convocatoria	Año	Fecha de Operación pliegos	Meses de atraso
UPME STR 09 - 2014 Valledupar 110 kV	2014	30/11/2016	91
UPME STR 02 - 2015 Valledupar 110 kV	2015	30/11/2016	91
UPME STR 08 - 2015 Cereté 110 kV	2015	30/11/2017	79
UPME STR 14 y 15 Obras asociadas a las Subestaciones Termoflores	2015	30/11/2017 30/11/2018	78 66
UPME STR 04-2016 Refuerzo Eléctrico de la Guajira: Cuestecitas - Riohacha - Maicao	2016	30/06/2019	60
UPME STR 01-2016 y UPME STR 02-2016 Atlántico 1 y 2	2016	30/11/2010 30/04/2020	162 49
UPME STR 03 - 2018 Nueva Subestación La Marina 110 kV	2018	30/11/2021	31
UPME STR 02-2018 Segundo Circuito Altamira - Florencia - Doncello 115kV	2018	30/06/2022	24
UPME STR 09-2018 Línea nueva Montería - Río Sinú 110 kV y líneas de transmisión asociadas	2018	30/09/2022	21
UPME 08-2021 Subestación La Paz 230 kV y líneas de transmisión asociadas	2021	<u>30/06/2028</u>	-48

Fuente: UPME; cálculos CGR

Hay 9 proyectos de ampliación de STR cuya convocatoria<sup>121</sup> fue declarada desierta y 1 cancelado. La UPME podrá declarar desierta la Convocatoria Pública de STR si los Proponentes no cumplen los criterios de selección, los requisitos especificados en estos Documentos de Selección del Inversorista STR, si no hay Proponentes, o por razones de inconveniencia.

<sup>121</sup> Tomado de: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-de-transmision.aspx#k=#l=9226>

De los proyectos de STR, 7 tienen resolución de declaración como urgente. Según la Resolución<sup>122</sup> 90604 de 2014, un proyecto de STR o STN se determina como urgente bajo ciertos criterios específicos que aseguran que la infraestructura de transmisión eléctrica cumpla con las necesidades inmediatas del sistema y garantice la confiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico, cubrir aumentos repentinos en la demanda, integrar nuevas fuentes de generación, resolver problemas críticos de infraestructura o cumplir con normativas específicas.

### **5.3.2. Restricciones en el Sistema de Transmisión Eléctrica.**

En el sector eléctrico, las restricciones<sup>123</sup> en la capacidad de transmisión representan un reto significativo que puede afectar la estabilidad y confiabilidad del suministro de energía. Estas restricciones se refieren a las limitaciones en la capacidad de las líneas de transmisión para transportar electricidad desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo. Las causas de estas restricciones pueden ser diversas, incluyendo sobrecargas en las líneas, fallos en la infraestructura o una planificación inadecuada de la expansión del sistema. **La gestión adecuada de estas restricciones es**

---

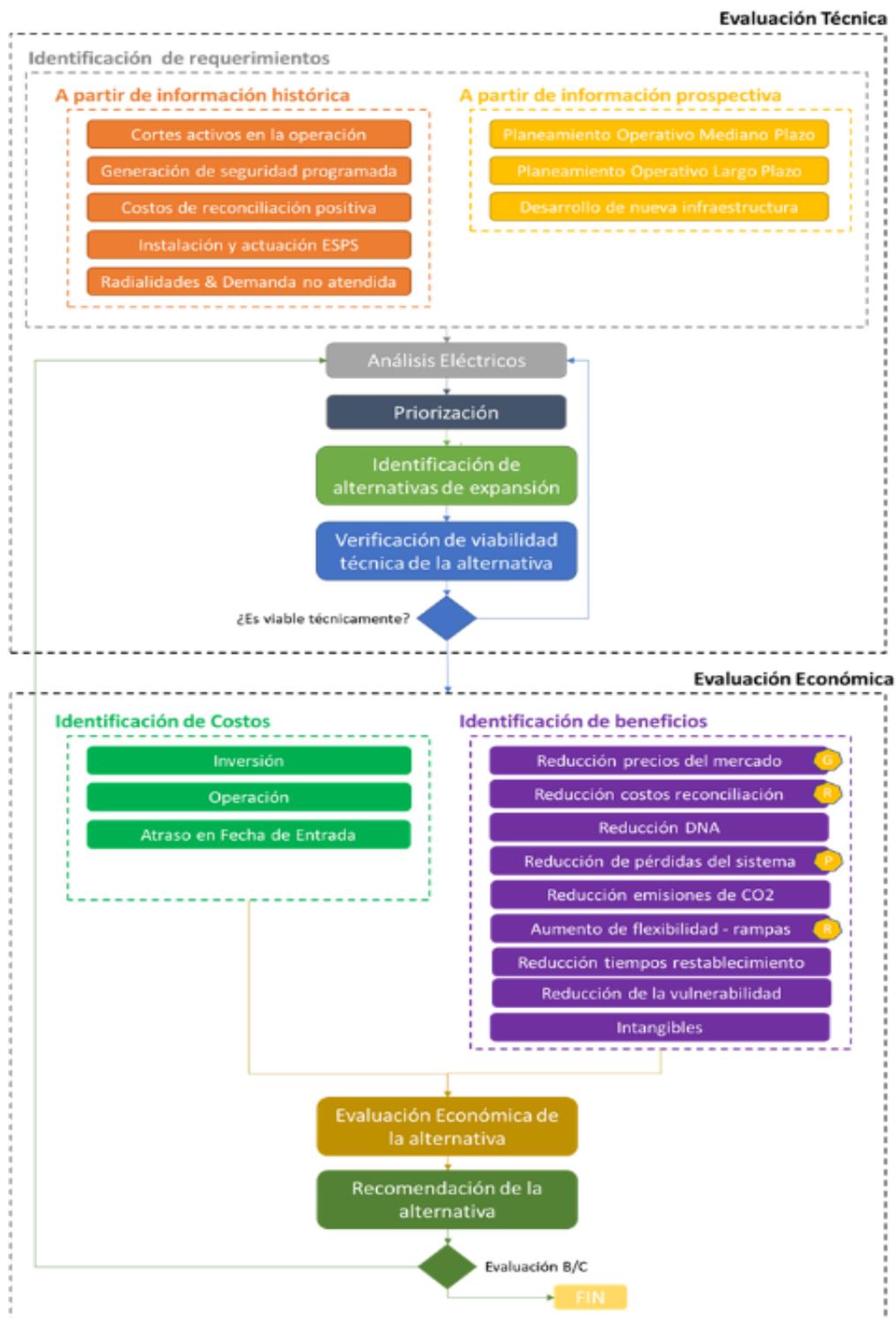
<sup>122</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2014). Resolución 90604 de 2014. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_90604\\_2014.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_90604_2014.htm)

<sup>123</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG]. (2000). Resolución 062 de 2000. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0062\\_2000.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0062_2000.htm)

**crucial para la seguridad energética**, ya que una infraestructura de transmisión confiable y eficiente es esencial para garantizar un suministro de energía continuo y estable.

El diagrama de flujo que se muestra en la Figura 56 representa la metodología definida por el Centro Nacional de Despacho-CND para la evaluación técnico-económica de soluciones que permitan resolver restricciones en el sistema eléctrico. Esta metodología se desarrolla a partir de lo estipulado en el Artículo 8 de la Resolución CREG 062 del año 2000, asegurando que cada paso cumple con los criterios normativos y prácticos requeridos.

**Figura 56. Diagrama de Flujo Metodología de evaluación técnico  
-Económica**



Tomado de: XM; Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones abril 2023.

La metodología comienza con la identificación de requerimientos, que se divide en dos principales fuentes de información:

**Información Histórica:** Aquí se analizan datos como los cortes activos en la operación, la generación de seguridad programada, los costos de reconciliación positiva, la instalación y actuación de esquemas suplementarios de protección (ESPS), y las radialidades y demanda no atendida.

**Información Prospectiva:** Incluye el planeamiento operativo a mediano y largo plazo, además del desarrollo de nueva infraestructura. Siguiendo la recolección de datos, se procede a la evaluación técnica, que implica un análisis eléctrico para priorizar e identificar alternativas de expansión viables técnicamente. Esta fase es crucial para asegurar que las soluciones no solo sean posibles, sino también eficientes y efectivas dentro del marco operativo actual y futuro.

Una vez identificadas las alternativas técnicamente viables, **se realiza una evaluación económica**. Esta parte del proceso incluye la identificación de los costos asociados, como la inversión inicial, costos de operación y posibles atrasos en la fecha de entrada en operación. Además, se analizan los beneficios esperados, que pueden incluir desde la reducción de los precios del mercado y costos de reconciliación, hasta la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y mejoras en la flexibilidad operativa del sistema.

Finalmente, basándose en una evaluación costo-beneficio, se realiza una recomendación de la alternativa seleccionada. Este último paso concluye el proceso, ofreciendo una solución óptima y justificada para levantar las restricciones evaluadas, garantizando que la decisión tomada sea la más adecuada en términos tanto técnicos como económicos.

**Tabla 30. Evolución de Restricciones a cargo de la demanda 2014-2024**

Año	Restricciones asignadas a los comercializadores Billones [COP de 2024]
2014	0,47
2015	0,68
2016	1,49
2017	2,08
2018	2,77
2019	1,21
2020	1,19
2021	2,16
2022	2,71
2023	1,57
2024*	1,68

Fuente: XM; cálculos CGR

La evolución de las Restricciones evidencia el agotamiento reiterado de la capacidad de transmisión.

**En el año 2019**, los cortes asociados a la red entre Urrá y Chinú 110 kV disminuyeron gracias a la entrada en operación del proyecto Chinú – Montería – Urabá 230 kV. Además, los cortes relacionados con la transformación

STN/SDL en Valledupar se redujeron con la incorporación del tercer transformador Valledupar 220/34,5 kV.

Los sistemas de almacenamiento<sup>124</sup> con baterías son una alternativa viable económicamente para la disminución de costos por restricciones asociados a las inflexibilidades de los recursos de generación (del área) y al despacho de generación seguridad.

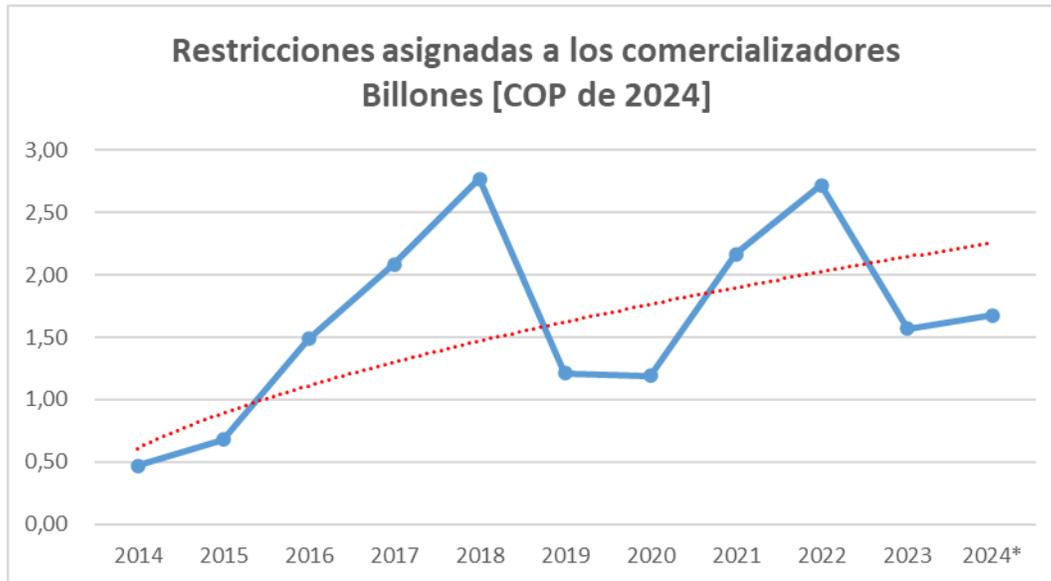
**Para el año 2023<sup>125</sup>** el Caribe genera aproximadamente el 85% de la energía y el 93% de los costos relacionados con las reconciliaciones positivas del SIN, mayoritariamente debido a la concentración de congestiones que necesitan ser mitigadas y la predominancia de generación térmica. Comparativamente, otras áreas del SIN registran entre 15 a 150 GW-h de energía reconciliada positivamente por trimestre, considerablemente menos que los 970 y 1670 GW-h del Caribe. Esto indica la **urgencia de definir e implementar una expansión en el área Caribe para reducir tanto el impacto de las restricciones como sus costos asociados, estimados en cerca de \$3,4 billones de pesos anuales.**

#### **Figura 57. Evolución de la Restricciones 2014-2024**

---

<sup>124</sup> XM; Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones Trimestre 1 de 2019; pág. 39

<sup>125</sup> XM; Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones Trimestre 1 de 2023; pág. 13



Fuente: XM; cálculos y elaboración CGR

La alta variabilidad y los picos en las restricciones de transmisión reflejan vulnerabilidades en la infraestructura de transmisión, **lo que puede poner en riesgo la seguridad energética del país**, especialmente durante períodos de alta demanda o eventos climáticos adversos. Las restricciones en la capacidad de transmisión pueden limitar la capacidad del sistema eléctrico para distribuir la energía generada de manera eficiente, lo que podría resultar en apagones y una mayor vulnerabilidad ante fluctuaciones de la demanda y la oferta.

**Tabla 31. Activos de transmisión 2022-2024**

Año / Activo	Bahía	Línea	Módulo Común	Protección diferencial	Reactor	Sección de barra	Subestación	Transformador	Total
2022	27	8	2	4	4	4	2		51

2023	38	14	3	6	7	4	4	76
2024	2	2						4
Total	67	24	5	10	4	11	6	131

Fuente: XM; cálculos CGR

Corresponden a 9 convocatorias de la UPME de expansión de STN y STR; 3 que son específicas de ampliación de STR en área Caribe y 6 del STN de los cuales 5 corresponden a refuerzos de transmisión en la misma área. De esas 8 de las convocatorias refuerzan la capacidad de transmisión del Caribe.

En el año 2023 entraron 76 activos, de los cuales 38 son bahías de línea y 14 líneas.

### **5.3.3. Proyectos de expansión STN y STR, atrasados, suspendidos y con declaración de convocatoria desierta.**

De los 27 proyectos asociados a convocatorias de expansión del STN o STR atrasados, suspendidos y con declaración de convocatoria desierta, publicadas en la página web de la UPME, 16 están en ejecución, 1 fue suspendido, 9 fueron declaradas desiertas las respectivas convocatorias y 1 ya está en operación.

Entre las causas de atrasos de estos proyectos, que se adujeron en las solicitudes de aplazamiento de las fechas de puesta en operación ante el MME, se destacan aquellas asociadas al proceso de consultas y de licenciamiento

ambiental con 88 casos, seguidas de dificultades logísticas asociadas a la respuesta por el COVID-19 y al orden público (11 casos) y a trámites antes entidades del sector energético y prediales (9 casos).

Lo anterior evidencia cuantitativa demuestra **la necesidad de mejorar la gestión en consultas previas y en el proceso de trámite de licenciamiento ante las diferentes autoridades ambientales, principalmente ante el ANLA.** Un análisis detallado de cada caso nos permitiría identificar responsabilidades individuales en la gestión, aunque todos los casos resumidos en la Tabla 32 sirvieron como argumento para aplazar formalmente los proyectos ante el Ministerio de Minas.

**Tabla 32. Causas de atrasos Convocatorias STN y STR**

Convocatoria	AMBIENTAL				TRAMITES				LOGISTICA			
	Consulta P.	DAA	EA	Trámites AA	Predios	Conflictos	C. Normas	XV, UPME, CREG, MME	Diseños	Montajes	Orden P.	COVID
<b>Proyectos STN y STR en ejecución</b>	<b>16</b>	<b>13</b>	<b>8</b>	<b>51</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
UPME 03 - 2010 Chivor Norte Bacatá	1	6	2	16				1				
UPME 01 - 2013 Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kv	3			3								
UPME 04 - 2014 Refuerzo Suroccidental 500 kv	1	1	2	9	2		1			1	1	1
<b>UPME STR 13 - 2015 Proyecto La Loma 110 kv</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>							
UPME 09-2016 Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kv y Copey - Fundación 220 kv	4	2		5				1	1		2	
UPME 07 - 2016 Línea de Transmisión Virginia - Nueva Esperanza 500 kv		2	2	5				1				
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kv y líneas asociadas	2		1									1
<b>UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kv y líneas de transmisión asociadas</b>				<b>4</b>								
UPME 05-2018 - Nueva subestación Toluviejo 220 kv y líneas de transmisión asociadas	5			5							1	3
UPME 10 - 2019 Línea de transmisión Río Córdoba - Bonda (Termocol) 220 kv.		2	1	2				1				
UPME 04-2019 Línea de Transmisión La Loma - Sogamoso 500 kv				1								
<b>UPME STR 02 - 2019 obras asociadas a las subestaciones termoflores, las flores, centro, oasis, magdalena, unión...</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>							
<b>UPME STR 03-2019 Nueva Subestación La Marina 110 kv</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>							
UPME 03 - 2021 Subestación Carreiles y líneas de transmisión asociadas 230 kv	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.							
UPME 02 - 2021 Subestación Pacífico 230 kv y líneas de transmisión asociadas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.							
<b>UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías - Atlántico</b>				<b>1</b>		<b>1</b>		<b>1</b>				

Fuente: UPME; cálculos CGR

Entre las medidas de contingencia adelantadas en el sector para dar celeridad a los proyectos, la UPME informa que se hacen reuniones mensuales del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), se presentan las alertas por parte de los diferentes agentes que intervienen en los proyectos, en especial los inversionistas y la UPME; que los primeros jueves de cada mes, se lleva a cabo la reunión del Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico (CNO), y se presentan los avances de los proyectos parte de la UPME; y que quincenalmente se lleva a cabo la reunión de Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES), en la cual participan los

inversionistas, la UPME y el MME, y se expresan los avances de cada proyecto en ese período de tiempo<sup>126</sup>.

Sin embargo, los argumentos para los aplazamientos son reiterados en cada trámite de modificación de la Fecha de Puesta en Operación, en cada uno de los proyectos, lo cual indica que no se está tomando las medidas correctivas oportunamente. Esto es especialmente crítico si se analizan los impactos para la seguridad energética desde la operación continua y confiable del SIN derivados de no contar con los refuerzos y ampliaciones de infraestructura identificados en los planes de expansión. Los atrasos en un proyecto como la Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas, imposibilita la conexión de más de 1.500 MW en generación de origen renovable no convencional con tecnología eólica en La Guajira.

Así mismo, los atrasos en los proyectos de Bogotá y la Sabana, según la revisión de las proyecciones de demanda de potencia, realizados por el CON y comunicados al Ministerio de Ambiente, muestran que 3.500 MW es el valor de activación de los riesgos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda en el área, el cual podría presentarse durante el año 2025. Asimismo, advierte el CON que los proyectos de expansión de transmisión

---

<sup>126</sup> Tomado de: Comunicación UPME del 30 de mayo de 2024; radicado 20241000085801; página 18.

Chivor-Chivor II-Norte Bacatá 230 kV y Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV tienen una fecha de puesta de entrada en servicio posterior al pico de potencia de 2025; siendo la línea de transmisión Virginia-Nueva Esperanza 500 kV es el único proyecto que podría estar en operación antes de 2025<sup>127</sup>.

Respecto al proyecto suspendido y a aquello cuyas convocatorias fueron declaradas desiertas, detallados en la Tabla 33, la mayoría de expansión de STR de la región Caribe, las principales causas son que sólo se presentó un proponente, que su oferta superó el máximo identificado para su adjudicación y que no se presentaron proponentes.

**Pese a que la UPME abre convocatorias posteriores para adelantar proyectos, algunos como los de STR declarados como urgentes, aun no se han reabierto.**

**Tabla 33. Causas de suspensiones y de declaración de convocatoria desierta**

Proyectos STN y STR suspendido	Causa
UPME 04 -2021 Subestación Atrato 230 kV y líneas de transmisión asociadas	No es solución estructural para STR Chocó
Proyectos STN y STR declaradas desiertas	Causa
UPME STR 09 - 2014 Valledupar 110 kV	No se presentaron proponentes

<sup>127</sup>Tomado de: Carta del CON al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Riesgos identificados para la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN en el área Oriental; 11 de agosto de 2023; archivo digital: Carta CNO a Minambiente 2023.pdf.

UPME STR 02 - 2015 Valledupar 110 kV	- Único proponente. - Propuesta no conforme.
UPME STR 08 - 2015 Cereté 110 kV	- Único proponente. - Propuesta técnica no conforme.
UPME STR 14 y 15 Obras asociadas a las Subestaciones Termoflores	No se presentaron proponentes
UPME STR 04-2016 Refuerzo Eléctrico de la Guajira: Cuestecitas - Riohacha – Maicao	- Único proponente. - No se presentaron contrapropuestas.
UPME STR 01-2016 y UPME STR 02-2016 Atlántico 1 y 2	- Superó valor máximo de adjudicación. - No se presentaron contrapropuestas.
UPME STR 03 - 2018 Nueva Subestación La Marina 110 kV	Está en operación
UPME STR 02-2018 Segundo Circuito Altamira - Florencia - Doncello 115kV	Superó valor máximo de adjudicación
UPME STR 09-2018 Línea nueva Montería - Río Sinú 110 kV y líneas de transmisión asociadas	Superó valor máximo de adjudicación
UPME 08-2021 Subestación La Paz 230 kV y líneas de transmisión asociadas	n.d.

Fuente: UPME; cálculos CGR

Frente a estas convocatorias desiertas, la UPME informa que dicha entidad analiza la viabilidad de su continuación o la elaboración de nuevas obras de transmisión que representen los mismos o adicionales beneficios al SIN, garantizando la seguridad y confiabilidad, algunos de los cuales se incluyen en el Plan de Expansión de Transmisión 2023-2037<sup>128</sup>.

## **6. Análisis Del Cumplimiento Del ODS 7: Garantizar El Acceso A Una Energía Asequible, Segura, Sostenible Y Moderna**

<sup>128</sup> Tomado de: Comunicación UPME del 30 de mayo de 2024; radicado 20241000085801; página 21.

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible es un compromiso de 193 países, adoptado el 25 de septiembre de 2015 en el marco de la asamblea general de la Organización de la Naciones Unidas -ONU-. Se basa en cinco dimensiones fundamentales: personas, prosperidad, planeta, participación colectiva y paz. Se fijaron 17 objetivos (ODS) y 169 metas para combatir en todo el mundo la pobreza, la desigualdad, el cambio climático, la degradación ambiental y la falta de desarrollo sostenible. Los países miembros de la ONU reconocieron que el mayor desafío es la erradicación de la pobreza y que sin lograrla no puede haber desarrollo sostenible. Además de poner fin a la pobreza en el mundo, los ODS incluyen, entre otros puntos, erradicar el hambre y lograr la seguridad alimentaria; garantizar una vida sana y una educación de calidad; lograr la igualdad de género; asegurar el acceso al agua y la energía; promover el crecimiento económico sostenido; adoptar medidas urgentes contra el cambio climático; promover la paz y facilitar el acceso a la justicia<sup>129</sup>. **Los ODS definen el mundo al que aspiramos, se aplican a todas las naciones e implican la garantía de que no se deje a nadie atrás.**

El informe de avance de los ODS 2023 de la ONU, refleja preocupantes niveles alcanzados en el cumplimiento de las metas a 2030: para más del 50 % de ellas los avances son endebles e insuficientes y para el 30 % se registra

---

<sup>129</sup> Tomado de la página web de Naciones Unidas

estancamiento o retroceso. Estos incluyen metas esenciales sobre la pobreza, el hambre y el clima. Entre los factores que han incidido en ese pobre desempeño, resalta la pandemia de COVID-19, la crisis del cambio climático, la pérdida de biodiversidad y la contaminación, agravados por la invasión rusa a Ucrania, que ha provocado el aumento de los precios de los alimentos y la energía, así como del costo de la financiación, creando una crisis mundial del costo de vida que afecta a miles de millones de personas.

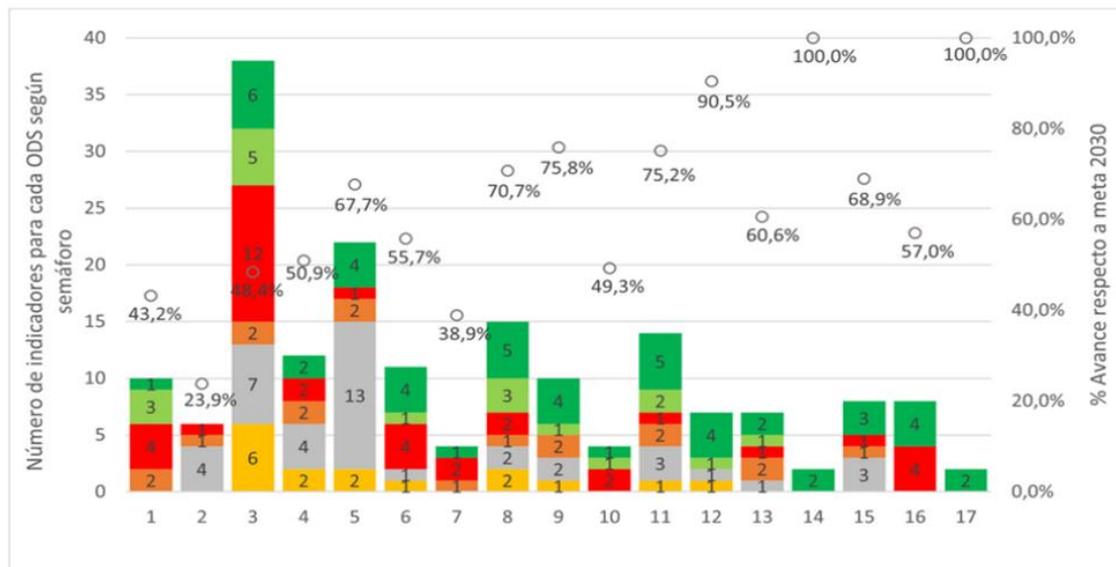
En relación con el **ODS7 “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”**, resalta la necesidad de un fuerte repunte para alcanzar las metas de eficiencia energética y alerta sobre la disminución en los flujos de financiamiento de proyectos de energía no contaminante en los países en desarrollo, con reducciones del 12% en 2021 frente al año anterior y del 35% con respecto al promedio entre 2010 y 2019. La tasa de mejora promedio anual en intensidad energética primaria entre 2015 y 2020 ha sido del 1,4%, muy por debajo del 2,6 % requerido para alcanzar la meta de duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética para 2030, lo que impone la necesidad de mejorar a un ritmo anual de por lo menos el 3,4% entre 2021 y 2030.

En Colombia, además de los factores enunciados, la agudización del conflicto armado en algunas regiones del país está retrasando el cumplimiento

de los ODS. Con base en los datos publicados en 2022 por el DNP en su reporte de avance ODS con corte a diciembre de 2021, Colombia presentó un avance global en la implementación de la agenda a 2030 del 60,2%.

**El ODS 7 presenta una ejecución acumulada por el año 2021 del 41,4%<sup>130</sup> de la meta anual, y del 38,9% en relación con la meta a 2030.** Este es el sector en que menos ha avanzado frente a la meta anual del 2021 y el segundo de menor resultado respecto de la meta a 2030. Con los indicadores reportados resulta inaceptable la conclusión del DNP, ya que, en la página 37 del mismo reporte dice: “El ODS 7 es uno de los objetivos con mayores avances en Colombia.”

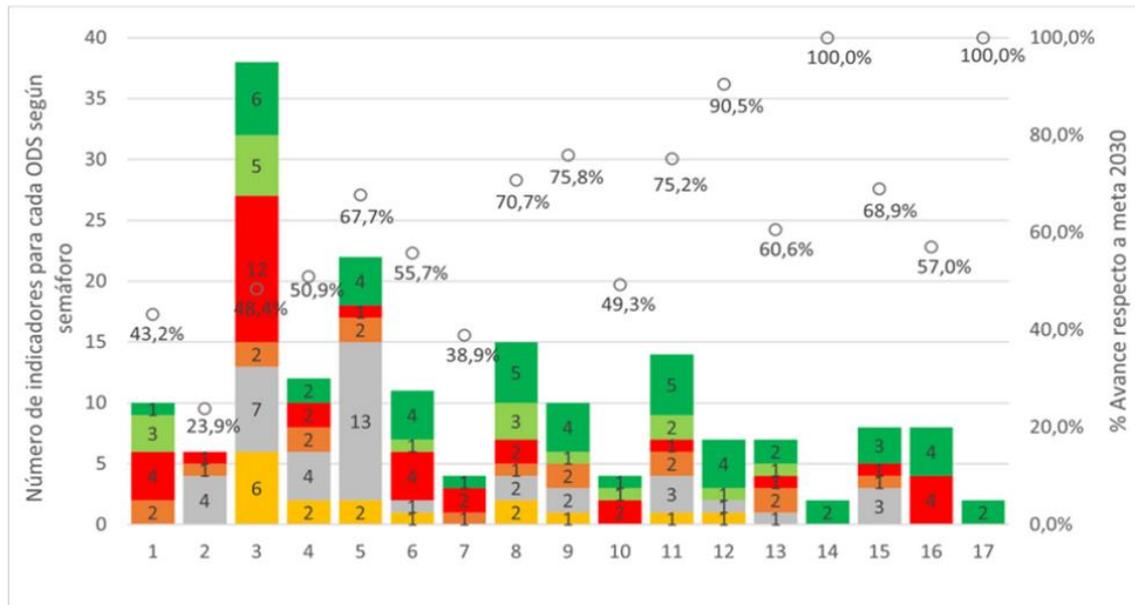
**Figura 58. Avance en la implementación de los ODS en Colombia respecto a la meta anual**



<sup>130</sup> Informe de avance ODS, Departamento Nacional de Planeación, página 11, gráfica 1. Avance en la implementación de los ODS respecto a la meta anual.

Fuente: Informe de avance ODS, página 11, Departamento Nacional de Planeación.

**Figura 59. Avance en la implementación de los ODS en Colombia respecto a la meta 2030**



Fuente: Informe de avance ODS, página 12, Departamento Nacional de Planeación.

### 6.1. Evolución de usuarios con servicio y cobertura; detalle regional, respecto a las Metas ODS.

Con base en datos reportados por la UPME<sup>131</sup>, se toma como referencia el período 2018 a 2022, teniendo en cuenta que para el cálculo del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica -ICEE-, que refleja la relación entre el número de viviendas con servicio y el número total de viviendas, se tomó este último

<sup>131</sup> Respuesta recibida mediante oficio con radicado No.: 20241520077541 Fecha: 17-05-2024, UPME.

a partir de las proyecciones del censo nacional de población y vivienda realizado en 2018 por el DANE. El número de viviendas con servicio se tomó de la información suministrada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD– a través de su sistema único de información. Esta metodología de cálculo del indicador difiere de la utilizada por DNP, por eso no resulta comparable con el resultado que aparece en el informe de este último (96,82% a 2019), que lo calcula como un porcentaje de avance para un año dado frente a la meta a 2030.

Para el período en análisis, Colombia ha presentado un promedio del ICEE del 92,7%. Llama la atención que mientras en 2018 se registró un índice de 94,2%, éste bajó al 92,3% en promedio para los años 2019 a 2022, lo que representa un retroceso de casi dos puntos porcentuales, siendo 2020 el año en que se presentó el resultado más bajo, con 92,05%. Resulta preocupante que, en lugar de avanzar, lo que reflejan los datos es que cada vez se aleja más de la meta a 2030, que es lograr una cobertura del 100% en todo el país, máxime cuando el porcentaje de cobertura que falta corresponde a sitios a donde no llega la interconexión nacional ni regional, lo que demanda mayores esfuerzos y recursos muy costosos si se tiene en cuenta que hay que acudir a fuentes no convencionales. El estudio del PNUD “Energía sostenible para iluminar a Colombia” realizado en 2019 para evaluar el potencial de uso de soluciones energéticas alternativas en 124 municipios, ubicados en 17

departamentos, estimó un costo de \$16 millones (precio de 2019) por vivienda para dotarla de energía solar.

En el PND 2022-2026 “Colombia, potencia mundial de la vida”; en la política de transición energética justa, segura, confiable y eficiente **se plantea llevar el servicio a 20.000 nuevos usuarios con generación de energía, a partir de fuentes no convencionales de energía renovable que se benefician de comunidades energéticas**, definidas como la participación de personas naturales y jurídicas que tomen parte en la cadena de valor de la electricidad, a través del uso de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, para lo cual se dispondrá de recursos públicos. Sin embargo, en visita de campo realizada a XM S.A. se indagó por el avance de este programa dado que, **si bien la ley del plan avanza en incluir este programa en el marco de la ley 1715 de 2014 y en definir competencias y funciones para adelantarlos aún no se tiene claridad sobre aspectos como los requerimientos para la operación coordinada y confiable de las Comunidades Energéticas en el Sistema Interconectado Nacional.**

Al analizar la evolución de cobertura por departamentos para el período 2018 a 2022, se destaca que Antioquia, Huila y Santander, han mantenido

año a año la totalidad de sus viviendas con servicio de energía eléctrica; el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, pasó del 92,78% en 2018 al 100% en los demás años, y Tolima que pasó del 97,9% en 2018 al 100% en 2021 y 2022. En contraste, departamentos como Vaupés, Vichada y Guajira, han presentado históricamente los niveles más bajos de cobertura, con un 32,54%, 43,03% y 55,74%, en su orden, a 2022. Llama la atención que, en estos tres casos, además del rezago que presentan en cobertura, el índice se ha deteriorado pues en 2018 era del 34,62%, 50,16% y 57,38%, respectivamente.

Resulta muy positivo que Chocó, a pesar de sus índices de pobreza, los problemas de seguridad y la dispersión de su población, registre a 2022 una cobertura del 99,51% y se haya mantenido por encima del 95,73%, incluso con un índice del 100% en 2018 y 2020, superando a departamentos como Valle del Cauca y Atlántico, que han registrado entre un 94,17% y 95,94% el primero y entre 89% y 98,78%, el segundo, en el período de análisis.

No puede dejarse de lado la situación particular que presenta el Distrito Capital, que pasó de tener una cobertura del 100% en 2018 y ha venido presentando una consistente desmejora año a año, hasta llegar al 94% en 2022.

En la región Caribe, exceptuando los departamentos a los que ya se hizo mención, la cobertura registrada a 2022 está entre el 71,6% para Magdalena y 82,4% para Bolívar.

En la región Pacífica, la lista de mayor a menor cobertura la encabeza Chocó, como ya se mencionó, seguida de Nariño, que se ha mantenido entre el 98% y 100%, en tercer lugar, el Valle del Cauca, con registros entre 94% y 96%, y finalmente Cauca, que se ha mantenido alrededor del 87%.

En la región Amazónica, Caquetá y Guaviare, son los departamentos con mayor cobertura, se han mantenido por encima del 80%, seguido por Guainía y Putumayo, por encima del 70%, Amazonas con un 62% en promedio y finalmente Vaupés con el menor índice en todo el país.

En la región de la Orinoquía, Arauca lidera con un 95,7%, seguido por una cobertura muy similar entre los departamentos de Meta y Casanare, con 92,8% y 91,8%, respectivamente. Muy lejos de ellos está Vichada, que presenta el segundo menor índice de cobertura a nivel nacional con 43,03% a 2022.

De los diez departamentos que conforman la región Andina, cuatro cuentan con cobertura total: Antioquia, Huila, Santander y Tolima; Norte de

Santander, Quindío y Risaralda están por encima del 98%, Boyacá con el 94,5%, y finalmente Cundinamarca y Caldas con el 88,9% y 88% respectivamente. El total de viviendas localizadas en esta región, incluyendo Bogotá, representa el 58,6% del total de las viviendas del país.

## **6.2. Porcentaje de recursos renovables matriz energética eléctrica, respecto a las Metas ODS.**

En 2022, la potencia instalada fue de 18.626 MW (XM, 2023), excluyendo la autogeneración y la cogeneración. **De esta capacidad, el 69% proviene de fuentes renovables** donde la generación hidráulica tiene la mayor participación con 12.494 MW, seguida de la solar con 321 MW y la eólica con 18 MW. En cuanto a la generación térmica, se cuenta con una capacidad de 2.827 MW a partir de gas natural, 1.649 MW de carbón y 1.180 MW a partir de combustibles líquidos, que incluyen 268 MW de fuel-oíl, 861 MW de diésel y 51 MW de Jet-fuel<sup>132</sup>.

El informe del DNP sobre avance en este indicador "*Porcentaje de capacidad instalada que corresponde a fuentes renovables*", parte de una línea base para el año 2015 del 73,9% y la meta contemplada para el 2030 es del

---

<sup>132</sup> Página 25 Plan Energético Nacional 2022-2052

73,3%, lo que resulta incoherente pues la meta es inferior al porcentaje que ya se había alcanzado en 2015, pero además refleja que la última información disponible es del año 2020 con un 69,5% y aun así muestra que la meta ya se cumplió al 100%<sup>133</sup>

Frente a la solicitud a la UPME: *“Con miras a identificar las metas del ODS 7, entre los años 2010 y 2023 remitir ... Adicionalmente informar el porcentaje de renovables de la oferta energética eléctrica para cada año.”*, la respuesta fue: *“En cuanto al porcentaje de renovables de la oferta energética eléctrica, la UPME no cuenta con dicha información.”*<sup>134</sup>

### **6.3. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica**

El reporte de avance de ODS que presenta el DNP<sup>135</sup> parte de una línea base a 2015 de 16.571 MW, para llegar a una meta a 2030 de 23.487 MW. A diciembre de 2021 muestra una capacidad instalada de 17.725 MW, lo que representa un avance del 16, 69%. Aunque el indicador se centra en capacidad instalada este se podría complementar con el aporte a la generación anual de cada una de las fuentes.

---

<sup>133</sup> Página 55 informe de avance ODS a 2022 presentado por el DNP

<sup>134</sup> Página 5 del oficio con radicado No.: 20241520077541 Fecha: 17-05-2024, UPME.

<sup>135</sup> Página 55, indicador 7.b.1 C.

Actualizando el dato de capacidad instalada, que asciende a 18.626 MW a diciembre de 2022<sup>136</sup>, se obtiene un avance acumulado del 29,7% en siete años, lo que refleja un importante retraso. Para alcanzar la meta propuesta, el crecimiento entre 2023 y 2030 debería ser mínimo del 7% anual para compensar el pobre aumento del 3,78% de promedio anual hasta 2022.

#### **6.4. Evolución de intensidad energética**

El documento del DNP que muestra los avances, refleja que a 2019 el indicador estaba en 3,39, partiendo de una línea base de 3,7 en 2015 para llegar a la meta del 2,9 en 2030<sup>137</sup>. Con base en esos parámetros, refleja un avance del 38,75%. No obstante, en la misma página indica que dicho resultado está en proceso de ajuste por cambio en línea de base y serie de datos. De otra parte, en los comentarios consignados en la ficha técnica de indicadores ODS que aplica el DNP aparece: *“A partir de las estimaciones de la UPME y las realizadas por el DANE, se han identificado diferencias metodológicas en el consumo calculado de algunos energéticos. Por tal motivo, se está realizando un trabajo conjunto entre las dos entidades para conciliar la metodología de cálculo del indicador.”*

---

<sup>136</sup> Página 25 Plan Energético Nacional 2022-2052.

<sup>137</sup> Página 55 informe de avance de ODS a 2022, DNP.

El indicador de intensidad energética que realiza la UPME mide la relación entre el consumo final de energía en terajulios TJ, respecto al Producto Interno Bruto (PIB) expresado en miles de millones de pesos equivalentes del año 2005. Mientras más baja sea esa proporción, mayor eficiencia energética refleja.

Al revisar ese resultado entre los años 2015 (línea base) y 2021, excluyendo el 2020 que fue atípico debido al fuerte impacto de COVID-19 en la economía y el consumo en general, se obtiene que ha sido en promedio 1,46. El mejor registro se obtuvo en 2017 con 1,44 y el de menor eficiencia fue el 2016 con 1,48. Como puede observarse, la desviación de la media es mínima, lo que refleja que no ha habido un cambio significativo en el indicador para el período en revisión. De hecho, a 2015 el indicador estaba en 1,46 y para 2021 se mantuvo igual, lo que significa que no ha habido esfuerzo en optimizar el uso de la energía para direccionarlo a mayor productividad en la economía del país.

Teniendo en cuenta que la serie de datos tomada por la UPME es consistente, **la conclusión es que no ha habido mejoría alguna en el indicador de intensidad energética desde el 2015.**

## **6.5. Inversión pública en eficiencia energética y en fuentes no convencionales de energías renovables**

El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía –FENOGE– se creó como un patrimonio autónomo administrado a través de un contrato de fiducia mercantil celebrado por el MME con el propósito de promover, ejecutar y financiar planes, programas y proyectos de fuentes no convencionales de energía FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable, y gestión eficiente de la energía GEE.

Con base en la información reportada por dicho fondo<sup>138</sup>, a partir del año 2018 se han suscrito 511 contratos<sup>139</sup>, por un monto total de \$534.617 millones, que incluyen 34 proyectos de inversión por \$417.995 millones y gastos de operación del fondo. Del total de proyectos, se han terminado nueve por valor de \$7.211 millones (1,73%); los restantes 25 se encuentran en ejecución.

Del total de proyectos de inversión, el 82% corresponde a actividades de fomento, promoción, estímulo e incentivo para el uso, masificación, desarrollo e integración en el país de las FNCE, especialmente las de carácter renovable,

---

<sup>138</sup> Oficio con radicado No.: 20244000002951 Fecha: 30-04-2024

<sup>139</sup> Régimen de contratación y administración de sus recursos regido por el derecho privado.

así como de la GEE; el 9,2% a planes, programas y proyectos para la ejecución y desarrollo, instalación, construcción, y/u operación relacionada con FNCE y GEE; el 6,7% se destinó a mecanismos complementarios de financiación; y el restante 2,1% a asistencia técnica.

En resumen, del total de los recursos que ha ejecutado el FENOGE (\$534.617 millones), el 78% se ha destinado a inversión en proyectos y el restante 22% a operación del fondo; pero no hay una relación que permita medir en cuánto impacta cada proyecto a cada uno de los indicadores del ODS7. Es decir, **por cada \$100 que se asignan al componente de inversión en proyectos, se destinan \$28 a operación del fondo; proporción que luce desmedida y es un tema que debería** revisar la Dirección de Vigilancia Fiscal de la CGR.

#### **6.6. ODS 7 e implicaciones para los demás sectores energéticos**

Para el sector hidrocarburos los ODS tienen una implicación importante y es la relacionada con la eliminación de subsidios a los combustibles fósiles para dar mayor transparencia a los precios de los energéticos y desincentivar el uso de aquellos que se consideran contaminantes, lo que se traduciría en la eliminación del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles y la adopción de los precios de paridad directos para la estructuración de los

precios de los combustibles en el país. En términos de seguridad energética esto también sería deseable pues precios transparentes, en teoría, permiten los ajustes de oferta y demanda sin distorsión de subsidios, con los efectos consecuentes en racionalización de uso cuando haya precios altos o escasez.

En cuanto al sector minero y más específicamente sobre el carbón, es importante mencionar que el ODS7 trata sobre energía asequible y no contaminante, **pero debe entenderse que esto es en un contexto mundial, donde el carbón es uno de los principales energéticos y contaminantes**, no obstante, en Colombia escasamente este mineral representa el 8% de la capacidad total instalada de generación eléctrica y el 5,2% de la demanda de energía nacional para los sectores económicos, siendo a la vez el energético más asequible de todos, como se verá en la Tabla 34.

En ese sentido, **debe reflexionarse sobre la mejor interpretación para Colombia respecto a este ODS7**. ¿Debe eliminarse el carbón de la matriz energética, cuando su uso y contaminación en el país son bajos o debe aprovecharse su abundancia y asequibilidad para propender por una matriz más segura y confiable que abarate los costos de la energía? Se debe tener en cuenta que las economías desarrolladas de la Unión Europea empezaron a utilizar el carbón en el siglo XVI y fue dicho mineral el que ayudó con la

revolución industria<sup>140</sup> y aun después de más de cuatro siglos, sigue siendo una fuente energética importante ¿Sería justo para Colombia dejar su explotación y uso, desacelerando su desarrollo económico, con el fin de minimizar la emisión de GEI teniendo en cuenta que más del 80% de la producción interna es exportado?

## **7. Resultados Sectoriales**

En este apartado se resume y concluye el análisis de seguridad energética de manera más global, para cada subsector del estudio.

### **7.1. Seguridad Energética 2010-2023**

#### **7.1.1. Sector Hidrocarburos**

Los indicadores y análisis presentados en el actual informe muestran que la seguridad energética es aceptable en el corto plazo, y con deterioro en el mediano plazo, deterioro que, aunque ya ha comenzado se materializará de manera visible en pocos años. Hay un punto en el tiempo, 2015, desde el cual desmejoraron los indicadores petroleros.

---

<sup>140</sup> Disponible el 27 de mayo de 2024, de <https://www.worldhistory.org/trans/es/2-2201/la-mineria-del-carbon-en-la-revolucion-industrial/>

En el corto plazo los niveles de reservas y de reposición de estas muestran que no deberían tenerse problemas de abastecimiento antes de 2030 si nada extraordinario sucede. Si bien hay una política tácita<sup>141</sup> de no otorgar nuevas áreas para exploración esto no es obstáculo para desarrollar las áreas que ya se tienen contratadas y se esperaría incorporación de nuevas reservas en los próximos años si tales prospectos resultan favorables, pero sería más razonable poder contar también con dichas áreas cuyo potencial (66 millones de Ha) quedará inexplorado.

Mientras tanto es vital para el futuro del abastecimiento petrolero, que las reservas probables y posibles sean llevadas al terreno de las probadas. El esquema de 13 puntos diseñado por el gobierno y visto en el apartado de Resiliencia, para incentivar la producción y aumento de factor de recobro y reclasificación de recursos contingentes va en ese sentido y si bien para la implementación de esos puntos es deseable su priorización en la agenda de la ANH y Minminas, la rapidez con que esto se haga será vital frente a un margen de tiempo cada vez más estrecho para lograr los objetivos sin comprometer la seguridad energética. En este objetivo la colaboración de otras

---

<sup>141</sup> Que no se desarrolla mediante acto administrativo formalmente, sino que se supone o infiere.

instituciones, como la ANLA, es fundamental y por lo tanto **una coordinación se ve como un asunto prioritario de seguridad energética.**

Los indicadores de exploración petrolera muestran un claro deterioro tanto en pozos perforados como en sísmica y en inversión lo cual explica tanto la escasa incorporación de reservas de los últimos años, las cuales alcanzan actualmente para 7,1 años, como la situación de estancamiento actual del sector. Parte de este fenómeno es atribuible a las condiciones de precio y a los efectos económicos derivados de la pandemia.

La cantidad de actores en producción petrolera ha venido disminuyendo y es cada vez mayor el papel de Ecopetrol en la misma. Tal posición aunada a que esta compañía también posee los mercados de refinación y transporte de hidrocarburos hace que en conjunto el sector petrolero sea vulnerable a las actuaciones de Ecopetrol y cualquier deterioro en su gestión se verá reflejada proporcionalmente en los resultados del sector lo cual es una debilidad del mismo en materia de seguridad y puede ser un asunto a tratar por parte de la autoridad energética aunque, en este aspecto, el componente político y estratégico resulta primando sobre el técnico.

La exclusión de áreas potencialmente petroleras al no darse nuevos contratos de exploración puede ser un error. Aunque es cierto que en las

áreas ya asignadas es factible encontrar reservas nuevas y mejorar factores de recobro en los yacimientos ya existentes, se está restringiendo la probabilidad de nuevos hallazgos, a través de nueva contratación petrolera, en áreas importantes de la geografía nacional sin ningún beneficio estratégico palpable pues ambos temas (mejora de lo ya existente y exploración en nuevas áreas) pueden ir independientemente sin menoscabo de los objetivos gubernamentales actuales de desligar la economía de la producción petrolera. Al igual que el caso del carbón, conocer el inventario de recursos potencialmente desarrollables es una garantía de seguridad energética, así no se decida su explotación.

**Sin embargo, esta política mencionada en el párrafo anterior eventualmente implicará reducciones en Inversión Extranjera Directa y propenderá por una importación más temprana de hidrocarburos, con las consecuentes repercusiones fiscales para el país y poniendo en riesgo la seguridad y confiabilidad energética**

En el aspecto de refinación las debilidades están relacionadas con la Refinería de Barrancabermeja, en temas de obsolescencia tecnológica que no le permite mejor conversión de crudos y también el tipo de carga que acepta esta refinería que no es consecuente con las calidades tradicionales de los crudos colombianos, lo que implicaría la necesidad, eventualmente, de diluir

o importar crudos más livianos para poder alimentar la refinera, todo lo cual incrementa los costos y por lo tanto baja los márgenes de utilidad de la refinación y este negocio es sensible a los costos por lo que podría verse comprometida su sostenibilidad ante cambios abruptos de las condiciones del mercado.

En temas de control territorial se evidencia que este ha mejorado, sin embargo, **la situación de la infraestructura en Putumayo y Nariño se considera de alta vulnerabilidad y es donde el gobierno nacional debe hacer énfasis**. Así mismo en el tema de conexiones y robos a poliductos la tendencia es de estancamiento mientras que en atentados estos han disminuido notoriamente desde 2018.

La vulnerabilidad del sector biocombustibles, especialmente el de alcohol, a las variaciones climáticas ha resultado en importantes niveles de importación de etanol a pesar de que el país cuenta con capacidad sobrante para su obtención y este debe ser un tema para revisar por la autoridad energética si se quiere, eventualmente, expandir los niveles de mezcla.

En el tema de transporte de hidrocarburos, los riesgos a la seguridad energética en general parecen ser leves y el trabajo de la UPME en su plan indicativo de abastecimiento evidencia que es un tema que recibe la atención

correspondiente frente a su importancia y de hecho sienta el ejemplo de lo que debe ser el derrotero en las otras ramas de seguridad energética contempladas en este trabajo.

Finalmente, la CGR considera que no debe dejarse de lado la posibilidad de explotar Yacimientos No Convencionales de petróleo dada la abundancia de recursos que estos representan y que podrían alargar la vida de las reservas probadas de manera importante y cuya viabilidad fue truncada a raíz de la moratoria en la perforación de los pilotos que se tenían programados. La certeza técnica y científica debe darse con criterios empíricos y la no realización de los pilotos impide tener la información técnica de primera mano que permita validar o invalidar los supuestos sobre los daños ocasionados por las técnicas asociadas a la explotación de YNC.

### **7.1.2. Sector Gas**

La exploración y producción de hidrocarburos, entre ellos el gas, representa un asunto de seguridad de abastecimiento, pero además genera ingresos por regalías de \$1,1 Billones anuales e impuestos para soportar las inversiones sociales.

La limitación para la suscripción de nuevos contratos de hidrocarburos y la revisión y monitoreo de la contratación vigente en el actual gobierno, ha demorado cerca de dos años en concluir que es preciso adelantar mayor coordinación interinstitucional y cambios regulatorios que estimulen la inversión privada y aprovechar las potencialidades que ofrecen los diferentes campos, pero aún no se dispone de documentos técnicos que soporten las estrategias esbozadas por la ANH y el MME que se esperan adoptar, afectando la toma de decisiones por parte de las compañías, aplazando en el tiempo el incremento de las reservas necesarias para atender la demanda.

Teniendo en cuenta que desde el año 2012, el volumen de reservas de gas natural en Colombia ha venido disminuyendo, llegando en el último año a 2.373 GPC, bajando el índice de R/P a 6,1 años, por lo cual se hace necesario adoptar medidas regulatorias que incentiven la exploración y el desarrollo de los proyectos sobre los cuales se ha anunciado hallazgos importantes, pues se evidencia el desgaste y futura pérdida de la soberanía energética en gas.

El país viene importando gas natural desde el año 2016 para atender la demanda del sector termoeléctrico en épocas de baja hidrología; sin embargo, la declinación de la producción en los campos existentes y la falta de incorporación de nuevas reservas hace que se cree dependencia energética para el suministro de gas a todos los sectores.

Las actividades de exploración y explotación en materia de gas no han ayudado a incrementar el nivel de las reservas en los últimos años, pero es necesario continuarlas pues de no realizarlas implica renunciar a la posibilidad de aumentar reservas, contribuyendo a perder soberanía y recurrir a la dependencia de importaciones para garantizar el abastecimiento de la demanda.

Aunque no existe un gran hallazgo de gas natural, como el de Guajira en 1990, los contratos vigentes y que han reportado hallazgos, pueden aportar a las reservas en los próximos años y apalancar el consumo en regiones que no cuentan con este servicio.

Desde los años 90 y con base en los planes de masificación del consumo de gas natural, se construyó y amplió gran parte de la red de transporte para llevar el combustible desde los centros de producción hasta los usuarios, posicionando al gas dentro de la matriz energética como uno de los principales combustibles.

El país aún está a tiempo de reorientar las políticas para aumentar la oferta de gas natural y anticiparse al escenario de déficit identificado, acogiendo las propuestas reiteradas en el PEN 2024-2054, en orden a

garantizar la disponibilidad de infraestructura robusta y confiable que permita incorporar nuevas fuentes (on shore, off shore, e importación) de suministro de gas natural y el aprovechamiento de las fuentes existentes, incluyendo las oportunidades de exploración y explotación con base en los resultados de los pilotos de fracking con potencial de producción de gas natural; aumentar la capacidad de importación de gas natural con la ampliación de la regasificadora de Cartagena y desarrollar la infraestructura de importación para la planta de regasificación del Pacífico.

El gas natural tiene una historia que transforma el uso de combustibles en Colombia, penetrando en diferentes sectores de consumo final, como lo son el residencial, comercial, industrial y de servicios; así como el térmico, para el cual se consideró la necesidad de importarlo y garantizar el abastecimiento de estas plantas, conservando los volúmenes de producción interna para la demanda esencial.

Preocupa la incertidumbre causada por declaraciones entregadas desde el comienzo del actual gobierno respecto al futuro de las energías fósiles en el país lo que impacta la seguridad jurídica necesaria para lograr la concreción de proyectos de expansión en transporte e importación de gas, lo cual en últimas afecta la seguridad energética de Colombia.

Puesto que, son esas demoras en adoptar medidas que brindan seguridad jurídica a los inversionistas las que llevaron a que los resultados de los contratos de exploración y producción vigentes no lograran por lo menos reponer la producción del año 2023 en gas.

Existen oportunidades de desarrollo de descubrimientos costa afuera, pero es aquí donde se registran las contingencias más delicadas, al tratarse de cuestiones económicas y técnicas; aún cuando los aspectos legales y contractuales también tienen incidencia.

Se tienen condiciones críticas a partir del año 2026 para el sector gas, con necesidad de importarlo para garantizar el abastecimiento a los diferentes sectores, no solo de las térmicas.

Un aumento en la oferta de gas natural reduce el consumo de leña, la necesidad de petróleo líquido y da garantía a la introducción de renovables por lo que el incentivo a su hallazgo es necesario en los planes de política energética futura.

En las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, se promueve la transición energética hacia fuentes limpias, estableciendo una línea de seguridad y confiabilidad energética como fundamental donde garantiza el

abastecimiento del gas natural, pero sin contemplar estrategias claras para aumentar las reservas, la producción o la exploración de este combustible. Esta situación genera incertidumbre sobre cómo se garantizará el abastecimiento de gas natural para los 12 millones de usuarios actuales y futuros, especialmente considerando el ambicioso plan de ampliación de cobertura del servicio.

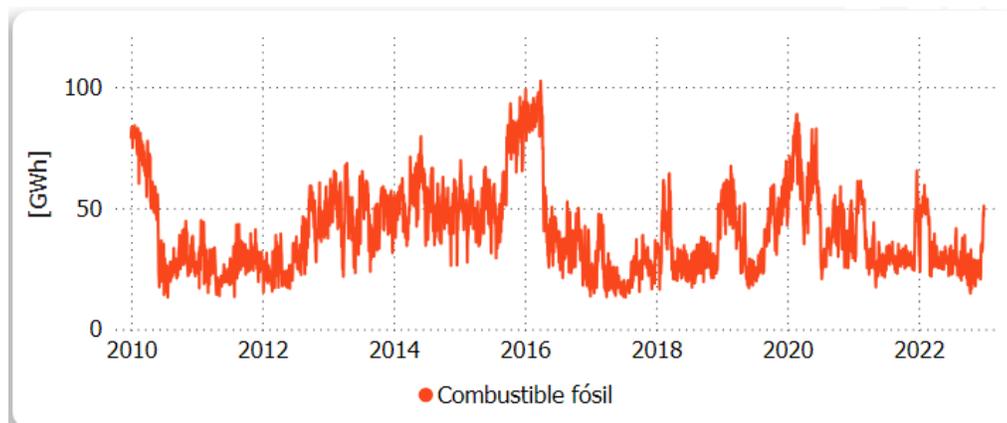
Es contundente que en la medida que se tenga mayor conocimiento científico del territorio para identificar la localización de reservorios, se publiciten las áreas y suscriban contratos se potencializan las posibilidades para adelantar la exploración y si las condiciones de mercado determinan viabilidad para la explotación, se pueden incrementar las reservas, lo cual es necesario para garantizar la seguridad energética.

Lo acontecido desde finales de 2023 y los 5 primeros meses de 2024, donde se presentó un fenómeno del niño fuerte, encendió las alarmas por un posible apagón, alejado por el apalancamiento que brindó el gas natural importado para las plantas térmicas de la costa atlántica, que debieron generar más energía para suplir la reducción en la hidráulica, limitada por el bajo nivel de los embalses.

### 7.1.3. Sector Minero

Durante el periodo 2010-2022 se pudieron apreciar tres temporadas donde se presentaron picos en la generación de energía a base de combustibles fósiles concordantes con los fenómenos del niño de los años 2009-2010, 2015-2016 y 2020-2021, tal y como se aprecia en la Figura 60. De la generación de energía del SIN del periodo en mención, los combustibles fósiles aportaron el 22.22%.

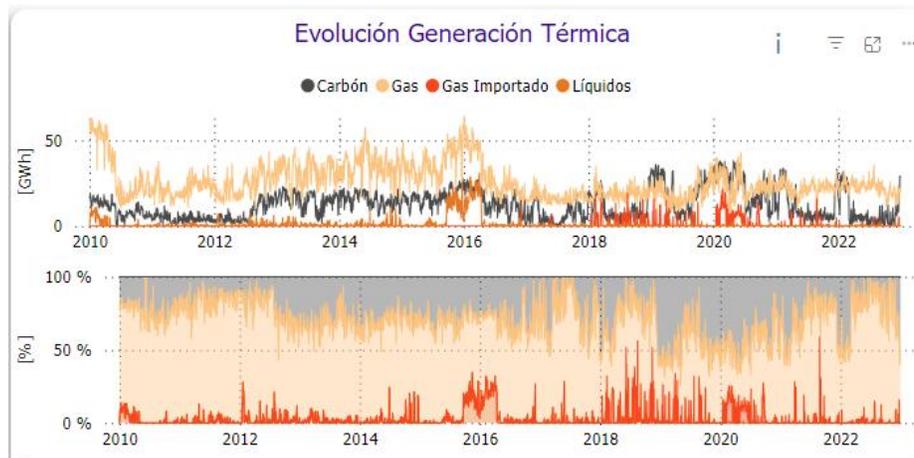
**Figura 60. Generación Real del SIN a base de combustibles fósiles 2010-2022**



Fuente: XM

Aunado a lo anterior, durante el mismo periodo de tiempo, del 22.22% mencionado anteriormente el carbón contribuyó a una generación promedio del 31.32% de la energía térmica, con momentos de aportes superiores al 60% como se puede ver en la Figura 61.

**Figura 61. Generación térmica despachada centralmente por tipo de combustible 2010-2022**



Fuente: XM

La consistencia del sector minero durante el 2010-2022 ha proporcionado un suministro constante e ininterrumpido a las diferentes plantas termoeléctricas garantizando un promedio de casi el 7% del total de la generación real del SIN en el período analizado.

Finalmente es importante mencionar que dentro de las respuestas del MME al cuestionario anexo a la proposición 79 del 2023 y según información suministrada por XM, el carbón térmico sigue siendo el combustible fósil más confiable en términos de asequibilidad, además de presentar las mejores cifras en la relación costo/beneficio para la generación de energía como se puede apreciar en la Tabla 34. Adicionalmente, si el verdadero objetivo es la disminución de los GEI derivados de la generación de energía a base de combustibles fósiles, se debe dar una mayor relevancia a la implementación

de tecnologías que contribuyan a la captura de carbono y no a la eliminación de este energético que es abundante en el país.

**Tabla 34. Costo de Suministro de Combustible (\$/kWh).**

Año 2023	\$/kWh Carbón	\$/kWh Gas Natural	\$/kWh Gas Natural Importado	\$/kWh Líquidos
Enero	208,5	461,7	1.274,40	905
Febrero	214,3	444,3	1.280,60	829,5
Marzo	218,5	405,9	1.179,60	873,4
Abril	206,9	445	1.182,10	872
Mayo	215,9	386,2	1.045,50	858,4
Junio	204,4	339,6	657,9	719,8
Julio	189,5	308,2	616,4	775
Agosto	186	324,5	562,8	757,4
Septiembre	185,3	366,7	546,6	857,8
Octubre	180,6	375,9	565,3	893,6
Noviembre*	177,5	324	579,7	893,4
Promedio Anual	200	382,9	876,5	836,6

Fuente: XM. \*Datos actualizados al 12 de noviembre de 2023.

A la fecha de elaboración del presente estudio, el Gobierno nacional tuvo que afrontar un fenómeno del niño que obligo la puesta en marcha del 100% de la totalidad de las termoeléctricas del país con el fin de evitar un racionamiento de energía, las cuales aportaron cerca del 48% de energía que se consume en el país, llegando a generar hasta más de 110 gigavatios hora/día, razón por la cual, dejar de lado la generación de energía térmica sin antes contar con un respaldo igualmente confiable podría poner en riesgo la seguridad energética en Colombia.

Con base en el análisis de la información suministrada por las diferentes entidades, se evidencio que, si el objetivo principal es la disminución de las

emisiones de GEI, la eliminación del carbón de la matriz energética no es la única solución, sin embargo, el enfoque actual direccionado al uso energías renovables únicamente, no contempla una reconversión tecnológica que permita el uso de combustibles fósiles, como es el uso de tecnologías de captura de carbono que permiten utilizar combustibles tradicionales sin los efectos ambientales que se quieren contrarrestar.

#### **7.1.4. Sector Eléctrico**

El estudio revela que el país continuó en la búsqueda de un sistema eléctrico más seguro y sostenible. **La seguridad energética no sólo es fundamental para la estabilidad económica y el crecimiento, sino también para la soberanía nacional.** La dependencia de fuentes de energía externas o vulnerables puede comprometer la capacidad del país de actuar con autonomía en sus decisiones políticas y económicas.

Las inversiones en fuentes renovables no convencionales como la solar y la eólica son fundamentales, no solo para reducir la dependencia de importaciones, que actualmente suponen una significativa vulnerabilidad, sino también para alinear el país con las metas globales de sostenibilidad. Sin embargo, **la capacidad actual de generación a partir de esta fuente es**

**de tan solo 339 MW, es poco significativa frente a la creciente demanda energética.**

La seguridad energética en Colombia destaca múltiples desafíos estructurales y operativos que amenazan la estabilidad y sostenibilidad del suministro energético del país. Con una fuerte dependencia de fuentes externas y una matriz energética en transición, **Colombia enfrenta un periodo crítico donde la soberanía energética está intrínsecamente ligada a la capacidad de diversificar y modernizar su infraestructura energética.**

La seguridad de la infraestructura eléctrica en Colombia es esencial para el desarrollo socioeconómico del país. La política "*Garantías Para La Vida y La Paz, 2022-2026*" ha establecido un marco estratégico para proteger la infraestructura energética y garantizar la continuidad del suministro de energía. A pesar de los esfuerzos, **los persistentes ataques por grupos armados ilegales y las amenazas emergentes del cambio climático, como los incendios forestales, requieren una respuesta estratégica coordinada.**

Es crucial fortalecer las políticas de seguridad energética, mejorando la ejecución de la legislación vigente y fomentar el trabajo intersectorial con

mayor articulación entre los ministerios e instituciones. Solo a través de un enfoque integral y un compromiso renovado, **Colombia podrá asegurar un futuro energético seguro y estable, lo cual es una prioridad tanto para la seguridad nacional como para el bienestar general del país.**

Asimismo, es esencial que el marco regulatorio sea robusto y flexible, permitiendo una rápida adaptación a las cambiantes condiciones climáticas y tecnológicas para garantizar un suministro constante y fiable de energía. **La inestabilidad en la regulación podría obstaculizar la implementación de políticas efectivas y la inversión en infraestructuras necesarias, poniendo en riesgo la seguridad energética nacional frente a la inestabilidad climática.**

La robustez del sistema eléctrico, que implica infraestructura capaz de soportar y recuperarse de fallos inesperados, **requiere una atención urgente.** Con la disponibilidad de las plantas térmicas que a menudo varía durante períodos de baja hidrología, la adecuada definición de los programas de mantenimiento adquiere una relevancia crítica. Para el caso de **la infraestructura de transmisión que presenta, con el 75% de las líneas de 500 y 230 kV superando los 35 a 40 años de servicio, refleja un sistema que no solo está envejecido sino también podría aumentar la frecuencia de sus fallos.**

La frecuencia y el rigor de los mantenimientos no deben verse solo como una necesidad técnica, sino como una estrategia proactiva de gestión de riesgos. **Mantenimientos bien planificados y ejecutados son esenciales para la prevención de fallos y para asegurar la operatividad y eficiencia del sistema en su conjunto más aun en periodos de hidrología critica como en al actual.**

Particularmente preocupante es la situación en Bogotá, donde la restricción en la construcción de nuevas líneas trae energía de Chivor y Guavio (Convocatoria UPME 03 - 2010 Chivor Norte Bacatá); mientras se terminan trámites ambientales hoy se genera con plantas mayoritariamente a carbón las 24 horas durante ya casi un año. Hay además una orden judicial<sup>142</sup> (del tribunal Administrativo de Cundinamarca de elaborar un nuevo DAA<sup>143</sup> para la construcción de la SE Norte), que no deja hacer la línea por contaminación del agua, para lo cual se debería hacer ajustes del trazado y no afectar la gestión de la expansión.

---

<sup>142</sup> Sentencia de 28 de marzo de 2014 tribunal de Cundinamarca; Magistrada Nelly Yolanda Villamizar y Ordenes impartidas y consideraciones del Tribunal Administrativo de Cundinamarca en los Autos del 17 de octubre de 2019 y el 04 de junio de 2020.

<sup>143</sup> Diagnóstico ambiental de alternativas (DAA), tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad, (Decreto 1076 de 2015).

La integración energética con Panamá, que requiere una inversión estimada de \$500 millones de dólares, enfrenta obstáculos similares. Sin un compromiso legislativo claro, **proyectos de esta envergadura que podrían fortalecer la autonomía energética del país permanecen en un limbo político y financiero.**

Al crecimiento de la demanda, se sumaría la necesidad de evaluar la operación del sistema frente a posibles choques externos, por ejemplo, eventos que se conocen como cisnes negros (acontecimiento altamente improbable, pero cuya consumación tiene un enorme potencial disruptivo en el sistema económico, ya sea a través del área financiera, la productiva o la comercial)<sup>144</sup> que hacen referencia a externalidades que pueden cambiar fuertemente el panorama.

La resiliencia del sistema energético a choques externos, como los descritos por los eventos de "cisnes negros", está lejos de ser adecuada. **Incidentes como el "guatapetazo" en la central de Guatapé, que eliminó el 30% de la generación del país, son testimonios alarmantes de la fragilidad del sistema.** Este tipo de eventos destaca la necesidad crítica de una planificación que vaya más allá de las medidas reactivas,

---

<sup>144</sup> Tomado de Selfbank: <https://blog.selfbank.es/acontecimientos-en-economia-y-finanzas-cisnes-negros-de-2023/#:~:text=Se%20denomina%20cisne%20negro%20a,la%20productiva%20o%20la%20comercial.>

anticipando y mitigando posibles interrupciones antes de que comprometan la seguridad energética.

Por tanto, se hace necesario que Colombia desarrolle un enfoque más integrado y estratégico en su política energética. Esto incluye la **mejora de las prácticas de gestión y planificación, el fortalecimiento de las regulaciones, y la inversión continua en la infraestructura energética.** Solo mediante estas medidas se puede **asegurar un sistema energético que no solo sea robusto y resiliente**, sino también capaz de soportar y adaptarse a las exigencias futuras y los desafíos imprevistos, garantizando así el desarrollo sostenible y la seguridad energética a largo plazo.

En el más reciente reporte de avance de los ODS<sup>145</sup> presentado por el DNP **se destacan importantes progresos en relación al ODS 7, que busca asegurar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.** Según el informe, se espera alcanzar la meta del 100% de cobertura de energía eléctrica en todas las viviendas del territorio nacional antes de 2030<sup>146</sup>.

---

<sup>145</sup> Página 37 informe de avance ODS 2022, DNP

<sup>146</sup> Página 19, informe de avance ODS 2022, DNP

Sin embargo, el informe también refleja que hasta la fecha solo se ha logrado un avance del 38,9% hacia esta meta, situando al ODS 7 como el segundo de menor progreso entre los 17 objetivos establecidos<sup>147</sup>. Esta situación subraya la **necesidad de un plan de acción robusto que supere las significativas barreras existentes**. Entre los desafíos destacados se encuentran las limitaciones de acceso y seguridad en zonas remotas, así como los altos costos asociados al desarrollo de infraestructura para la implementación de fuentes de energía no convencionales. Estos factores requieren una asignación de recursos financieros considerablemente mayor para lograr los objetivos propuestos.

Este análisis crítico revela la complejidad de los esfuerzos necesarios para garantizar que todos los hogares en Colombia puedan disfrutar de los beneficios de un acceso continuo y seguro a la energía eléctrica, destacando tanto los logros como los retos pendientes en la ruta hacia el cumplimiento de los ODS para 2030.

Aunque a juicio del DNP el indicador de capacidad instalada de fuentes renovables, que incluye fuentes convencionales como la hidroeléctrica, ya ha alcanzado la meta establecida para 2030, **existe una necesidad evidente**

---

<sup>147</sup> Gráfica 2, página 12 informe de avance ODS 2022, DNP

**de establecer un indicador específico para las fuentes renovables no convencionales, tales como la energía eólica y solar.** No obstante, de acuerdo con el indicador 7.2.1 C<sup>148</sup>, se reporta un avance del 69,5% al año 2020, con una meta para 2030 del 73,3%. A pesar de que este avance se presenta como si la meta estuviera cumplida, el Plan Energético Nacional 2022-2052 revela que, en 2022, las fuentes renovables representan solo el 69% de la capacidad instalada total, lo que indica que la meta aún no se ha alcanzado.

Dado este contexto, **es crucial acelerar la implementación de proyectos de fuentes renovables no convencionales para garantizar el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad energética del país para 2030.**

Es necesario continuar trabajando en el incremento de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica, especialmente debido a que la demanda actual se encuentra próxima a alcanzar la capacidad máxima. En este contexto, **se recomienda enfocarse en la adopción de fuentes renovables no convencionales.** Esta recomendación cobra particular relevancia considerando que la demanda está creciendo a un ritmo más

---

<sup>148</sup> Página 55 informe de avance ODS 2022, DNP

acelerado que la oferta de energía. Para cumplir con los objetivos planteados y satisfacer adecuadamente las necesidades futuras, será necesario que el crecimiento de **la capacidad instalada entre 2023 y 2030 sea de al menos un 7% anual**. Este aumento significativo es esencial para compensar el modesto incremento promedio anual de tan solo 3,78% observado hasta el año 2022.

Es importante revisar el diseño e implementación de los programas y proyectos dirigidos a aumentar y fortalecer la capacidad instalada de generación de energía eléctrica. Además de enfocarse en la generación total, **es crucial que las inversiones realizadas a través del FENOGE se orienten hacia la mejora de la canasta energética y el cumplimiento de los compromisos de Colombia con los ODS**. Cada proyecto financiado por este fondo debe incluir un enlace que permita medir su impacto en indicadores clave, como la eficiencia energética, el porcentaje de energías renovables no convencionales en la matriz energética, el aumento de la cobertura y su contribución a la capacidad instalada total. Respecto a los trámites se destaca que la asignación de capacidad de conexión al STN para nuevos proyectos de generación, por medio del mecanismo la de ventanilla en la UPME, presentó problemas para el cargue de información, sin embargo, finalmente se formalizaron más de 1.600 solicitudes de conexión por 89,5 GW de los cuales 1.576 corresponden a proyectos renovable. Sobre este proceso

la UPME indica que se cuenta con controles y medidas de seguridad para garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los datos alineados con los principales estándares.

Además de lo anterior, debería estructurarse un plan de acción enfocado en mejorar el indicador de eficiencia energética, que no presenta mejoría alguna desde 2015.

## **7.2. Seguridad Energética frente a la Transición Energética 2022-2026**

Este apartado por su profunda interrelación con el sector eléctrico (dado que gran parte de la Transición Energética se centra en la electrificación de la demanda) se trata de manera más extensiva e intercalada en el capítulo de seguridad energética en el sector eléctrico y esta sección solo se alude a los demás sectores (petróleo, gas y minero).

### **7.2.1. Sector Petrolero**

El estudio de Transición Energética (TE) hecho por la CGR en 2023 mostraba escenarios con una caída en la oferta de energéticos relacionados con el petróleo y derivados, esto ocurre porque hay un componente de

Fuentes No Convencionales de Energía Renovable mucho más fuerte, que reemplaza incluso a los fósiles que se reducirían de manera drástica (pasan de representar el 91% de la canasta a solo el 26%) y las energías renovables pasarían del 8,8% al 73,9%, lo que implica crecer en tamaño más de 6 veces.

En el caso de la demanda, en todos los escenarios contemplados por la UPME en sus proyecciones de consumo de energía, se tienen aumentos los cuales son suplidos por mayores eficiencias, mayor uso de FNCER e importaciones.

Existen pues aspectos de transición que se pueden conjugar con los vistos en el presente estudio y que resultan a veces complementarios y otros antagónicos frente a la seguridad energética

#### ***7.2.1.1. Aspectos Complementarios.***

Las iniciativas en buenas prácticas en operación y mantenimiento y la optimización de procesos en *upstream* y *midstream* del Plan Indicativo PROURE<sup>149</sup> traen también beneficios en la soberanía y robustez de la seguridad energética al mejorar la eficiencia en el uso de petróleo.

---

<sup>149</sup> Programa de Uso Racional de Energía 2022-2030, UPME.

La electrificación y/o hibridación del parque automotor contribuye a la seguridad energética en combustibles pues desplazan la demanda sin sacrificar la oferta, que queda disponible e incluso, en los escenarios más avanzados de TEJ, sería exportable. Se une a esta electrificación la producción de hidrógeno para fines de transporte, aunque aún está en las etapas iniciales por lo que la evaluación del impacto de este energético es aún prematura.

El aumento de mezclas de biocombustibles mejora la calidad de las emisiones y reduce el consumo de combustibles fósiles a la vez que se contribuye a la diversificación de la matriz energética, sin embargo es un impacto más bien modesto frente a las necesidades de reducción de GEI a las que se comprometió el país. Aparte de lo anterior, estas mezclas tienen límites los cuales son cercanos a los porcentajes que actualmente se utilizan por lo que no se vislumbra un cambio drástico en los niveles de demanda o de variación en la matriz energética.

### ***7.2.1.2. Aspectos Antagónicos.***

La obligatoriedad de mezcla de combustibles con biocombustibles hace que, por efecto del crecimiento de la economía, se necesiten mayores cantidades y dada la estacionalidad del cultivo de la materia prima, especialmente en etanol, aumenta el riesgo de importación.

Los subsidios a los combustibles, originados por la política de estabilización de precios manejada a través del FEPC se consideran en detrimento de la TE porque incentivan el uso de esos combustibles ralentizando la adopción de sustitutos más amigables. Sin embargo, impactan en la asequibilidad de los productos abaratándolos para el consumidor final, aspecto que es positivo en lo que a seguridad energética se refiere, si bien a costa de un mayor déficit para el Estado en el largo plazo.

### **7.2.2. Sector Gas**

El gas natural, por ser el menos contaminante entre los combustibles de origen fósil, es reconocido como el más indicado para la transición hacia la utilización de energías más limpias, con el fin de contribuir en la descarbonización y de esta manera apoyar el cumplimiento de los compromisos internacionales asumidos en la Agenda 2030, para llegar a carbono-neutralidad en el año 2050.

Es importante destacar que la oferta de petróleo disminuye mientras la de gas natural se incrementa, se reduce el consumo de leña y residuos para abrirse paso lento la introducción de renovables que solo llegan al 2%; lo que reafirma que el gas es el aliado de la transición energética para atender el consumo de los sectores con mayor volumen de emisiones de gases efecto

invernadero, hasta tanto se consoliden las fuentes renovables, como la eólica y la solar.

Así mismo, y como se ha venido exponiendo en publicaciones, foros y demás y lo certifica el DANE en sus estadísticas<sup>150</sup>, se documentan más de cinco millones de personas que utilizan combustibles ineficientes y altamente contaminantes que pueden disfrutar de los beneficios del gas combustible a medida que se avanza en la universalización del servicio de electricidad, cumpliendo además compromisos internacionales para combatir el cambio climático.

Las proyecciones de la UPME destacaban que en el mediano y largo plazo se podían incorporar importantes volúmenes de gas, teniendo en consideración las perspectivas de la contratación vigente y los avisos de descubrimiento publicados, sin desconocer que los procesos de exploración no son tan ágiles, debido a aspectos regulatorios, técnicos, sociales, ambientales y decisiones de los inversionistas, los cuales, finalmente, redundan en la declaración de comercialidad, lo cual no se ha cumplido.

---

<sup>150</sup> DANE, anexo encuesta calidad de vida, Excel hogares según acceso a servicios públicos (Miles/%)

La insistencia en acelerar el tránsito a energías limpias renunciando a las energías fósiles, se plasmó en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, donde se establece una línea de seguridad y confiabilidad energética como fundamental dentro de la transición energética, garantizando el abastecimiento de gas y los energéticos requeridos y avanzar en la ampliación de cobertura del servicio público de gas combustible; sin embargo, este energético no se visualiza como protagonista en esta apuesta y no se habla de exploración, incremento de reservas y producción para apalancar el consumo de los usuarios actuales y futuros.

Se presenta la oportunidad de desarrollo de descubrimientos costa afuera, pero es aquí donde se registran las contingencias más delicadas, al tratarse de cuestiones económicas y técnicas; aun cuando los aspectos legales y contractuales tienen incidencia. En el plan de inversiones de Ecopetrol se contempla un 56% de los recursos para avanzar en este aspecto.

### **7.2.3. Sector Minero**

Con base a los datos consignados a través del presente estudio, se puede evidenciar que, gracias al carbón térmico Colombia contó con la robustez energética suficiente como para sobrellevar la crisis energética derivada del fenómeno del niño 2023-2024 en donde las plantas térmicas funcionaron al

100% y el aporte al SIN de energía generada por carbón alcanzo a ser del 14,2%.

Por otro lado y teniendo en cuenta los datos de reservas de carbón térmico proporcionados por la UPME dentro del “*Boletín Estadístico*” publicado en mayo del presente año, Colombia cuenta con la soberanía mineral para alimentar la totalidad de las plantas térmicas funcionando al 100% sin depender de importaciones, sin embargo, se debe tener en cuenta que cerca del 90% del carbón explotado es exportado y que las plantas térmicas son alimentadas por la pequeña minería próxima a dichas plantas, es conveniente promover la esta pequeña minería para garantizar la demanda interna del país.

Finalmente, en términos de resiliencia, dentro del documento presentado en la COP 26 se planteó un escenario en el cual el carbón térmico dejaría de usarse como generador de energía en el año 2045, lo que indicaría que las plantas térmicas a carbón deberían cambiar su combustible principal por gas o acompañar a Termoguajira en la decisión de transitar a energías renovables.

A pesar de lo anterior, en los diferentes escenarios planteados dentro del PEN 2022 – 2052, se visualiza que el carbón térmico y metalúrgico tendrán una participación importante en la matriz de composición de la oferta primaria

de energía por lo tanto resulta prudente darle importancia a las tecnologías que permitan el uso de carbón y que a su vez permitan la captura la CO<sub>2</sub> con el fin de disminuir las emisiones de dicho gas.

Finalmente, y como resultado del análisis presentado en este estudio, la CGR encuentra que la seguridad y confiabilidad del suministro energético en Colombia **si puede verse afectada** ante la política de transición energética, principalmente por la mencionada falta de coordinación entre diversos organismos del gobierno y dado que no existe una política explícita de seguridad energética es posible que esta no reciba la atención adecuada que si recibe el tema de transición. En este sentido se refuta la primera hipótesis planteada para el estudio.

En cuanto al ODS 7, ...**“garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”**, que para el caso de Colombia propende por aumentar la capacidad instalada de generación de energía eléctrica, elevar el porcentaje de fuentes renovables, tener el 100% de cobertura, y mejorar el índice de intensidad energética, se confirma la hipótesis “El desarrollo del ODS 7 no afectará negativamente la seguridad y confiabilidad energética del país a 2030”, por el contrario, de lograrse las metas de los cuatro indicadores mencionados, impactaría muy positivamente la seguridad y confiabilidad energética del país.

## 8. Recomendaciones

No corresponde a la CGR plantear cómo se debe medir y hacer seguimiento a la Seguridad y Confiabilidad Energética, esto es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía y en ese sentido, el trabajo aquí presentado señala la creciente necesidad para el país de contar con una Política Integral de seguridad energética que cuente con estrategias e indicadores de permanente seguimiento que le permitan a los actores del sector, a los usuarios y al país en general el estar informados sobre los avances y/o deterioros de la Seguridad para los distintos subsectores energéticos y que a la vez complemente los avances en Transición Energética.

La CGR considera prudente instar al Gobierno nacional a que no se le reste importancia a la generación de energía térmica, especialmente a la que usa el carbón como principal insumo, no solo por la gran confiabilidad y respaldo a sistema energético, sino también por el aporte del sector minero como generador de empleo, especialmente en la pequeña minería, ya que es ésta la que extrae el carbón que se consume en el país.

Es importante que el Gobierno nacional impulse incentivos para que la reconversión tecnológica también sea direccionada a que las termoeléctricas implementen mecanismos que permitan mantener la generación de energía con cada vez menos emisión de GEI, como por ejemplo la captura de carbono, lo anterior teniendo en cuenta que actualmente no se cuenta con otra fuente generadora de energía que tenga la misma confiabilidad y asequibilidad.

Una vez más la CGR hace un llamado a la prudencia, ya que disminuir la participación del carbón como generador de energía podría poner en riesgo la seguridad energética ya que a la fecha no se cuenta con una fuente de energía con la misma confiabilidad y asequibilidad que puede dar dicho mineral.

Se considera que es de urgente y de vital importancia adoptar las medidas y acciones que permitan contar con seguridad energética a mediano y largo plazo. La demanda de energía incide en el desarrollo económico del país y en sus ingresos. Hay que recordar que el ODS 7 pretende la ampliación de cobertura en energía y asequibilidad a la misma, luego no garantizar la seguridad energética afecta el cumplimiento de las metas y objetivos de los ODS y en especial dicho ODS7.

Sin seguridad energética no solo hay una afectación directa a los ingresos de la nación, sino a las diferentes actividades y servicios y en últimas, lo más

importante, frente a los usuarios de energía que somos todos los colombianos, comprometiendo en consecuencia el desarrollo del país y la superación de la pobreza.

Por otra parte, se requieren acciones coordinadas de las diferentes entidades, por tanto, la coordinación interinstitucional que permita avanzar en los proyectos y decisiones reviste especial importancia. Un CONPES o una iniciativa de nivel superior sobre seguridad energética, con roles y responsables, que mida los riesgos y resalte las políticas y medidas para contar con abastecimiento energético soberano, robusto y resiliente resulta necesaria para enfrentar con holgura los retos que plantea no solo la transición energética sino el mismo desarrollo del país.

## **Bibliografía**

Andrade Rendón, D. (2019). Análisis de la Seguridad Energética en la Cadena de Suministro del Petróleo y los Combustibles Líquidos en Colombia. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

ANH. (2023). Acuerdo 06. Bogotá.

ANH. (2023). Informe de recursos y reservas con corte diciembre de 2022. Bogotá.

ANH. (2024). Informe de recursos y reservas con corte a diciembre 2023. Bogotá.

Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG. (2023). Informe de sostenibilidad 2023.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2006). Resolución 071.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2014). Resolución 90604 de 2014. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_90604\\_2014.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_90604_2014.htm)

Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG]. (2000). Resolución 062 de 2000. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0062\\_2000.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0062_2000.htm)

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2018). Reglamento de comercialización de gas natural. Bogotá, Colombia.

Congreso de la República de Colombia. (2013). Ley 1665, por medio de la cual se aprueba el "Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena)", hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009.

Congreso de la República de Colombia. (2014). Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,

Congreso de la República de Colombia. (2021). Ley 697 de 2001, mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.

Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (1991). Documento CONPES 2571: Programa para la masificación del consumo de gas. Colombia.

Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (1993). Documento CONPES 2646: Plan del gas. Colombia.

Contraloría General de la República, análisis de Pobreza Energética (2023). Dirección de Estudios Sectoriales -DES.

Contraloría General de la República - CGR. (2023). Comentarios al Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026, CGR subsector hidrocarburos, DES Minas y Energía.

Contraloría General de la República - CGR. (2023). Diagnóstico sectorial minas y energía 2023.

Contraloría General de la República, CGR. (2015). Análisis y evaluación del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018. Bogotá.

Contraloría General de la República-CGR, Artículo Serie Virtual 100 años CGR: Actualidad del Fondo de Estabilización de Precios de Los Combustibles-FEPC en Colombia, CGR, agosto de 2023.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, (2024) Encuesta calidad de vida anexos, Excel Hogares según acceso a servicios públicos (Miles/%).

Departamento Nacional de Planeación, DNP (2011). Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014: Prosperidad para Todos.

Departamento Nacional de Planeación, DNP (2015). Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Todos por un nuevo País.

Departamento Nacional de Planeación, DNP (2019). Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022: Pacto por Colombia, Pacto por la equidad.

Departamento Nacional de Planeación. (2011). Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PND/Bases%20PND%202010-2014%20Versi%C3%B3n%205%202014-04-2011%20completo.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Recuperado de [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/PND\\_2018-2022/pdf/bases-pnd-2018-2022.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/PND_2018-2022/pdf/bases-pnd-2018-2022.pdf) (pp. 695-710).

Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf> (pp. 182-194).

Departamento Nacional de Planeación. (s.f.). Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 Tomo 1. Recuperado de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PND/PND%202014-2018%20Tomo%201%20internet.pdf> (pp. 137-141, 233-238).

Gobierno de Colombia (2023). Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026: “Colombia, Potencia Mundial de la Vida”.

Gobierno de Colombia. (2021) Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París.

Kruyt, B., van Vuuren, D., de Vries, H., & Groenenberg, H. (2009). Indicators for energy security. *Energy Policy*, 2166–2181.

Lewis. (1982). Fuel poverty can be stopped. Bradford, Inglaterra: National Right to Fuel Campaign.

Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. 11 de julio de 1994. D.O. No. 41.433.

Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. 11 de julio de 1994. D.O. No. 41.433.

Ministerio de Minas y Energía, Minenergía. (2011). Decreto 2100. Aseguramiento del abastecimiento de gas natural. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía, Minenergía. (2015). Decreto Único reglamentario del sector Minas y Energía 1073. Decreto Único reglamentario del sector Minas y Energía. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Minería de carbón en Colombia transformando el futuro de la industria, Minenergía.

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la transición energética justa. Bogotá.

Organización de Naciones Unidas. (2022). Informe de brecha de emisiones 2022.

Promigas. (2023). Informe del sector gas natural. Bogotá.

Superintendencia de Industria y Comercio. (2015). Medidas de Concentración y Estabilidad del Mercado. Bogotá.

UPME. (2022). Plan de acción indicativo PROURE, programa de Uso Racional y Eficiente de Energía.

UPME. (2023) Actualización del Plan Energético Nacional -PEN 2022-2050.

UPME. (2015). Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050.

UPME. (2016). Plan transitorio de abastecimiento de gas natural. Bogotá.

UPME. (2023). Documento borrador del Plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038

UPME. (2023). Plan Nacional de sustitución de leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos. Bogotá.

UPME. (2024). Plan Energético Nacional PEN 2024-2054

UPME, MME. (2022). Plan de Expansión de la Generación y Transmisión 2022-2036 (Versión Final).

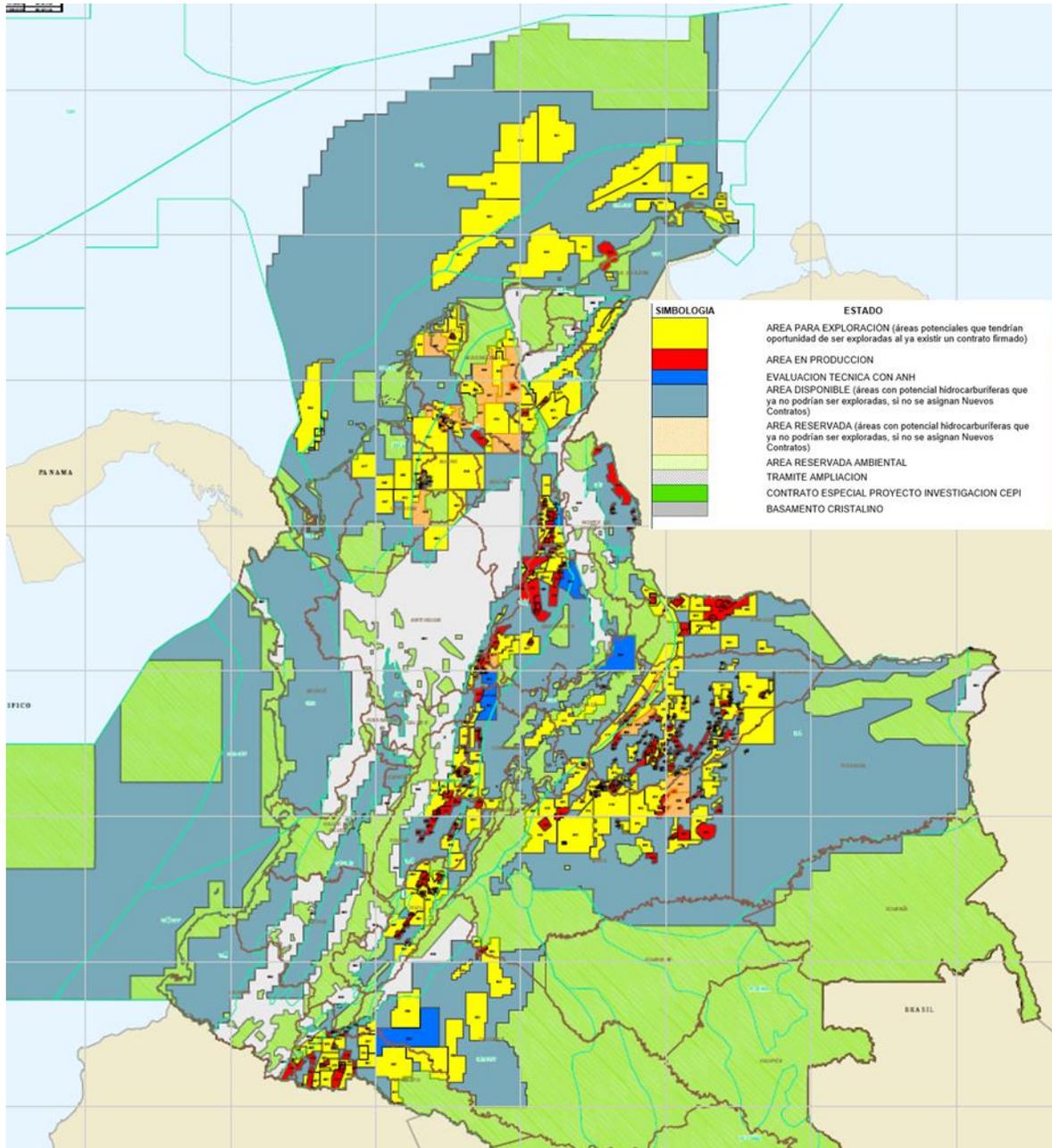
[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_de\\_Expansion\\_2022-2036\\_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_de_Expansion_2022-2036_VF.pdf)

UPME. (2021). Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles. Bogotá.

Vargas, C. A. (2012). Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

XM Administradores del mercado eléctrico. (2024), en <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

### Anexo 1. Mapa de Tierras (petróleo y gas) a Marzo 21 de 2024



Fuente: ANH

## Anexo 2. Composición del sistema de oleoductos en Colombia

Transportador	Sistema	Longitud (km)	%
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S	Bicentenario, San Fernando – Monterrey, Monterrey - Altos porvenir 20", Santiago-Porvenir 10", Araguane y - Porvenir 12"- 14", Monterrey - Porvenir 12", Yaguará – Tenay, Vasconia - GRB 20", Galán - Ayacucho 18", Ayacucho - Galán 14", Ayacucho - Galán 8", Ayacucho - Coveñas 16", Caño Limón - Banadía 24", Banadía - Ayacucho 24", Ayacucho - Coveñas 24", Coveñas - Cartagena 18", OSO, OMO, OCHO, OTA, OSLA (Lago Agrio+ Colón-Orito).	3.171,58	50,50
Oleoducto Central S.A - Ocesa	Segmento 0 Cupiagua – Cusiana, Segmento 1 Cusiana - El Porvenir, Segmento 2 El Porvenir – Vasconia, Segmento 3 Vasconia – Coveñas, P135 Ocesa: Segmento 1 Cusiana - El Porvenir, Segmento 2 El Porvenir – Vasconia, Segmento 3 Vasconia – Coveñas.	836	13,31
Ecopetrol S.A	Oleoducto Moriche-Jazmin, Oleoducto Jazmin-Vasconia, Oleoducto El Centro-Galán, Oleoducto Teca-Vasconia, Oleoducto Tibú -Miramonte, Oleoducto Casabe-Galán, Oleoducto Gibraltar-Caño Limón, Oleoducto Yariri-Comuneros, Oleoducto Chichimene-San Fernando, Oleoducto Tello-Dina, Oleoducto Provincia-Payoa, Oleoducto Rio Ceibas-Tello, Oleoducto Castilla-San Fernando, Oleoducto El Morro-Araguane y.	168,59	2,68
Oleoducto de Colombia S.A	ODC: Vasconia-Coveñas.	483	7,69
Gran Tierra Energy Colombia	Oleoducto Mary – Uchupayaco, Oleoducto Uchupayaco – Santana, Oleoducto Costayaco – Uchupayaco.	84,3	
Hocol S.A	Alto Magdalena, Purificación-Saldaña, la Hocha - Los Mangos, Ocelote-Palmeras.	484,9	1,34
Frontera Energy	Oleoducto Guaduas - La Dorada.	64,7	7,72
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A	Rubiales - Corocora (Palmeras), Corocora (Palmeras) – Jaguey, Jaguey - Monterrey/Cusiana.	260	1,03
Perenco Colombia Limited	Guando – Abanico, Abanico – Chicoral, La Gloria Norte – Morichal, Morichal – Araguane y, Sardinias – Chigüiros, Chigüiros – Tocaría, Tocaría – Araguane y, Los Toros – Gaván, Gaván – Barquereña, Barquereña – Araguane y.	335,6	4,14
Mansarovar Energy Ltd.	Oleoducto Moriche – Jazmín, Oleoducto Jazmín – Vasconia, Oleoducto Velázquez – Galán.	207,73	5,34
Occidental De Colombia, LLC <sup>151</sup>	Oleoducto Caricare - Caño Limón.	36,60	3,31
Equion	Oleoducto El Morro – Araguane y.	26,3	0,58
Cepsa Colombia S.A.	Jaguar - Santiago	78,87	0,42
Geopark (Amerisur)	Platanillo - Rio Putumayo, Jacana - Jaguey (ODL) Segmento 1, Tigana - Jaguey (ODL) Segmento 2.	42	1,26
<b>TOTAL</b>		<b>6.280,17</b>	<b>100%</b>

Fuente: Datos tomados del estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por Oleoductos, Minenergía, Colombia, junio, 2021, Estudio tarifas y costos en el transporte del petróleo por oleoductos en Colombia periodo 2014-2021, CGR, 2022, Informes de Gestión y páginas Web Oleoductos, Respuesta de Ecopetrol del 11 y 16 de abril de 2024 por correo electrónico a la solicitud de la CGR No. 2024EE0060183 de fecha: 4-04-2024 y respuesta Cenit CEN-GCU-3998-2024-E del 28 de mayo de 2024 a la solicitud de la CGR No. 2024EE0093775 de fecha: 21-05-2024, Respuesta Ecopetrol vía correo electrónico del 28 de mayo de 2024 como

<sup>151</sup> La empresa petrolera SierraCol Energy (SierraCol), perteneciente al Grupo Carlyle en 2020 compró activos de Occidental de Colombia.

respuesta a la solicitud de la CGR No. 2024EE0093801 de fecha 21-05-2024, cálculos e incorporaciones DESME CGR, 2024.

### Anexo 3. Poliductos operados por Cenit

Tramo Poliducto	Longitud (Km)	Capacidad Diseño (KBD)	Ocupación Promedio
Galán-Salgar 16"	498,08	123,47	89,80%
Pozos Colorados - Galán 14" (PPG)	126,33	96,80	89,37%
Salgar - Mansilla 10"	97,57	85,00	86,29%
Polioriente	233,69	81,35	64,67%
Galán - Salgar 12"	257,18	67,50	93,63%
Mansilla - Puente Aranda	225,09	60,00	78,51%
Poliandino	218,33	57,35	64,34%
Sebastopol - Medellín	224,00	38,50	89,92%
Medellín - Cartago	351,13	38,40	87,45%
Cartago - Yumbo 10"	227,42	30,00	86,93%
Yumbo - Buenaventura (Nota 5)	13,57	28,00	10,60%
Cartagena - Baranoa	103,65	28,00	94,52%
Salgar-Neiva	273,69	26,30	83,75%
Galán - Chimitá	40,15	25,60	93,78%
ODECA (Salgar - Cartago)	56,06	25,00	84,06%
Buenaventura - Yumbo (Nota 5)	189,48	19,20	23,77%
Puente Aranda-El Dorado	188,99	15,10	84,80%
Galán - Salgar 8"	204,97	14,40	18,13%
ODECA (Cartago - Yumbo 6")	135,62	13,00	62,82%

Fuente: Datos tomados de respuesta Cenit CEN-GCU-3998-2024-E del 28 de mayo de 2024 a la solicitud de la CGR No. 2024EE0093775 de fecha: 21-05-2024.