



# RIESGOS DEL ABASTECIMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO Y GAS NATURAL Y SU MITIGACIÓN



SEPTIEMBRE 28 DE 2023



## INTRODUCCIÓN

Dándole continuidad al tema presentado en la 39 Conferencia Energética Colombiana (ENERCOL 2022), la Asociación Colombiana de Ingenieros (**ACIEM**) expone en esta ocasión el tema denominado *riesgos para el abastecimiento del sector eléctrico y gas natural y su mitigación*.

El documento plantea un análisis de la situación general del sector energético colombiano, desde una perspectiva que resalta la importancia de respetar en su expansión, la viabilidad de una transición energética que permita cumplir con los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París en 2015 y todas las disposiciones que lo desarrollan, modifican, sustituyan o adicionan.

Adicionalmente, cumplir con la seguridad y sostenibilidad energética que implica mantener o mejorar los parámetros de calidad, confiabilidad y seguridad técnica, asegurando el suministro tanto de la energía eléctrica como del gas natural en Colombia, asegurando una adecuada descarbonización de la matriz energética.

El acuerdo de París, dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, establece medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El concepto de transición energética nace de la necesidad de combatir el cambio climático en el planeta y en la necesidad de adaptarse a sus efectos.

Algunos de los efectos de este cambio climático a nivel global que hoy estamos enfrentando son: aumento del nivel del mar; los glaciares de montaña de todo el mundo se funden y pierden superficie; grosor y volumen; los hielos de Groenlandia y el Ártico disminuyen de superficie; las precipitaciones se reducen en muchos sitios y se recrudecen las sequías; los fenómenos meteorológicos extremos son más intensos: huracanes; precipitaciones intensas; inundaciones; olas de calor; especies animales y vegetales ven desplazado su hábitat o cambian de comportamiento.

Se ha determinado que: *“El CO2 producido por la actividad humana es el principal responsable del calentamiento global. En 2020, su concentración en la atmósfera había aumentado hasta un 48 % por encima de su nivel preindustrial (antes de 1750)”*. A nivel global dentro de las actividades humanas, la utilización de combustibles fósiles tiene gran relevancia en el control de emisiones de GEI.

Con el fin de dimensionar lo anterior, en la siguiente gráfica se muestra la distribución de la generación de energía por fuente de suministro gas y petróleo a nivel global:

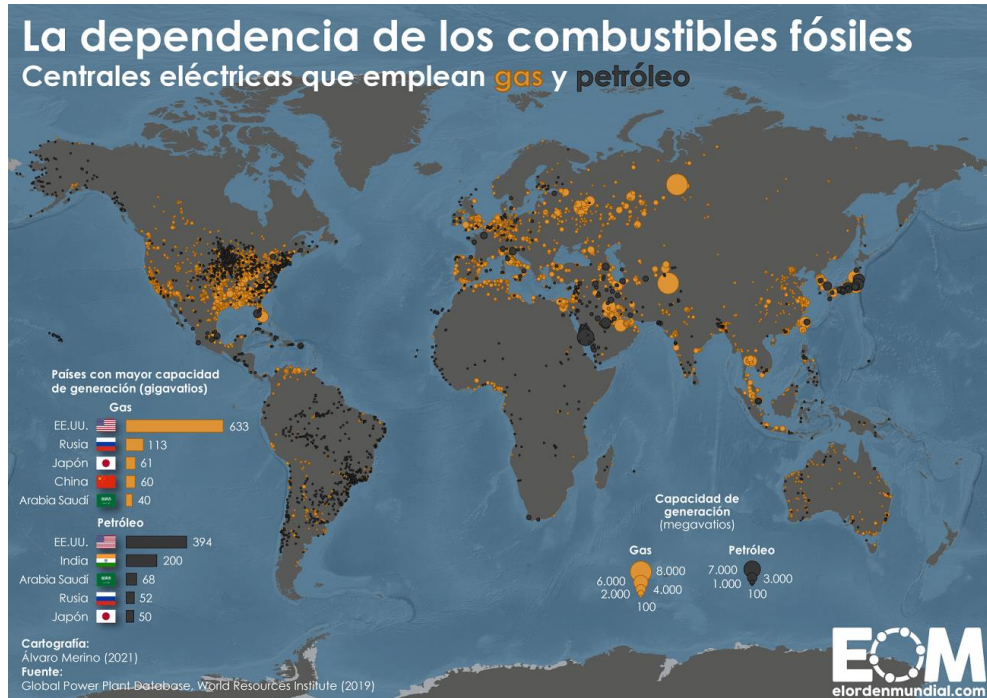


Figura: 1 Distribución de generación de energía por fuente de suministro, gas y petróleo a nivel global

A pesar del creciente consenso mundial sobre la necesidad de alcanzar los objetivos pactados de reducción a cero emisiones netas de carbono para 2050, su implementación enfrenta importantes obstáculos que pasan por temas tan diversos como son factores sanitarios, geopolíticos y económicos.

Ante la cambiante situación mundial actual, en diversas partes del globo, los gobiernos han cambiado sus planes de acción para reducir los GEI, revaluando tanto los compromisos como los tiempos en que se alcanzaran, buscando siempre el equilibrio del Trilema Energético.

El Trilema Energético se refiere a los objetivos que afrontan los gobiernos en el diseño de su política energética donde deben: a) asegurar el suministro a la demanda; b) brindar acceso a la energía a precios competitivos y c) promover la protección ambiental.

Ante estas circunstancias, en el corto y mediano plazo, el Banco Mundial (BM) ha expresado: “. . . se reconoce que la transición energética debe fundamentarse en la seguridad energética, es decir, una oferta adecuada y a precios razonables, para obtener el respaldo de la población y evitar trastornos económicos, con las peligrosas consecuencias políticas que eso puede tener”.

Los compromisos de la transición energética para Colombia son reducir en 51 % las emisiones de GEI al año 2030 y lograr la carbono-neutralidad al año 2050.



En lo que concierne a la generación eléctrica, en regiones como China, Estados Unidos y Europa, la producción de electricidad con estos combustibles representa más del 35% de las emisiones totales en cada país, sin embargo, en Colombia no es un problema puesto que es un valor muy bajo, pues el uso de estos combustibles para generar electricidad no llega al 4% del valor total de emisiones en el país.

De lo dicho anteriormente se concluye, que bajar las emisiones del sector eléctrico en Colombia, poco o nada contribuye a cumplir con las metas de sus compromisos de la transición energética.

## OBJETIVOS DEL ESTUDIO

- a) Presentar escenarios de análisis (corto, mediano y largo plazo), respecto a los factores que ponen en riesgo el abastecimiento y la confiabilidad del sistema eléctrico y de gas natural, dentro del escenario de la transición energética.
- b) Presentar a todos los actores del sector propuestas para adoptar estrategias encaminadas a fortalecer el abastecimiento del suministro eléctrico y de gas natural en el mediano plazo.

El documento plantea un análisis de los riesgos del abastecimiento del sector eléctrico y gas natural dentro del contexto de la transición energética global y nacional.

Para esto se irá de lo general a lo particular, empezando por realizar un pequeño recuento de lo que es el contexto internacional y nacional de la transición energética, presentaremos un contexto del sector de energía para terminar haciendo un análisis de los riesgos de confiabilidad del sistema eléctrico colombiano frente a las políticas y cambios propuestos por la Transición Energética Justa (TEJ) del Gobierno Nacional, y terminaremos haciendo algo similar con el sector de gas natural.

Para garantizar una comunicación clara, se considera importante, presentar los siguientes conceptos básicos:

- **Potencia:** Es la cantidad de energía eléctrica entregada por unidad de tiempo, es medida en MW. Analizaremos como cualquier falencia en la expansión puede afectar la calidad del servicio.
- **Potencia máxima:** Se refiere a la carga más alta que un sistema eléctrico puede atender en el instante de mayor consumo durante un día.



- **Energía:** Es la cantidad entregada durante un periodo de tiempo y se mide en MWh.
- **Demanda de energía:** Es la medida del consumo de energía que se obtiene en un periodo de tiempo.

Aclaremos estos conceptos porque consideramos importante resaltar que la seguridad de suministro (una oferta adecuada y a precios razonables), pasa por tener una capacidad de generación en tiempo real que pueda atender la demanda de energía con la calidad igual o mejor a la que tenemos actualmente.

Es decir, hay que crecer la potencia y la energía optimizando la participación de tecnologías que brinden firmeza al ritmo necesario para evitar cualquier evento de inestabilidad del sistema eléctrico, demanda no atendida o apagón en el sistema consiguiendo a su vez los objetivos de reducción de CO2 planteados.

## 1. TRANSICION ENERGÉTICA

El principal objetivo de la transición energética global es limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C (en este siglo con el fin de detener o controlar los efectos del cambio climático global, planteada en el acuerdo de París de 2015 - COP 21).

De acuerdo con la Comisión Europea, el principal factor que influye en el cambio climático es el efecto invernadero. Los GEI son aquellos gases que se acumulan en la atmósfera terrestre y que retienen el calor del sol impidiendo que este escape al espacio, provocando así lo que llamamos el calentamiento global que, en los últimos 100 años, se ha visto reflejado en el aumento de la temperatura media global en 0,76 °C.

Se prevé que las temperaturas para fin de siglo (2090-2099), respecto a 1980-1999, aumentarán entre 1,8 °C y 4 °C, según los escenarios (0,1 °C/década, al menos). El nivel del mar al final del siglo XXI habrá aumentado entre 18 y 59 centímetros, tanto por la expansión del agua por el calor como por la fusión de los glaciares continentales.

## 2. CONTEXTO INTERNACIONAL DE EMISIONES

A nivel internacional, la transición energética, no solo busca encontrar nuevas fuentes de energía y lograr emisiones netas cero para 2050, sino cambiar por completo los fundamentos energéticos de lo que hoy es una economía mundial de USD 100 billones y además hacerlo en poco más de 25 años.



En el entorno global, en la última década, ha aumentado la conciencia sobre la necesidad de una transición energética que lleve a descarbonizar la producción de energía, es por esto que basándose en el Índice de transición energética (ETI por sus siglas en inglés), que mide y analiza el rendimiento de los sistemas de energía de 120 países y su preparación para la transición.

Diferentes gobiernos han ajustado sus regulaciones y políticas públicas y acompañados de empresas privadas han incrementado notablemente las inversiones en fuentes de generación renovable llegando estas a superar las inversiones en generación con combustibles fósiles.

La consultora Mckinsey recuerda que el sistema energético mundial debe: *“Proporcionar para 2050 acceso a la energía a más de mil millones de personas que carecen de esta, satisfacer la demanda de dos mil millones adicionales, al mismo tiempo que suministra esa energía a un costo accesible y con una disminución de la huella de carbono y emisiones”*.

Lo anterior ha apoyado la investigación, el desarrollo e innovación relacionada con todos los ítems energéticos. Sin embargo, con los acontecimientos de los últimos años, Covid-19, guerra de Ucrania, restricciones en Europa, inestabilidad económica, entre otros, en los últimos años este proceso de descarbonización del sector energético mundial se ha visto frenado debido a la creciente inestabilidad en la economía y a la alta incertidumbre, lo que ha originado muchos problemas para mantener un equilibrio en el trilema energético.

### **Evolución de la puntuación ETI a nivel global**

El ETI es el índice de transición energética definido por el Foro Económico Mundial para medir los rendimientos de los sistemas energéticos (SP) y de la preparación de cada país para la transición, a partir de inversión, innovación e infraestructura.

Según el Foro Económico Mundial (WEF), la mayoría de países muestran avance en sus objetivos de transición energética, sin embargo, son los países en vía de desarrollo los que toman un escenario central en el panorama global cambiante.

Algunos puntos interesantes encontrados son:

- a) Los puntajes promedio globales de ETI aumentaron un 10% desde 2014, pero tuvieron sólo un incremento marginal en los últimos tres años.
- b) A la fecha, sólo el 18% de los países han equilibrado las variables del triángulo de energía.
- c) La equidad se vio comprometida porque la transición se centró en las variables de seguridad y de sostenibilidad.

d) Los 10 primeros países clasificados representan sólo el 2% de las emisiones de CO<sub>2</sub> global provenientes de la quema de combustible y el 4% del suministro total de energía.

e) Sólo 41 países tienen avances constantes en la última década.

En conclusión, no se ha logrado el compromiso completo de los principales emisores con la transición energética.

En 2020, *Climate Watch* presentó los aportes de CO<sub>2</sub> a nivel mundial, resaltando que el 60,73% de las emisiones son lideradas por solo 10 países: China; Estados Unidos; India; Rusia; Indonesia; Brasil; Japón; Irán; Canadá y Arabia Saudita. Colombia se encuentra en el denominado Otros porque, según el IDEAM en el año 2018, tan solo aporta el 0,57% de emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>.

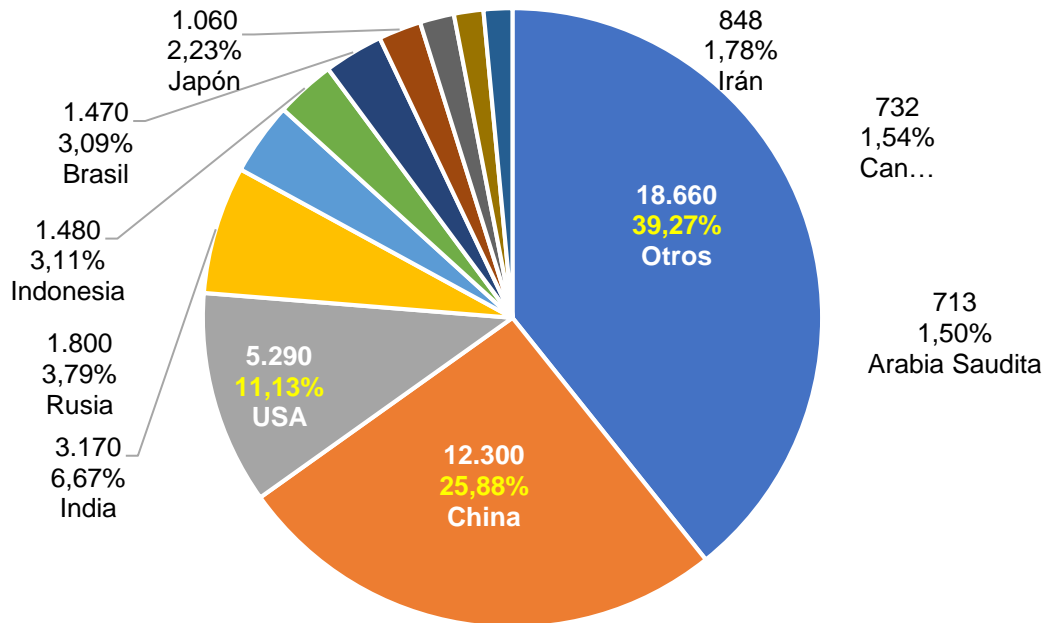


Figura: 2 Millones de Toneladas (MTon) de CO<sub>2</sub> Equivalente Emitidas en 2020 por país

China y Estados Unidos son los países que más emiten GEI y en donde se necesita mayor compromiso para reducir su efecto en el cambio climático.

Conforme a el Centro Nacional de Estrategia para el Cambio climático y Cooperación Internacional (NCSC), las emisiones de dióxido de carbono per cápita de China han disminuido un 36.7% entre 2012 y 2022, un importante progreso hacia su objetivo de reducción de carbono. En 2022, el consumo de energía no fósil representó el 17.5% del consumo total de energía nacional, un aumento de 7.8 puntos porcentuales con respecto a 2012, según datos preliminares del NCSC

En 2022, en Estados Unidos, las emisiones de GEI aumentaron 1,3% con respecto al año anterior, lo que mantiene al país un 15,5% por debajo de los niveles de 2005 pero fuera de la senda para cumplir su promesa mundial de reducir las emisiones entre un 50% y un 52% para 2030, según las estimaciones publicadas por el grupo de análisis Rhodium.

A continuación, presentamos la participación de los principales sectores de los dos países que más CO2 aportan en las emisiones globales. Como podemos observar, en ambos países el mayor aportante es el sector de energía.

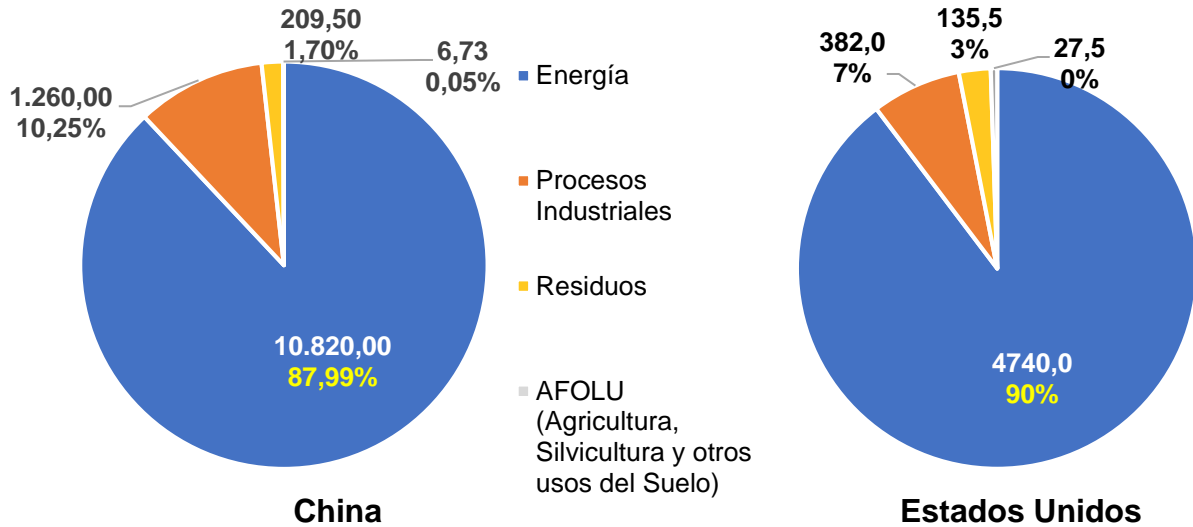


Figura: 3 Emisiones GEI (GEI) de China y Estados Unidos en el 2020

A continuación, presentamos la participación de los principales sectores los dos países que más CO2 aportan en las emisiones en Latinoamérica:

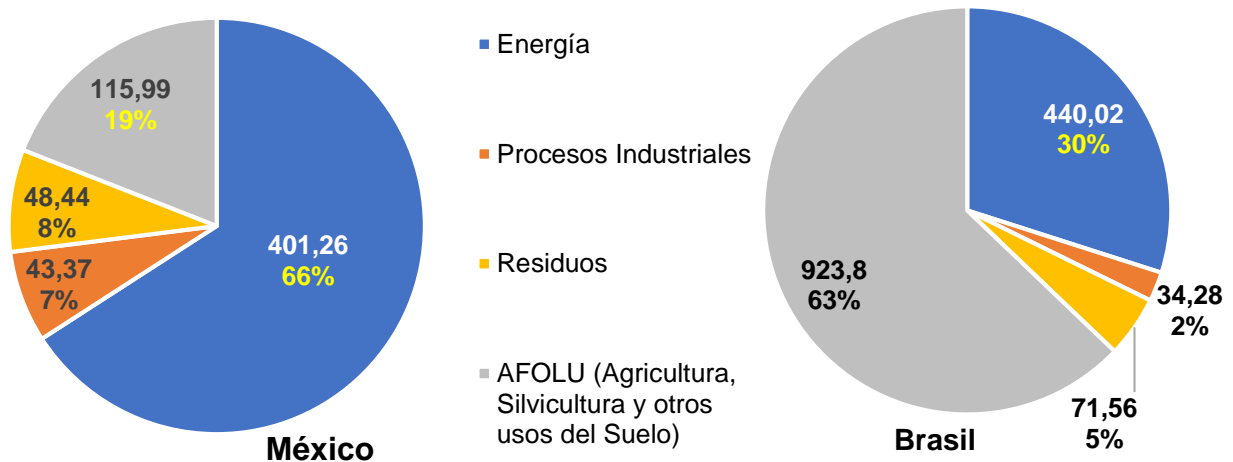


Figura: 4 Emisiones GEI de México y Brasil 2020





El sector de energía de México (66%) tiene una participación porcentual en su GEI nacional mucho mayor a la de Colombia, el sector de energía de Brasil (30%) tiene una participación porcentual en su GEI nacional similar a Colombia. Sin embargo, el aporte de emisiones a nivel global de Brasil es mucho más alto (3,09% de las emisiones de CO2 a nivel global).

En la cumbre COP26, el Ministro de Medio Ambiente de Brasil, se comprometió a que el país reducirá sus emisiones de GEI un 50% para 2030, en comparación con el compromiso anterior del COP21 de bajarlas un 43%. Y se comprometió a ser 'neutral en materia de clima' para 2050.

Las emisiones de GEI de Brasil aumentaron un 9.5% en 2020 en comparación con el año anterior, según un estudio patrocinado por el Observatorio del Clima. La deforestación, que en 2020 fue la más alta de los últimos 12 años en la selva amazónica de Brasil, es la mayor fuente.

Resaltamos que para bajar las emisiones GEI se debe trabajar en todos los sectores que aportan a la producción de GEI.

En los principales países aportantes al GEI mundial, el sector de energía tiene un peso mayor que los otros sectores y dentro de este, el sector eléctrico ha sido escogido como uno de los pioneros a trabajar por el impacto que tiene sobre el calentamiento global, (40% de emisiones globales proviene de la generación eléctrica con combustibles fósiles), y por la 'facilidad' de descarbonizarlo al cambiar las fuentes de producción de energía por unas con tecnologías que utilicen combustibles no fósiles, con bajas emisiones de carbono (por ejemplo, hidráulica, eólica y solar, nuclear).

En Colombia, según información del operador del Mercado de Energía Mayorista (MEM) - XM, el aporte de las plantas de generación eléctrica a las emisiones de GEI no llega al 4% del aporte país (0,57% del GEI mundial) lo que implica que las acciones sobre este sector deben ser consistentes con este impacto y muy diferentes a las que se lleven a cabo en China y/o Estados Unidos, y como ya se dijo anteriormente cualquier esfuerzo que se haga en Colombia en ese rubro tendrá un impacto muy marginal en las metas de Colombia.

FUENTE DE ENERGÍA	TOTAL EN CHINA / AÑO	PORCENTAJE EN CHINA
Fuentes de Energía Fósiles	4.768 bn kWh	66,0 %
Energía Nuclear	346,79 MM kWh	4,8 %
Energía Solar	252,87 MM kWh	3,5 %
Energía Eólica	447,94 MM kWh	6,2 %
Energía Hidroeléctrica	1,286 bn kWh	17,8 %
Mareomotrices	0,00 kWh	0,0 %
Geotermia	0,00 kWh	0,0 %
Biomasa	115,60 MM kWh	1,6 %

Tabla 1 Cantidad de Generación de Energía Eléctrica por Fuente de Energía en China



De conformidad con la Tabla 1 China tiene concentrada su producción de energía en fuentes de energía fósiles, especialmente carbón. Contrario a lo que se esperaría en el primer trimestre de 2023, el gobierno Chino aprobó un aumento de sus capacidades de producción de electricidad con este combustible especialmente en provincias, donde el año pasado tuvieron demanda no atendida originada en la gran sequía presentada.

Otro dato relevante es que el año pasado China produjo cerca del 60% de su electricidad a partir de carbón. Esto aleja a este país de cumplir con sus compromisos y acuerdos para reducir sus emisiones de GEI.

El caso de Estados Unidos la información muestra que el 59,9% de sus fuentes de energía están concentradas en fuentes con combustibles fósiles. Esta información es relevante en este estudio pues como vimos anteriormente las emisiones de CO2 producidas por la generación de energía eléctrica en Colombia no llega al 4% del valor total de emisiones en el país.

FUENTE DE ENERGÍA	TOTAL EN EE.UU / AÑO	PORCENTAJE EN EE.UU
Fuentes de Energía Fósiles	2,425 bn kWh	59,9 %
Energía Nuclear	789,49 MM kWh	19,5 %
Energía Solar	129,56 MM kWh	3,2 %
Energía Eólica	336,04 MM kWh	8,3 %
Energía Hidroeléctrica	283,41 bn kWh	7,0 %
Mareomotrices	0,00 kWh	0,0 %
Geotermia	16,19 kWh	0,4 %
Biomasa	68,83 MM kWh	1,7 %

Tabla 2 Cantidad de Generación de Energía Eléctrica por Fuente de Energía en EE.UU

### 3. CONTEXTO NACIONAL DE EMISIONES

A continuación, la información de Colombia, sus emisiones, sus compromisos y como estos afectan la seguridad de suministro, caracterizada con el cumplimiento de los criterios de calidad, confiabilidad y economía.

Como hemos visto, las conversaciones de Glasgow - COP26, pretenden mantener vivo el objetivo de limitar el calentamiento global a 1.5 °C (2.7 Fahrenheit) por encima de los niveles preindustriales, lo que, según científicos, evitaría consecuencias más destructivas.

#### 3.1 Compromisos de Reducción COP21 y COP 26

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático de 2021 (COP26) celebrada en Glasgow tuvo como resultado los siguientes acuerdos principales:



- a) **Objetivo 1,5 °C:** se ha preservado el objetivo de reducir las emisiones de GEI para contener el aumento de temperatura en 1,5 °C
- b) **Divergencia en los planes de reducción de emisiones:** la mayoría reducirá el 45% de sus emisiones de CO2 para 2030 con respecto a las de 2010 (cero neto en 2050). China, el mayor emisor, aspira la cero neto en 2060 e India, quinto emisor, prometió neutralidad en 2070.
- c) **Revisión en 2022:** Los países tendrán que presentar sus nuevos planes de reducción de emisiones a finales de 2022 y no en 2025, como establecía el acuerdo de París, ante la presión del mundo científico y la constatación de que los esfuerzos no son suficientes.
- d) **Reducción progresiva del carbón:** el Pacto Climático de Glasgow, firmado por 196 países, incluye por primera vez de forma explícita un compromiso para reducir gradualmente el carbón y ‘las subvenciones ineficientes’ a los combustibles fósiles.
- e) **Aumento de la ayuda financiera:** Los países ricos se comprometieron a duplicar en 2025 las aportaciones para los países en desarrollo destinadas a la “adaptación” al cambio climático pero no hubo acuerdo en las compensaciones por “Pérdidas y Daños”.
- f) **Acuerdos concretos:** Se lograron acuerdos concretos contra la deforestación y para reducir las emisiones de metano un 30% hasta 2030.
- g) **Acuerdo China-Estados Unidos:** Los dos principales emisores de GEI se han comprometido a mantener un diálogo abierto entre ambos para tratar las cuestiones relacionadas con el cambio climático.

En el marco de la cumbre, Colombia presentó la Estrategia Climática de largo plazo E2050 mediante la cual el país busca cumplir con los compromisos pactados en el Acuerdo de París relacionados con la mitigación de GEI, así como la protección de la biodiversidad.

El E2050 fija los siguientes compromisos que asumió el gobierno colombiano ante la comunidad internacional: ser un país carbono-neutral al 2050, reducir las emisiones de GEI en un 51% y tener cero deforestaciones al 2030.

Como podemos observar, el compromiso adquirido por Colombia, para ambos plazos es mayor a los adquiridos por los países con mayores aportes de GEI. La mayoría reducirá el 45% de sus emisiones de CO2 para 2030 con respecto a las de 2010 (cero neto en 2050). China, el mayor emisor, aspira la cero neto en 2060 e India, quinto emisor, prometió neutralidad en 2070.

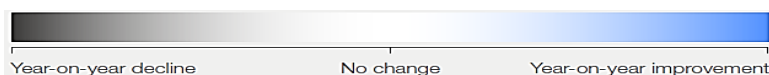
A continuación, se revisa los avances del país frente a estos compromisos.

### 3.2 Evolución de la puntuación ETI del país: 2014-2023

El puntaje ETI es un promedio que sale de los rendimientos de sistemas energéticos (SP) y de la preparación de cada país para la transición

El *Fostering Effective Energy Transition 2023 Edition* elaborado por WEF, Colombia ha sido uno de los países que ha avanzado en la consecución de los objetivos definidos en el pacto mundial.

PAÍS	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023	VARIACIÓN 2014-2023
COLOMBIA										4,40



Este cuadro describe cinco indicadores para medir el avance hacia el objetivo del COP 21, utilizando la información de la tasa anual de crecimiento de los últimos tres años. El cuadro también ayuda a identificar el progreso de Colombia y sus áreas de enfoque:

- La intensidad de energía que corresponde al uso de energía en los diferentes sectores (AFOLU, residuos, procesos industriales, transporte, entre otros).
- La intensidad de CO2, que mide su aporte de CO2 al GEI nacional y por habitante.
- La participación electricidad, se refiere al comportamiento de las emisiones de generadores de energía eléctrica.
- La capacidad renovable, es la evolución de entrada de plantas de esta tecnología.

PAÍS	INTENSIDAD DE ENERGÍA	INTENSIDAD DE CO2	CO2 PER CÁPITA	PARTICIPACIÓN ELECTRICIDAD	CAPACIDAD RENOVABLE
COLOMBIA					

● Progreso > 67th Percentile ● Progreso 67th-33rd Percentile ● Progreso 33rd - 0 Percentile ● Progreso Negativo ○ Datos no disponibles

Tabla 3. Indicadores de avance hacia el objetivo del COP 21

Colombia está en rojo, con un progreso negativo, en las variables de intensidad de energía (la cantidad de energía requerida por unidad de producción) e intensidad de CO<sub>2</sub> (gramos de dióxido de carbono-CO<sub>2</sub> que se liberan para producir un kilovatio hora (kWh) de electricidad); mientras que cerró en verde en la participación de la electricidad en la demanda final. A pesar del retroceso frente a 2021, WEF resaltó un avance de Colombia de 4,4 puntos en el índice en el periodo que va de 2014 a 2023.

En la clasificación general, Colombia se ubica en el puesto 39 entre 120 países medidos para la clasificación general de 2023 con un ETI de 60.5 puntos, donde el país número uno que es Suecia puntúa 78,5 y el país 120 es Yemen con 40 puntos.

Sin embargo, si revisamos el tema medido desde el aporte de emisiones de CO<sub>2</sub> al valor global, encontramos que en Colombia las emisiones de CO<sub>2</sub> en 2021 han sido de 77,57 megatoneladas, con lo que Colombia es el país número 137 del *ranking* de países por emisiones de CO<sub>2</sub>, formado por 184 países, en el que se ordenan los países de menos a más contaminantes.

### 3.3 Matriz de emisores de CO<sub>2</sub> en Colombia

En Colombia, según el inventario nacional de GEI, serie 1990-2018 presentado en el Informe bienal de actualización de cambio climático de Colombia (BUR 3) de mayo 2022, las emisiones totales fueron 302.974 Gg CO<sub>2</sub> equivalente. Las principales fuentes de emisiones de GEI son la ganadería, la agricultura y el cambio de uso del suelo (AFOLU) representando el 59 % del total, le siguen el sector de energía (con 31 %), residuos (7 %) y procesos industriales y usos de productos (3 %).

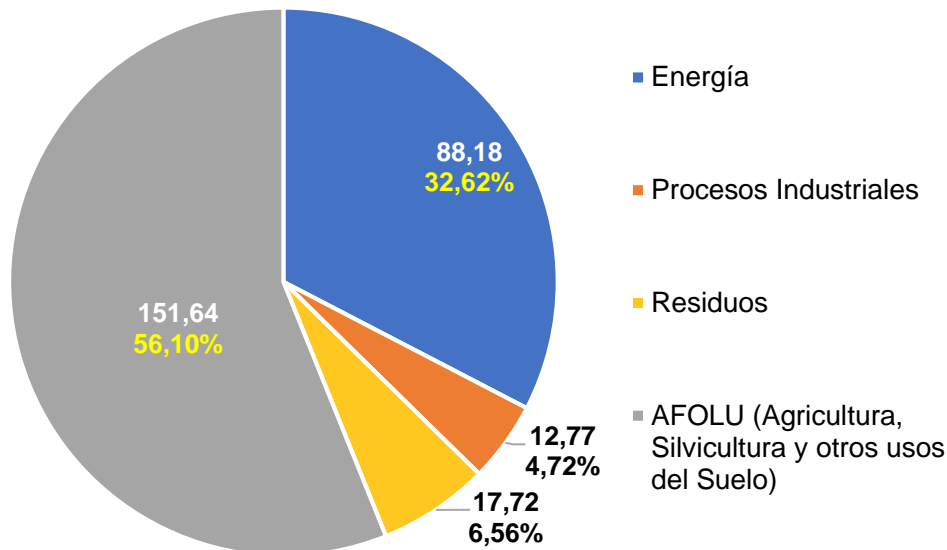


Figura: 5 Mton de CO<sub>2</sub> Equivalente Anuales en Colombia por Sector



El 31% de emisiones aportado por el sector energía esta desagregado de la siguiente manera: transporte 12,5%; industrias de la energía 8,1%; quema de combustibles en industrias manufactureras y de la construcción 4,3%; emisiones fugitivas en fabricación de combustibles 3,0%; quema de combustibles en residencial, comercial, agricultura y forestal 2,8%.

Las industrias de la energía representan el 8,1% del total de emisiones, mientras las plantas de generación de electricidad representan menos del 4% si se toman los datos del reporte preliminar de XM para el año 2021 (9.404.220,4 tonCO<sub>2</sub>eq).

#### **4. CONTEXTO NACIONAL SISTEMA ELÉCTRICO:**

En el presente texto se hace un breve análisis del trilema energético, haciendo énfasis en la confiabilidad, para entender los riesgos de no contar con la energía eléctrica.

Desde la segunda mitad del siglo veinte, el servicio de energía eléctrica en el país fue administrado y gestionado por entidades públicas. En el año 1967 se crea Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), para que coordine la operación técnica y económica del sistema, planee e implemente la expansión buscando optimizar los procesos, sin embargo, durante los años 80 el sector entra en crisis llevando al país a un ‘apagón’ generalizado y prolongado en el año 1992, que evidenció el inadecuado funcionamiento de la estructura física, administrativa y financiera de este modelo.

El impacto económico y social de este evento (apagón 1992), llevó a cambiar el modelo de gestión del sector, y es así como a partir de la Constitución Política de 1991 se define un nuevo esquema para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, en el que el papel del Estado es asegurar la prestación eficiente de dichos servicios, definiendo el marco regulatorio el cual establece las reglas de comportamiento de los agentes y vigilando el cumplimiento de dicha normatividad mediante la gestión de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) para mejorar la calidad de vida de los colombianos.

Como consecuencia de esto, Colombia cambió su esquema de sistema eléctrico, de estatal a público-privado, cambió sus modelos de política y regulación, lo que ha permitido el crecimiento de un sistema eléctrico con empresas eléctricas sólidas y con un Sistema Interconectado Nacional (SIN) robusto que cumple con criterios de seguridad, confiabilidad y economía según lo definido en el reglamento de operación que forma parte de la implementación de lo definido en la 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. . .”*



El SIN lo componen más de 30 compañías de energía entre empresas de generación, transmisión y distribución de energía en Colombia junto con 209 plantas de generación (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas, cogeneradores y autogeneradores) y 26.333 kilómetros aproximadamente de redes de energía.

Vemos como los criterios de seguridad, confiabilidad y economía definidos en el reglamento de operación se alinean con la seguridad energética, uno de los objetivos del trilema energético, que según la Agencia Internacional de Energía (IEA), se define como: *“la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible”*.

Para asegurar esa disponibilidad ininterrumpida, es imprescindible contar con la calidad de la energía, la confiabilidad del suministro y el respeto por el medio ambiente.

La calidad de la energía determina el buen funcionamiento de los equipos eléctricos de los usuarios, para esto el servicio debe cumplir con parámetros como el voltaje y la frecuencia, entre otros. Para mantener la calidad, el sistema eléctrico debe contar con equipos para responder a perturbaciones repentinas que ocurren en el sistema, independiente del tipo de perturbación.

Con el fin de cumplir con estos objetivos, Colombia ha desarrollado regulación que ha incentivado el aprovechamiento de regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria, energía reactiva, inercia, arranque en frío, reserva rodante, entre otros; también ha desarrollado metodologías para expansión regional y local para levantar restricciones técnicas y asegurar la prestación del servicio.

La confiabilidad del suministro se define como la continuidad en la prestación del servicio, es decir, tener la generación y el transporte de la energía suficiente para poder atender la demanda de energía eléctrica de los usuarios en cualquier instante de tiempo.

En este mismo sentido dice la Universidad de los Andes: *“El protagonismo del gas natural en el mercado de la electricidad se puede sustentar, principalmente, en dos razones: la primera es que dentro de los combustibles fósiles es el menos contaminante, desde el punto de vista de las emisiones; y la segunda, es su papel fundamental para garantizar la continuidad en el suministro del servicio”*.

A continuación, presentamos algunos conceptos adicionales y datos históricos del sector eléctrico que nos permitirán ver más concienzudamente los posibles riesgos a que se expone la seguridad energética si en la planeación de la expansión del SIN no se tienen en cuenta estos criterios técnicos.

## 4.1 Demanda de energía

La demanda de energía en Colombia está muy ligada a la actividad económica regional, a la variación climática durante el año (estaciones de verano e invierno), a los fenómenos climáticos como el ENSO que determinan el uso intensivo de la energía eléctrica en ciertas horas del día, del mes o del año respectivo.

Para caracterizar el consumo de energía eléctrica de los colombianos se revisara el comportamiento tanto de la energía como de la potencia eléctrica tomando información del operador del Mercado de Energía Mayorista -XM-, agosto 2023:

### 4.1.1 Demanda energía diaria

La siguiente gráfica permite observar la tendencia creciente de la demanda promedio día que ha tenido un incremento de aproximadamente 60% en los últimos 10 años.

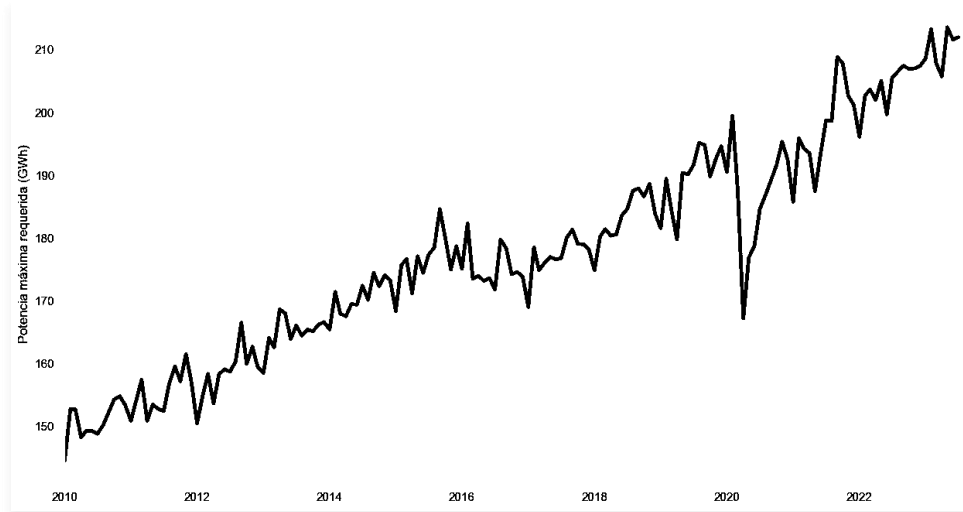


Figura: 6 Demanda Promedio por Día 2010 – 2023

Esta información es importante al momento de planear porque la capacidad de generación debe estar alineada en cada momento con estos requerimientos de consumos diarios.

Para ampliar la observación de este fenómeno, a continuación, se presenta el consumo de energía desagregado por tipo de día que se tiene como referencia para el comportamiento general diario durante un año tipo, donde podemos apreciar las horas en que se presentan las demandas o consumos máximos en energía.



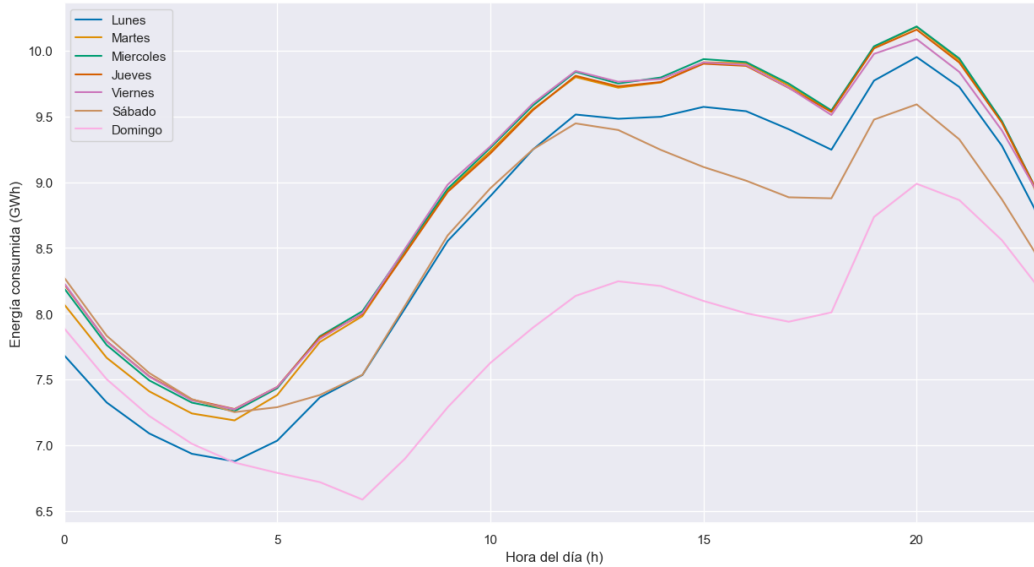


Figura: 7 Consumo Desagregado por Día (2022)

De esta gráfica sacamos que, en los días hábiles, la demanda de energía tiene tres puntas, una, en la amanecida (entre 5:00 a.m. y 7:00 a.m., otra denominada punta 1 alrededor del mediodía (entre 11 a.m. y 1:00 p.m.) y la otra denominada punta 2 en donde se presenta la demanda máxima diaria entre los periodos 18 y 21, es decir entre las 6:00 p.m. y 9:00 p.m.

Aquí se debe resaltar que la matriz de generación y la infraestructura en general debe estar en capacidad para garantizar el abastecimiento de energía y de potencia en cualquier momento del día, especialmente en estas horas donde no se cuenta con plantas fotovoltaicas.

#### 4.1.2 Demanda máxima de potencia

Ahora se caracterizará la potencia máxima del SIN. Como se mencionó anteriormente, la potencia máxima se refiere a la carga más alta que un sistema eléctrico puede atender en el instante de mayor demanda durante un día, es medida en MW; este concepto es importante en el diseño de un sistema porque va a determinar la capacidad máxima de generación a instalar y que se debe tener disponible en cada instante del día para evitar afectar la calidad del servicio, durante la demanda máxima diaria entre los periodos 18 y 21, es decir entre las 6:00 p.m. y 9:00 p.m. de la noche.

#### 4.1.3 Demanda de energía por tipo de usuarios

A continuación se ve la distribución del consumo de electricidad por sectores de la economía. En Colombia el 61% del consumo eléctrico se concentra en residencial y comercial.

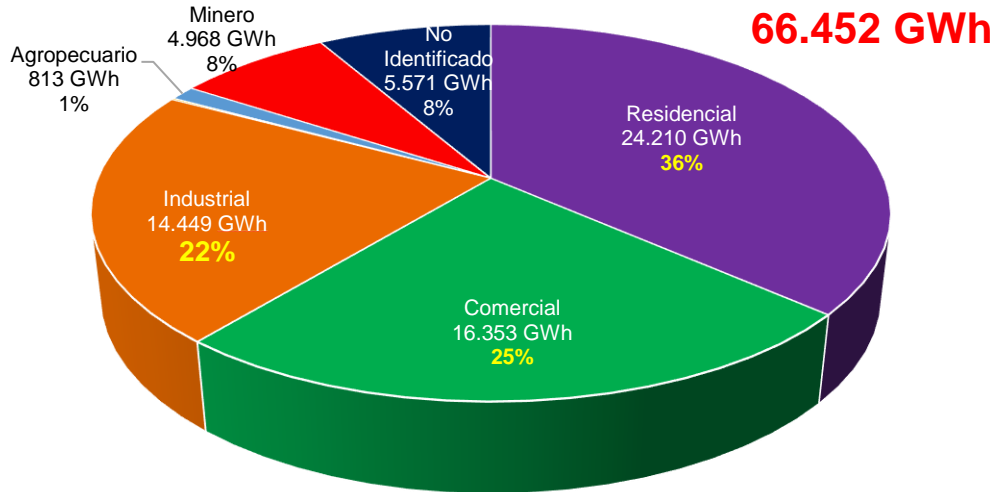


Figura: 8 Demanda de Electricidad por Sector (2021)

## 4.2 Generación de energía eléctrica

La generación de energía en Colombia está muy ligada a la confiabilidad y a costos eficientes, en 2006 se creó el esquema del Cargo por Confiabilidad (CxC) que es un mecanismo que promueve la expansión del parque de generación y que, al mismo tiempo, garantiza que en situaciones de escasez la energía de las plantas existentes y nuevas esté disponible para abastecer la demanda a un precio eficiente, este mecanismo se ha ido ajustando según las necesidades del sistema para garantizar la firmeza de la energía que se remunera.

Para caracterizar la generación de energía eléctrica de los colombianos se revisará el comportamiento tanto de la capacidad instalada como de la producción, tomando información del operador del MEM-XM, agosto 2023:

### 4.2.1 Matriz de generación eléctrica

El sistema eléctrico colombiano a julio 2023, tiene una capacidad efectiva neta instalada de 19.005 MW, 66% hidráulico, 32% térmico y 2% de FNCER.

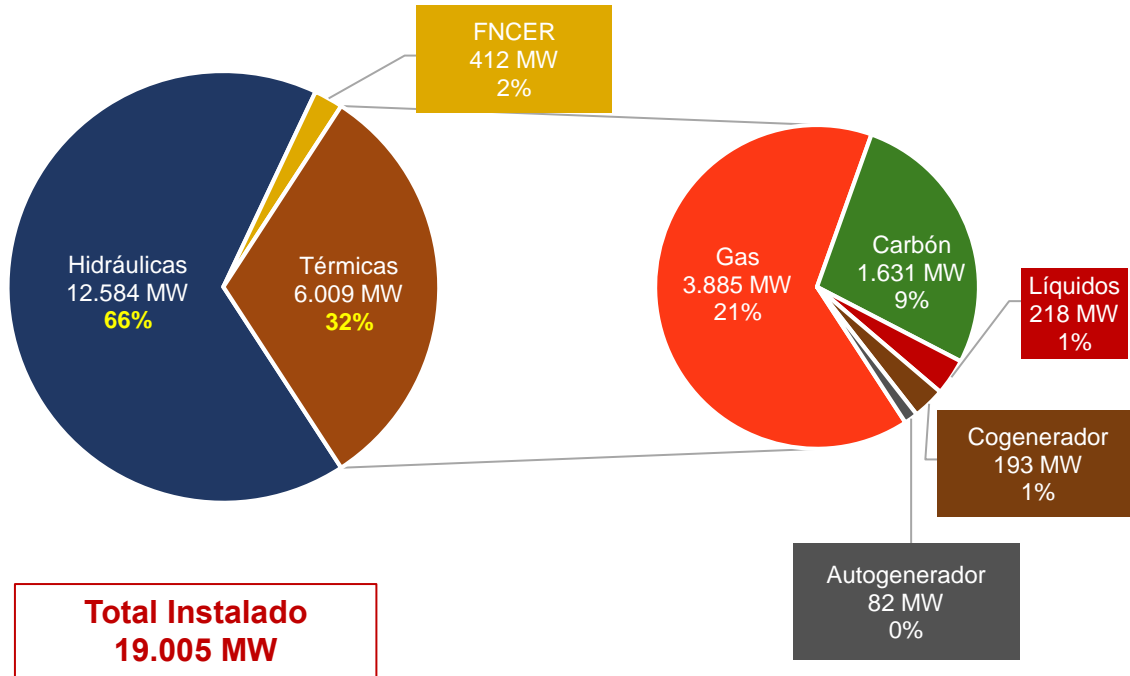


Figura: 9 Matriz de Generación Eléctrica Capacidad Efectiva Neta de Generación en el SIN

La alta componente hidráulica de esta matriz además de hacerla una matriz limpia, produce menos del 4% de los GEI de Colombia, la hace vulnerable a los eventos climatológicos que afectan la hidrología de cada región (Antioquia, Caribe, Centro, Oriente y Valle).

Los principales eventos que afectan el clima son: las oscilaciones Inter estacionales del tipo Madden – Julian, o el fenómeno ENSO que se caracteriza por tener dos fases: una fase cálida denominada ‘El Niño’ que trae sequias que disminuyen el nivel de los embalses, y una fase fría o denominada ‘La Niña’ que se caracteriza por lluvias abundantes y prolongadas que lleva a vertimientos en los diferentes embalses.

Esta característica estructural del sector de generación de energía, llevó a instalar plantas térmicas de diferentes tipos con energía firme que garanticen el suministro de potencia y energía a todas las cargas conectadas al sistema y evitar así las interrupciones en cualquier instante del día, asegurando la confiabilidad y continuidad cuando los recursos hídricos del país escasean.

Colombia ha desarrollado regulación que ha incentivado el aprovechamiento de la disponibilidad de gas natural en el territorio nacional a precios mucho más competitivos que los internacionales para la optimización de la matriz energética, dándole firmeza al sector eléctrico y permitiéndole tener un GEI que corresponde a menos del 4% del total nacional.

A continuación, presentamos como ha sido el despacho histórico por recurso:

## 4.2.2 Histórico de Generación por recurso dependiendo las condiciones climáticas

En esta grafica se observa el comportamiento de la generación en un periodo mayor a 20 años. Se observa como los combustibles fósiles han garantizado la seguridad de suministro hasta la fecha, pues es claro el respaldo y confiabilidad que dan las plantas térmicas durante los eventos de sequía, llenando las necesidades de potencia y energía para atender la demanda

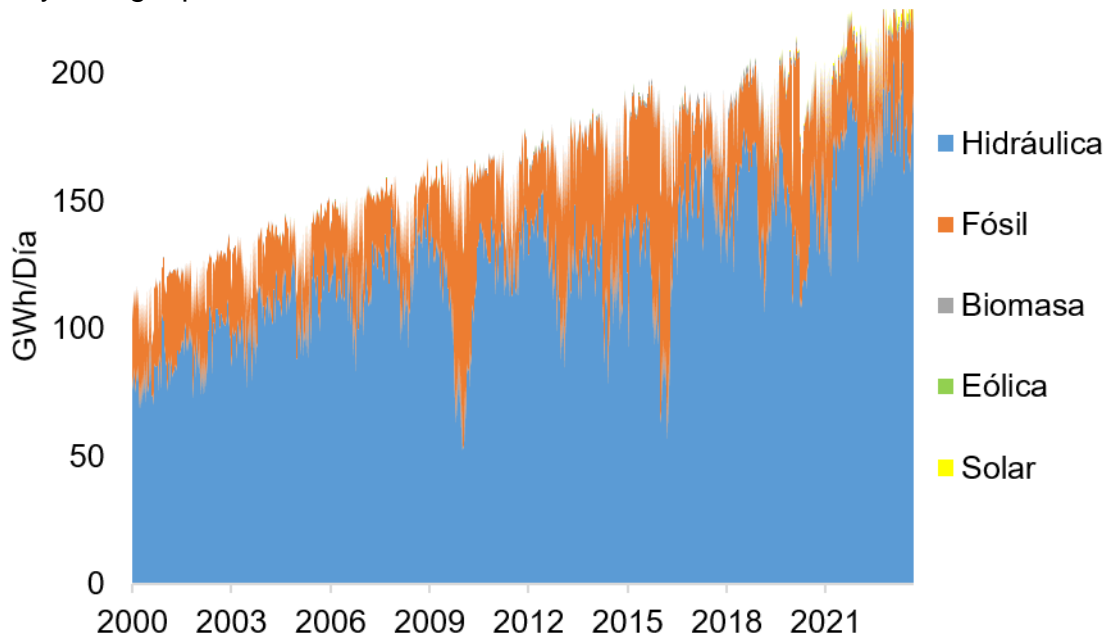


Figura: 10 Generación Real SIN 2000-2023

Es importante destacar que la generación además de estar muy ligada con la evolución de los aportes hidrológicos a los embalses del Sistema Interconectado Nacional -SIN- también está ligada la disponibilidad de combustible para las plantas térmicas. Vemos la participación de la generación térmica en el mercado y su composición por tipo de combustible, desde el año 2000. En los años 2010 y entre 2014 y 2016.

La generación térmica aumentó aproximadamente el 40% su producción para que el sistema eléctrico lograra atender adecuadamente su demanda, incluyendo los periodos de potencia y demanda máxima.

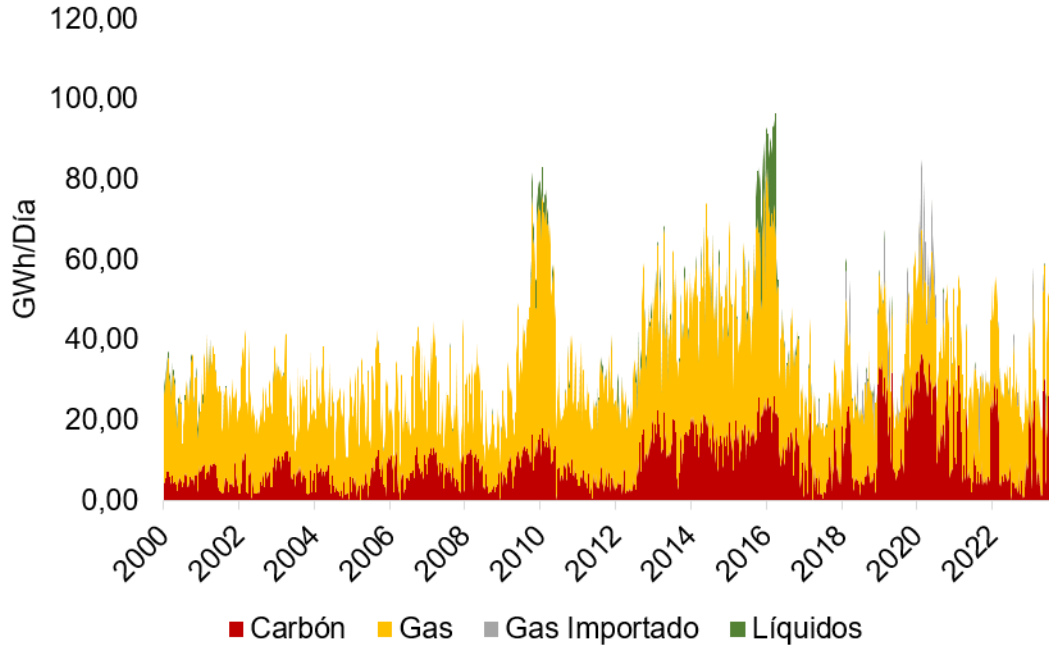


Figura: 11 Generación Térmica 2000-2023

#### 4.2.3 Proporción de CO2 por recurso en Colombia

La matriz de capacidad de generación actual tiene un componente térmico del 32% que se desagrega por combustible así: gas natural (21%); carbón (9%); líquidos (1%) cogeneradores y autogeneradores (1%).

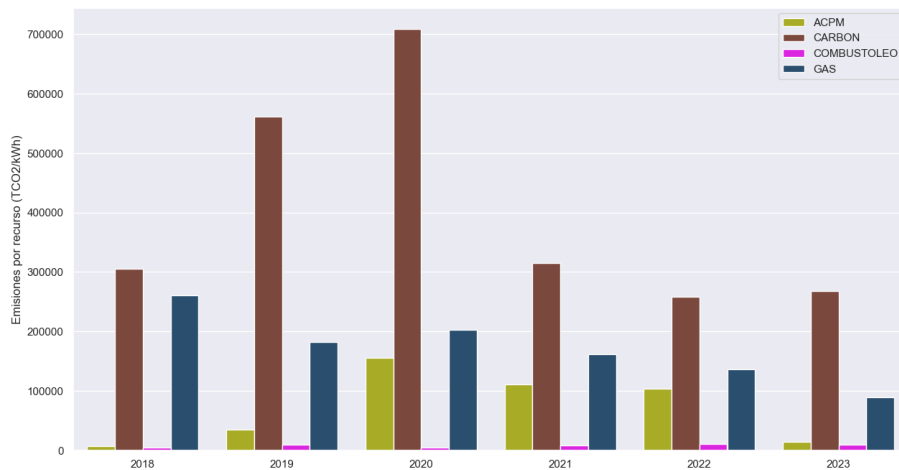


Figura: 12 Emisiones de CO2 Equivalente por año en Generación de Energía Eléctrica

Conforme a la información de XM las emisiones equivalentes anuales de CO2, desagregadas por tipo de combustible fósil en Colombia han evolucionado de la siguiente forma desde 2015, es importante tener en cuenta que la generación está directamente ligada con la evolución climática y con las restricciones eléctricas regionales y locales.



Es por esto que las emisiones de CO<sub>2</sub> de las plantas térmicas aumentaron durante el periodo 2014 y 2016 que se presentó el fenómeno 'El Niño' más fuerte de este milenio.

#### **4.2.4 Factor de planta**

Factor de planta de una central es la razón entre la energía que produce y la energía que podría producir operando continuamente a máxima capacidad durante un determinado periodo de tiempo, por ejemplo, una hora, un día, una semana, un mes o un año.

Los factores de planta típicos por tecnología son:

- Central hidroeléctrica: 60%.
- Central termoeléctrica a gas: 70-98%.
- Central termoeléctrica a carbón: 70-90%.
- Panel fotovoltaico: 10-30%.
- Parque eólico: 10-40%.

En Colombia, este factor se ve afectado por la tecnología utilizada, su localización y por el mercado de energía mayorista, es decir, existen otras variables que influyen en el despacho de cada planta en su operación anual, mensual, diaria, horaria.

Se ha visto que las plantas renovables en Colombia han tenido la siguiente utilización promedio: Planta solar (Plantas en Operación): 22.04% en promedio, planta eólica (Jepirachi): 24.29%.

Estos valores son muy bajos cuando de confiabilidad y seguridad de suministro se trata, y es así por su misma tecnología y características de operación. Es muy importante que la matriz energética que el país planea utilice plantas de generación que brinden firmeza al sistema, es decir, que logren generar en cualquier momento del día la cantidad de energía a que se comprometen. En Colombia está probado que las plantas que brindan esta firmeza son las hidráulicas y las térmicas, como hemos visto en las gráficas históricas de operación.

#### **4.3 Transmisión nacional y regional de energía eléctrica**

La confiabilidad o continuidad del suministro de energía solo se logra si hay disponibilidad en las líneas de transmisión nacional, regional o local de tal forma que se pueda atender la demanda de energía eléctrica de los usuarios en cualquier instante de tiempo.

En Colombia los planes de expansión los elabora la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), que, además de analizar y reevaluar las proyecciones de la demanda, identifica las necesidades de crecimiento de la red e identifica obras y proyectos para garantizar la confiabilidad y el levantamiento de las restricciones en el sistema eléctrico.

La UPME también realiza convocatorias públicas para asignar las obras de expansión o de levantamiento de restricciones según sea el caso en el ámbito nacional o regional.

La generación fuera de mérito representa las necesidades regionales originadas en restricciones de transmisión entre otros factores técnico comerciales, aquí nos interesan las limitaciones físicas que obligan a aumentar la generación regional para lograr una adecuada atención de la demanda.

El sistema eléctrico colombiano tiene restricciones originadas en redes y equipos de transformación sobrecargados o que ya no cumplen con los requerimientos para asegurar una operación segura y económica en algunas áreas eléctricas del SIN, lo que además de poner en riesgo la continuidad y confiabilidad del sistema aumenta considerablemente los costos de operación debido al uso de generación térmica a gas carbón o con combustibles líquidos, según sea el caso.

Esto se da porque la capacidad de las líneas de transmisión o distribución y/o transformadores quedan cortos para el incremento de la demanda del área que conectan. Tomando información del operador del MEM-XM, de agosto 2023, la evolución de la generación térmica en mérito y fuera de mérito para el último mes:

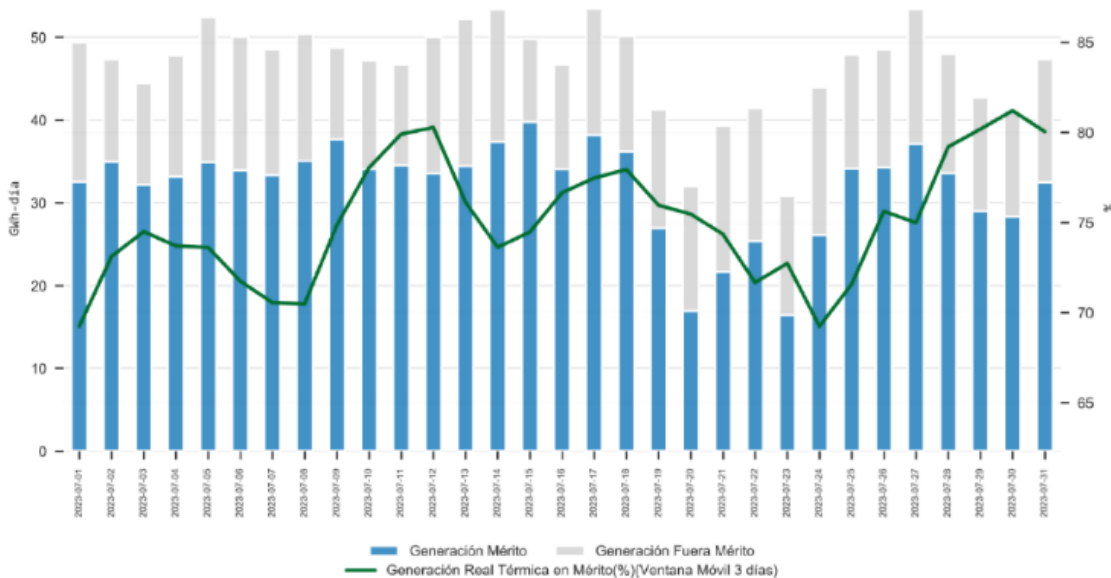


Figura: 13 Seguimiento Generación Térmica en Mérito y Fuera de Mérito

De esta gráfica se concluye que durante este periodo las restricciones o generación fuera de mérito son prácticamente constantes, esto se presenta porque existen muchos elementos del sistema que están sobrecargados o con tiempos de uso demasiado largos.

#### 4.3.1 Hitos importantes para suplir la demanda

Los hitos importantes de la operación del SIN están dados por el impacto de los fenómenos ‘El Niño’ o ‘La Niña’ según corresponda.

Estos fenómenos se determinan con la temperatura del mar en el Pacífico ecuatorial central según el Índice Niño Oceánico (ONI), es una medida de la condición de ‘El Niño-Oscilación del Sur (ENSO en inglés) y sus fases cálidas (‘El Niño’) y fría (‘La Niña’). Se mide como el promedio móvil de tres meses de las anomalías de la temperatura superficial del mar, el umbral de la condición neutral es  $\pm 0.5$  °C y a partir de ahí se define que el inicio de una fase, si el ONI es mayor a 0.5 °C por un periodo de 3 meses se declara ‘El Niño’ y si el ONI es menor a -0.5 °C por un periodo de 3 meses se declara ‘La Niña’.

A continuación, vemos el comportamiento histórico del ONI desde el año 2000:

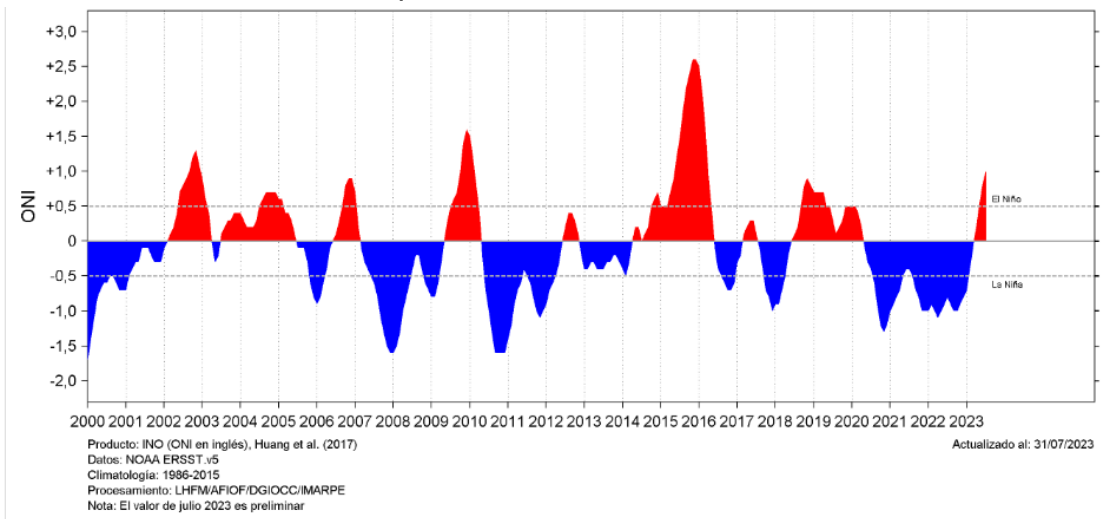


Figura: 14 Índice Niño Oceánico (ONI)

Aquí podemos identificar que los principales fenómenos ‘El Niño’ de este milenio se han presentado entre los años 2002 y 2003, 2009 y 2010, 2014 y 2016, 2018 y 2019. Se destaca por su fortaleza el evento ‘El Niño’ 2014-16, que fue catalogado como uno de los episodios más severos en los registros históricos del ONI. Y los fenómenos ‘La Niña’ se han presentado entre los años 2007 y 2008, 2011 y 2012, 2020 y 2021



A continuación se identifican claramente los ciclos de operación de las plantas de generación por tecnología: podemos observar que en los años 2010 y entre 2015 y 2016 se presentó fenómeno ‘El Niño’.

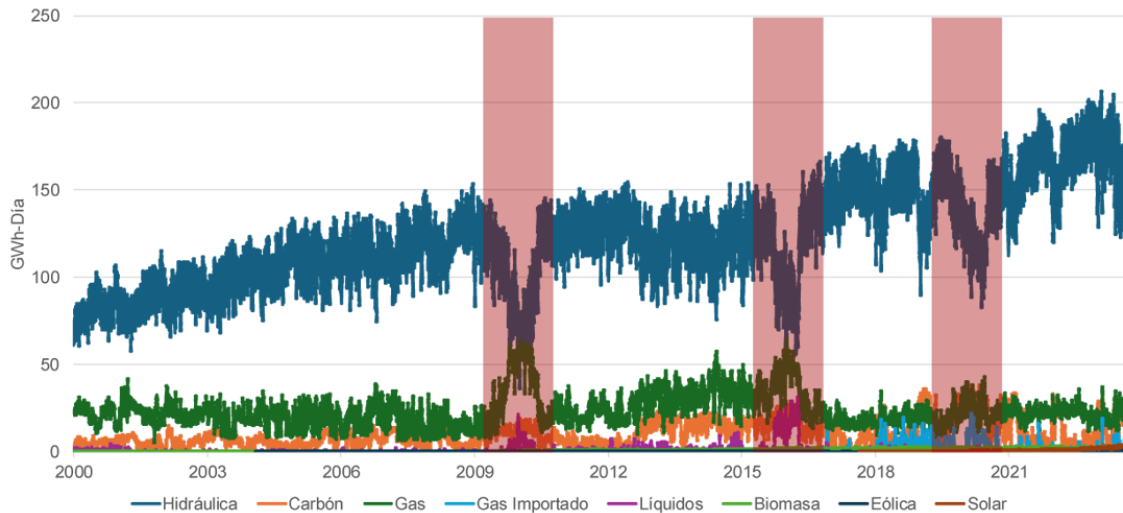


Figura: 15 Generación Real por Tecnología 2000 – 2023

Como resultado de esta variabilidad climatológica, varía la hidrología que alimenta los embalses del sistema eléctrico demandando que en épocas de sequía se incremente la producción con plantas térmicas.

Se observa que precisamente en los periodos de ‘El Niño’, es el gas el que más aporta a la confiabilidad y seguridad de suministro en el sistema eléctrico nacional, sin embargo, el carbón y los líquidos también dan soporte a la calidad del servicio.

Para la planeación de las medidas operativas a implementar se hace seguimiento a la tendencia de la evolución del embalse agregado, en la siguiente grafica se presenta la evolución del embalse de los periodos donde se presentaron fenómenos ‘El Niño’.

Es decir, los aportes hídricos a los embalses bajan considerablemente, aquí se observa que, definitivamente entre septiembre de 2015 y marzo de 2016 el embalse agregado permaneció en niveles muy bajos restringiendo la generación con este combustible y obligando a que la demanda de energía y potencia fuera atendida por plantas térmicas.

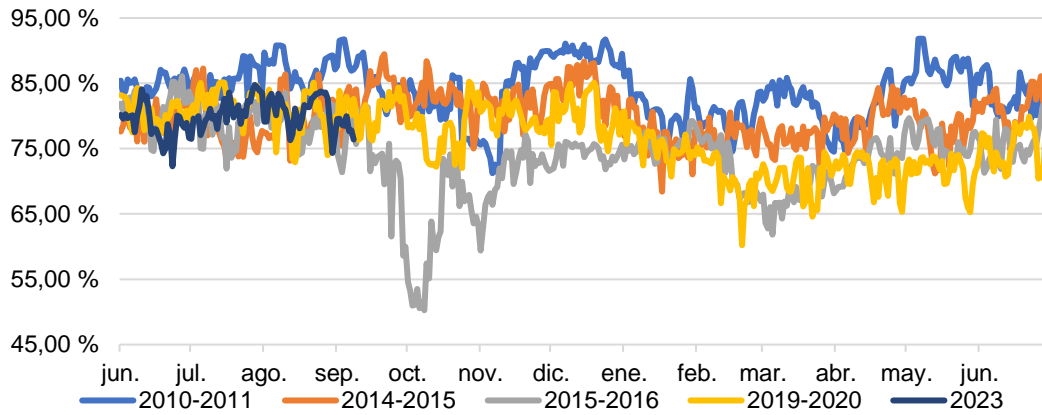


Figura: 16 Promedio Diario - Embalse Útil

En el gráfico anterior se observa que el embalse agregado de 2023 viene presentando tendencia similar a 'El Niño' que se presentó entre 2014 y 2016, en este punto es imprescindible hacer seguimiento constante no solo al embalse, sino a todas las variables climáticas y a la temperatura del mar (índice ONI) para determinar que tan largo y que tan intenso puede llegar a ser 'El Niño' que ya fue declarado por la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOOA).

## 5. Análisis de los riesgos de confiabilidad del sistema eléctrico a corto, mediano y largo plazo

Con toda la información presentada sobre la transición energética global y el estado actual del SIN, se expondrán los principales, pero no los únicos, riesgos de confiabilidad del sistema eléctrico colombiano en el corto, mediano y largo plazo, dentro del contexto del escenario propuesto de la Transición Energética Justa (TEJ) propuesta por el Gobierno Nacional, y algunas sugerencias encaminadas a fortalecer la calidad, continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico del país.

### 5.1. Riesgos para la confiabilidad en el corto plazo

Algunas variables que ponen en riesgo en el corto plazo la atención de la demanda con calidad, confiabilidad y seguridad durante el verano 2023-2024 son:

#### 5.1.1 Riesgo 1: Proyectos de transmisión vitales para la operación confiable y segura del sistema interconectado nacional a corto mediano y largo.

Los principales proyectos de transmisión para reforzar la confiabilidad del sistema se encuentran atrasados por falta de permisos ambientales:



- a) Líneas de Transmisión Colectora - Cuestecitas y Cuestecitas - La Loma 500 kV y la Subestación Colectora: Los atrasos en la consecución de los permisos sociales y ambientales para este proyecto, hicieron que no entre en operación hasta 2024, atrasando la entrada de 7 proyectos de generación eólica.
  
- b) Líneas Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá, y Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza, Virginia-Nueva Esperanza: Los retrasos en los proyectos se deben a una demora en la concesión de una licencia ambiental por parte de la Corporación Autónoma Regional (CAR).
  - a. Según el Consejo Nacional de Operación (CNO), si estas líneas no entran antes de 2025, provocaría que las redes eléctricas de Bogotá se vean obligadas a desconectar periódicamente el servicio en ciertos sectores para evitar una falla en la red eléctrica, como un corto circuito o una sobrecarga, tal como se ha registrado tradicionalmente en la región Caribe.
  
- c) Recientemente XM alertó que las redes de transmisión regional presentan agotamientos en múltiples zonas del país (las líneas y equipos operan muy cerca o sobre los límites máximos de operación), especialmente en la Costa Atlántica donde se han declarado en estado de emergencia algunas subestaciones eléctricas y donde la demanda de energía eléctrica ha crecido más del 5%, superando puntualmente las proyecciones efectuadas por la UPME, condición que puede mantenerse hasta finales del verano en marzo del 2024. Los departamentos más afectados con los cortes son Guajira, Cesar, Magdalena y Atlántico.



Figura: 17 Sistema de Transmisión Nacional de Colombia

- d) Todas estas ineficiencias en la atención de la demanda, bajan la calidad de la energía y afectan la continuidad del suministro, incrementando las pérdidas técnicas y aumentando los costos asociados que pagan los usuarios.

Es decir, además de mala calidad, cortes programados y no programados, los usuarios tienen que pagar más por cada kWh consumido.



### 5.1.2 Riesgo 2: Fenómeno ‘El Niño’

Como hemos visto el fenómeno ‘El Niño’ tiene un impacto decisivo en la operación segura y confiable del servicio de energía eléctrica a nivel nacional porque afecta directamente los niveles de los embalses haciendo que los agentes con plantas hidráulicas, suban su percepción del valor del agua en el tiempo y por consiguiente los precios de oferta diaria de estas al MEM.

El Centro Nacional de Despacho (CND) es parte del MEM y su responsabilidad es realizar el despacho diario de las plantas de generación, es decir, la programación de la generación de cada planta del SIN para cubrir la demanda esperada, de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio, cumpliendo con las condiciones límites que tiene el sistema como son los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades y las restricciones.

Esta asignación del despacho diario permite que plantas con otros combustibles entren en merito, es decir, que su precio de oferta es menor o igual al precio del mercado (precio de bolsa) y sean llamadas a generar para atender la demanda y mantener los embalses en condiciones de operación y cumpliendo con sus requerimientos.

El mecanismo de CxC impone a los generadores respaldados con activos, que participan en él, la obligación de producir cierta cantidad de energía comprometida (Obligación de Energía Firme -OEF-) a los precios eficientes pactados, durante condiciones críticas de abastecimiento.

Cuando estos eventos se presentan y el precio del mercado o precio de bolsa supera el umbral (precio de escasez), el cargo por confiabilidad se hace exigible, es decir, todas las plantas con asignaciones de OEF deben estar listas para generar su compromiso en cualquier momento del día y esta energía se les pagará a los precios de cierre de la subasta donde se les asignó la OEF.

La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas, se realiza mediante subasta dinámica. En esta transacción del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG.

Después de tres años continuos de ocurrencia del fenómeno ‘La Niña’ y siete años sin la ocurrencia del ‘Niño’, la UU (NOOA) ha confirmado la iniciación de este último.

## Planeamiento de mediano plazo presentado por XM

Según el Informe del CND, presentado por XM a la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética – CACSSE en Julio 27 2023, en el que se supone la: *“Entrada en operación de 8.500 MW de proyectos de generación con Obligaciones de Energía Firme (OEF) o con garantías bancarias para reserva de capacidad de conexión, con fechas probables de entrada en operación (FPO) actualizadas, en el horizonte de análisis Agosto 2023-Julio 2025”*; las condiciones más críticas de hidrología histórica y los siguientes supuestos generales:

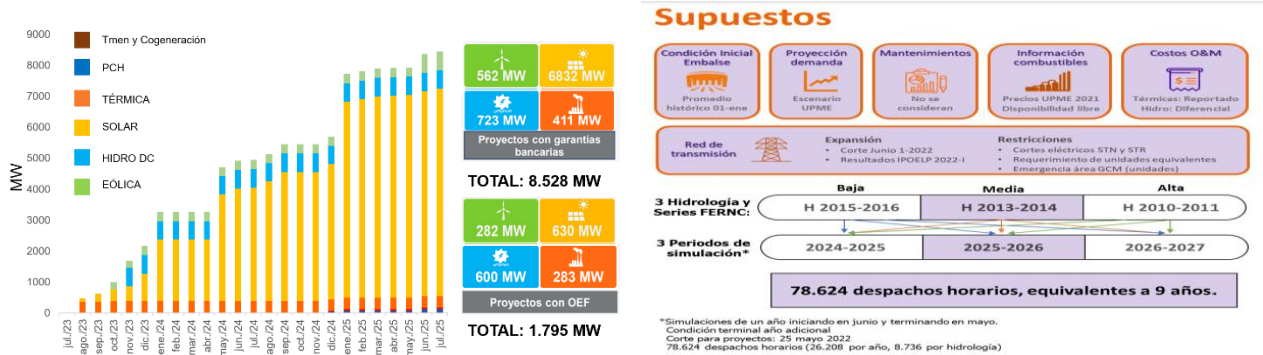


Figura: 18 Supuestos de expansión de la generación proyectos con garantías bancarias simulaciones XM Informe XM del CND al CACSSE, Julio 27 2023

De estas simulaciones, obtenemos los siguientes resultados:

- La generación térmica promedio de verano (Dic-Mar 2024) estará entre 74,62 y 86,67 GWh/día. Y el nivel del embalse agregado a final de verano estará entre 28,89% y 29,30%.
- Bajo los supuestos considerados, la demanda es atendida en los diferentes escenarios, cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación. Estos análisis no incluyen eventos de baja probabilidad y gran impacto.
- Ante escenarios de atraso hasta de un año de los proyectos de generación con compromisos de OEF, se observa una alta exigencia a la disponibilidad del parque térmico y su infraestructura de abastecimiento de combustible, y la necesidad de hacer seguimiento a las reservas del SIN para asegurar que los niveles de los embalses respeten las obligaciones de las plantas que abastecen.



- d) Se requiere hacer un adecuado uso de las reservas del SIN, de forma que garanticen niveles de embalse alto al inicio de la estación de verano.

En conclusión, el seguimiento a la entrada en operación de los proyectos de expansión tanto en generación como en transmisión es de gran importancia para dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN durante el verano 2023-2024.

### **5.1.3 Riesgo 3: Atraso en proyectos de generación**

A la fecha, El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, ha realizado 3 subastas de contratación de largo plazo (SCLP). En estos mecanismos las SCLP adquieren obligaciones financieras contractuales en contratos de energía que se transan en el mercado mayorista pero no en obligaciones de entrega física de energía firme como si se adquieren en el mecanismo de CxC, sin embargo, estos contratos dan viabilidad financiera a proyectos que deberían haber empezado a entrar al SIN en 2022.

En la primera subasta no se realizó asignación por algunos temas técnicos del diseño de la misma, en la segunda se asignaron ocho proyectos mediante el mecanismo voluntario que suman 1298,9 MW (17.4% solar y 82.61% eólica). Y dos de los proyectos anteriores aumentaron su venta en 1864.5 MWh/día mediante el mecanismo complementario. En la tercera subasta se asignaron 11 proyectos que suman 796,3 MW

Los proyectos asignados mediante la tercera subasta de obligaciones de energía firme 2022-2023

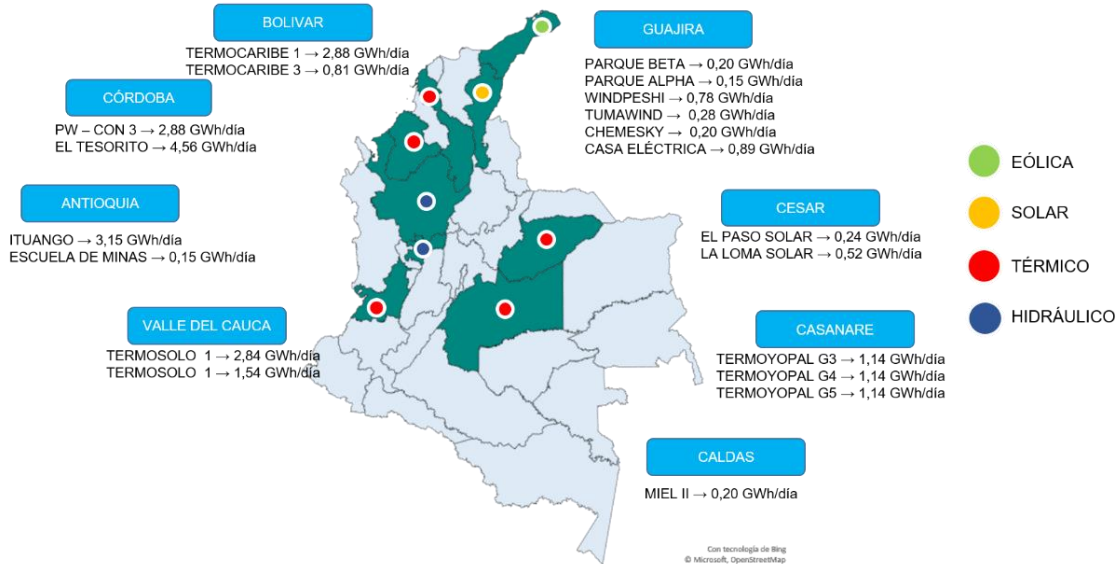


Figura: 19 Ubicación por Departamento de Proyectos con asignación de energía

Mediante estos mecanismos se han adjudicado 43 proyectos con capacidad de 5.880 MW, de los cuales 7 proyectos: 2 eólicos, 4 térmicos y 1 hidráulico, han incumplido su obligación. A la fecha hay 3.690 MW (2.750 MW FNCER y 940 MW entre térmicos e hidráulicos) no han entrado en operación por diferentes razones poniendo en riesgo la confiabilidad del sistema.

#### 5.1.4 Riesgo 4: Desbalance Generación-Demanda

El retraso de proyectos de generación y transmisión ha aumentado el riesgo de demanda no atendida tanto en energía como en potencia en las diferentes regiones del país y en el sistema agregado de Colombia.

Esto lo podemos evidenciar al comparar la energía firme diaria asignada para el mes de Junio de 2023 con la demanda promedio para ese mismo periodo, encontramos que la diferencia o margen está en 4,6%, un margen que no permite indisponibilidades de plantas grandes como Chivor o Guavio.

Esta situación se puede volver crítica en la medida que el fenómeno ‘El Niño’ se haga más intenso, aumentando la demanda en regiones como la Costa Atlántica o los Santanderes, por esto el operador y el CNO deben estar muy atentos a las probabilidades y posibles soluciones.





### **5.1.5. Riesgo 5: Incumplimiento en los contratos de suministro de combustible**

Aunque el sector haya hecho la auditoría de contratos y documentos de logística y abastecimiento de las plantas y/o unidades térmicas que utilizan combustible líquido para esta vigencia de cargo por confiabilidad, ante la inminente llegada del fenómeno ‘El Niño’, ante el alto índice de retraso en los proyectos de generación y transmisión que deberían estar operando en este verano 2022 - 2023.

Ante la alta vulnerabilidad de los sistemas de transmisión nacional, regional y local; es indispensable que el operador del mercado y/o el CNO junto con cada agente térmico anticipen las óptimas condiciones de operación de cada planta térmica y las necesidades de combustibles necesarios para cumplir con las OEF en este periodo, de tal forma que aseguren el abastecimiento continuo y oportuno de las cantidades de combustible nacional e internacional necesario y su logística de abastecimiento (disponibilidad de gasoductos; poliductos; carreteras; muelles, entre otros).

Si lo consideran necesario, informar tanto a Ecopetrol como los otros distribuidores mayoristas de la alta posibilidad de hacer efectivos los contratos de respaldo firmados, para que adecuen sus procesos y se preparen a cumplir con lo pactado en términos de suministro y transporte.

### **5.1.6 Riesgo 6: Incumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme OEF**

Ante la inminencia del fenómeno ‘El Niño’ y la situación de emergencia operativa que existe en varias regiones, especialmente la Costa Atlántica, por agotamiento de las redes y la necesidad de generación local de respaldo para brindar seguridad en el suministro, es importante verificar que las empresas dueñas de las plantas térmicas estén en condiciones financieras para honrar los compromisos de energía firme y soportar la operación continuada por tiempo indeterminado basándose en la información del planeamiento que hace el operador del mercado, especialmente durante este fenómeno ‘El Niño’.

### **5.1.7 Riesgo 7: Indisponibilidad de interconexiones internacionales**

Ante el riesgo de suministro que tenemos en la actualidad por falta de capacidad de energía instalada, es importante identificar todas las fuentes de energía que tenemos, incluyendo las interconexiones internacionales con las cuales podemos abastecer la demanda.



- La interconexión eléctrica con Ecuador a 230 kV permite la importación de 460 MW y se encuentra en estado operativo. Actualmente se importan de 10 a 11 GWh/día, cantidades de energía que normalmente se disponen por esta interconexión y que corresponden a un poco menos del 5% del consumo colombiano.
- También existe la interconexión con Venezuela, Coroza - San Mateo con potencial de e intercambiar 140 MW, pero es baja la probabilidad de recibir energía por esta línea.
- Se está trabajando desde hace ya varios años, por parte de ISA, en la interconexión con Panamá, pero aún no se ha logrado concretarla.

### **5.1.8 Riesgo 8: Situación Financiera de Comercializadores**

La Asociación de Colombiana de Comercializadores de Energía Eléctrica (Asocodis), alertó sobre un posible impacto en la prestación del servicio de energía en varias regiones, debido a la apretada situación financiera de varios comercializadores, que están a la espera de recuperar \$7,2 billones de valores pospuestos en las facturas (opción tarifaria), deudas de entidades públicas, subsidios y alivios dados en la pandemia.

A lo anterior se le suman otros factores que impactan financieramente a los comercializadores como las condiciones del mercado, el Fenómeno 'El Niño', la tendencia de los precios de la bolsa de energía, los niveles de oferta y el incumplimiento y suspensión de suministro de energía de los contratos de las subastas de SCLP de la Guajira que los llevan a comprar más energía en Bolsa y a precios del 'Niño'.

### **5.2 Riesgos para la confiabilidad en el mediano plazo**

A continuación, las variables que consideramos ponen en riesgo la atención de la demanda con calidad, confiabilidad y seguridad en los próximos 3 años.

#### **5.2.1 Riesgo 1: Fenómeno 'El Niño' de dos años**

La criticidad de los eventos climáticos se acentúa por dos variables principales, la intensidad de la sequía, para la que nos debemos preparar en el corto plazo y la duración del fenómeno y como ya tenemos experiencia en fenómenos que duran más de un año.



Según la Organización Meteorológica Mundial (OMM), el fenómeno 'El Niño' que se ha iniciado, tiene probabilidad de larga duración, al menos dos años. Se recomienda al operador del mercado, valorar esta posibilidad aunada al posible mayor atraso en la entrada de proyectos tanto de generación como de transmisión.

De esta forma se podrá gestionar tanto con los generadores térmicos como con sus distribuidores mayoristas de combustibles líquidos, carbón y gas posibles escenarios que cubran esta contingencia.

### **5.2.2 Riesgo 2: Suministro y transporte de gas natural**

En la siguiente sección, se encuentra un escenario de declinación en la producción de gas que pone en riesgo el abastecimiento normal de este combustible a partir de 2026, escenario que se vuelve más crítico con los atrasos en la entrada de activos al sistema eléctrico, la baja confiabilidad del transporte de gas y la necesidad de atender restricciones constantemente, el uso de este combustible se intensifica disminuyendo la disponibilidad en el corto, mediano plazo.

Es perentorio contar con un plan de abastecimiento y confiabilidad para el suministro de gas, ingresar nuevas fuentes de gas natural al sistema nacional, por lo que además de gestionar la firma de nuevos contratos de exploración y explotación de este combustible, se debe adelantar la construcción de la planta regasificadora del Pacífico y/o una nueva en el Atlántico.

### **5.2.3 Riesgo 3: Déficit de capacidad instalada a partir de 2027**

En el gráfico se presenta la proyección de la demanda del sistema (máxima, media y mínima) de la UPME vs la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) de acuerdo a la entrada de los proyectos pendientes.

Es claro que a partir de Julio de 2027, el excedente de energía firme respecto a la demanda media empieza a decrecer por debajo del 7%, lo cual ya no permite el suceso de una contingencia severa en el sistema, como un fenómeno 'El Niño' fuerte y prolongado o una indisponibilidad prolongada de una planta de generación grande o la salida de líneas de transmisión específicas, indicando la necesidad de entrada de proyectos de generación nuevos.

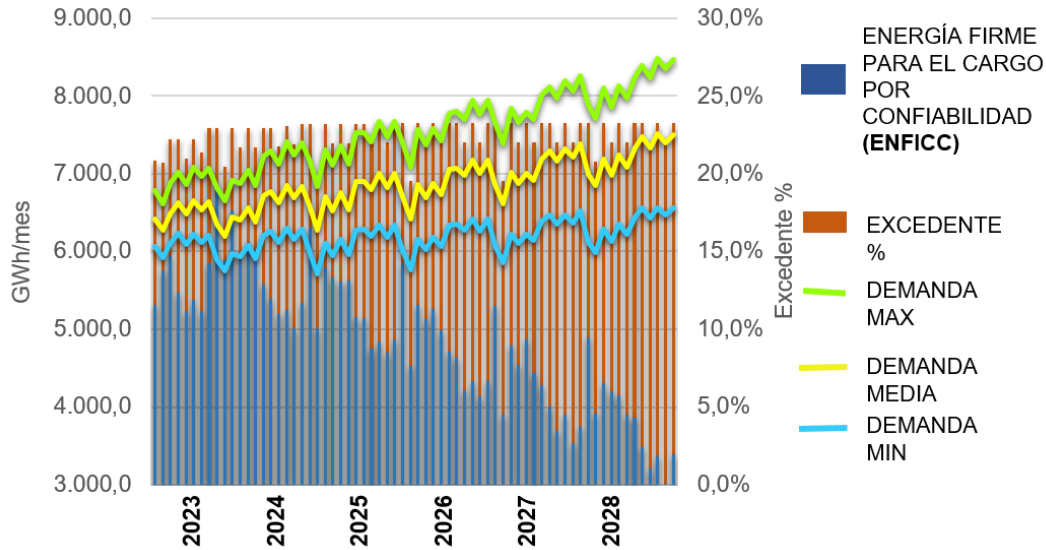


Figura: 20 ENFICC VS Demanda

Esta situación puede llegar a no poder ser corregible mediante la convocatoria de nuevas subastas para la construcción de proyectos de generación, ya que el tiempo que requiere el desarrollo y la construcción de los mismos (normalmente 3 a 4 años), hoy en día prácticamente se ha duplicado debido a los tiempos que toman la expedición de las licencias ambientales y las consultas previas con las comunidades. Al respecto la subasta de CxC para suplir energía faltante a partir del periodo 2027-2028, fue pospuesta por segunda vez, hasta el 15 de febrero de 2024.

La incertidumbre en entrada de nuevos proyectos de generación y transporte de energía eléctrica, ya sea por atraso en la entrada de proyectos o por falta de inversión, pues no se ha realizado una subasta de energía firme que permita el ingreso de nuevos proyectos al SIN, llevan a un déficit continuado y cada vez más grande en el balance oferta- demanda.

Este desbalance incremental se ve reflejado en la inestabilidad operativa del SIN, originando una pésima calidad del servicio y, aumentando los precios de la energía para el usuario final, sin dejar de mencionar el aumento sustancial en las emisiones de CO2 al ambiente.

#### 5.2.4 Riesgo 4: Intervención del marco legislativo del sector eléctrico y sus instituciones

La mayoría de proyectos de generación eólica y solar que fueron adjudicados en subastas con obligaciones de energía firme y vigencias a partir de diciembre del 2022 en la Guajira han tenido que suspender o cancelar definitivamente (proyecto eólico Windpeshi de 205 MW) sus operaciones porque las comunidades no han



aprobado ni permitido su desarrollo y por ende no han logrado obtener a tiempo sus licencias ambientales.

Esta situación ha originado que los proyectos empiecen a acumular pérdidas económicas al tener que financiar el cumplimiento de sus obligaciones contractuales adquiridas mediante las diferentes subastas (SCLP y/o energía firme) aumentando la probabilidad de desistimiento a estas obligaciones cancelando los proyectos y pagando las respectivas penalidades como lo hizo Enel.

Ante esta situación crítica y muy riesgosa para el abastecimiento seguro y confiable del país, el Gobierno Nacional suscribió un pacto por la transición energética en La Guajira, con las comunidades, autoridades regionales, empresas y gremios del sector eléctrico y expidió el Decreto 1276, mediante el cual suspende las obligaciones adquiridas en las Subastas CLPE 02-2019 y 02-2021 para los proyectos ubicados en la región y da a estas plantas “Prioridad en la asignación de Cargo por Confiabilidad”, una ventaja competitiva que compromete la eficiencia de este mecanismo de mercado.

En resumen:

- a) Se mantiene el riesgo incremental de desbalance oferta/demanda en el país.
- b) Las pérdidas económicas que tenían los proyectos en La Guajira, pasan a ser subsidiadas directamente por los usuarios a través de sus tarifas sin solucionar la causa de los atrasos de los proyectos.
- c) Se aumenta el costo de la energía spot que se transa en la bolsa de energía del MEM.
- d) Se pone en riesgo financiero a los comercializadores (por el aumento en los precios de la energía para cubrir su demanda y en sus costos de transacción).
- e) Se desconoce el carácter privado de los contratos entre agentes del mercado mayorista.
- f) Se da prioridad a unos agentes sobre otros sin compensación.
- g) Se incentiva la formación de precios altos e ineficientes que pagara la demanda.



h) Se desincentiva la participación en nuevas subastas.

**En conclusión, se pone en riesgo el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo.**

### **5.3 Riesgos para la confiabilidad en el largo plazo**

Revisando las perspectivas de largo plazo hemos identificado que los dos principales riesgos para la atención de la demanda con calidad, confiabilidad y seguridad en un escenario de 5 años son:

#### **5.3.1 Riesgo 1: Déficit de energía firme**

Como se ha analizado, para garantizar el cumplimiento del objetivo de seguridad energética del que habla la transición energética global, es prioritario trabajar en facilitar la entrada de los proyectos tanto de generación como de transmisión asignados mediante subasta.

Lanzar nuevos procesos competitivos para cumplir con las necesidades de la demanda y aumentar generosamente la capacidad instalada del sector eléctrico con recursos que permitan cumplir con una descarbonización del sector proporcional o comparable con el impacto de las emisiones que este aporta al GEI del país (4%) o al GEI a nivel global (0,0294%).

Para asegurar la confiabilidad del sistema, se debe definir como se configura la matriz energética que cumpla con los compromisos de descarbonización, preservando la independencia energética del país entre otros aspectos. De acuerdo con estudios y experiencias internacionales es conveniente que la matriz energética de un país cuente con una mezcla de tecnologías que den fortaleza y seguridad al sector eléctrico.

En Colombia es importante contar con energía firme que respalden la variabilidad de producción ligada con características o eventos climáticos. Si se revisa el factor de planta histórico de las unidades de generación fotovoltaicas instaladas en el país o el de Jepirachi, se encontrará que también las FNCER ven afectada su productividad en las temporadas de lluvias.

La energía firme de los recursos renovables no convencionales, por su intermitencia no serán suficientes para compensar la falta de energía firme del sistema integrado.

Es decir, en el futuro, ante la alta variabilidad del clima para mantener la confiabilidad del sistema es necesario también adicionar recursos convencionales.

Se requiere el respaldo de la energía firme para evitar un desabastecimiento de energía, lo cual implica la utilización del potencial energético del país: hidroeléctrico, gasífero, carboeléctrico debidamente gestionado para tener bajas emisiones de CO<sub>2</sub>, entre otros.

### **5.3.2 Riesgo 2: Definición clara de metas de transición energética en Colombia**

Con los planteamientos de los documentos de la TEJ, Colombia pierde su independencia y autosuficiencia de combustibles fósiles que soportan la firmeza en la generación del sector eléctrico, especialmente del gas y carbón. Lo que limitara la atención de la demanda de energía eléctrica, especialmente en el corto y en el mediano plazo

Según estos documentos a largo plazo y como consecuencia de la transición energética del país, la generación eléctrica requerida para abastecer el crecimiento de la demanda y la sustitución del consumo de otros energéticos como el carbón y los combustibles empleados en la industria y el transporte (vehículos eléctricos), se utilizarían fundamentalmente recursos renovables no convencionales de energía, plantas hidráulicas menores a filo de agua, y en porcentajes muy bajos con hidrógeno y energía almacenable.

Esto no es posible técnica ni económicamente en el mediano plazo, ni para Colombia ni para ningún país. Se deben establecer rutas para reducir al máximo el CO<sub>2</sub> y la contaminación de otro tipo, pero cada fuente energética tiene sus características particulares en términos de confiabilidad, contaminación, precio, capacidad de generar potencia, necesidades de transporte, entre otros. Se debe buscar la combinación ideal de ellos y establecer metas de descarbonización reales y alcanzables en los periodos determinados.

### **Comentarios a escenarios propuestos de la transición energética**

La transición energética global se creó ante la necesidad de controlar el calentamiento global y que Colombia se comprometió COP26, los principales objetivos de la transición energética para Colombia son reducir en 51 % las emisiones de GEI al año 2030 y lograr la carbononeutralidad al 2050.

Para empezar con este tema se presenta esta gráfica donde se agrupan por combustible los proyectos registrados ante la UPME, que definen el máximo potencial de capacidad a instalar por combustible que en este momento tiene intención de entrar al SIN.

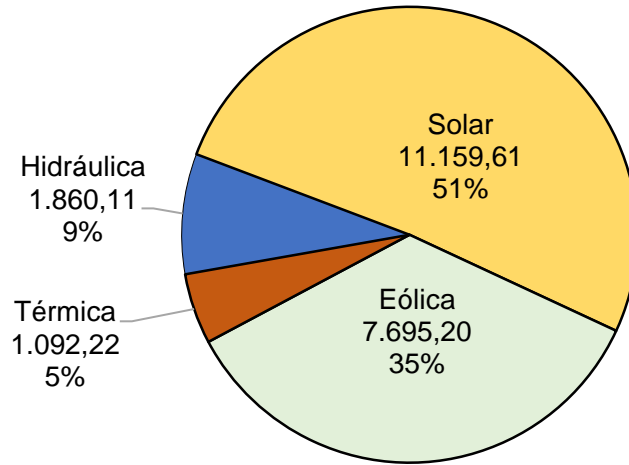


Figura: 21 Proyección proyectos de generación  
Capacidad por recurso – Proyectos Inscritos vigentes a 2023

Esta información es importante para ver que efectivamente el apetito por proyectos solares y eólicos ha aumentado, sin embargo, esta capacidad solo se hará efectiva antes de 2030, si tiene viabilidad técnica y de conexión, ambiental, financiera. Y por ejemplo en el caso de energía solar hay registrados proyectos por 11,159 GW mucho menor a los 16 GW proyectados en los documentos de transición energética Justa del gobierno nacional). Si se llegara a viabilizar y construir todos los proyectos registrados ante la UPME la capacidad instalada del país alcanzaría una capacidad total de 40.831 MW.

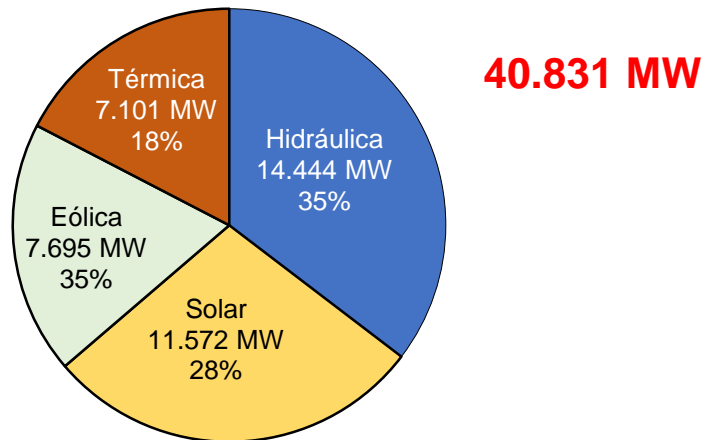


Figura: 22 Proyección de la matriz de generación, capacidad Proyectada a 2032

Revisando los documentos del Gobierno Nacional, relacionados con la TEJ al 2050, encontramos las siguientes proyecciones:



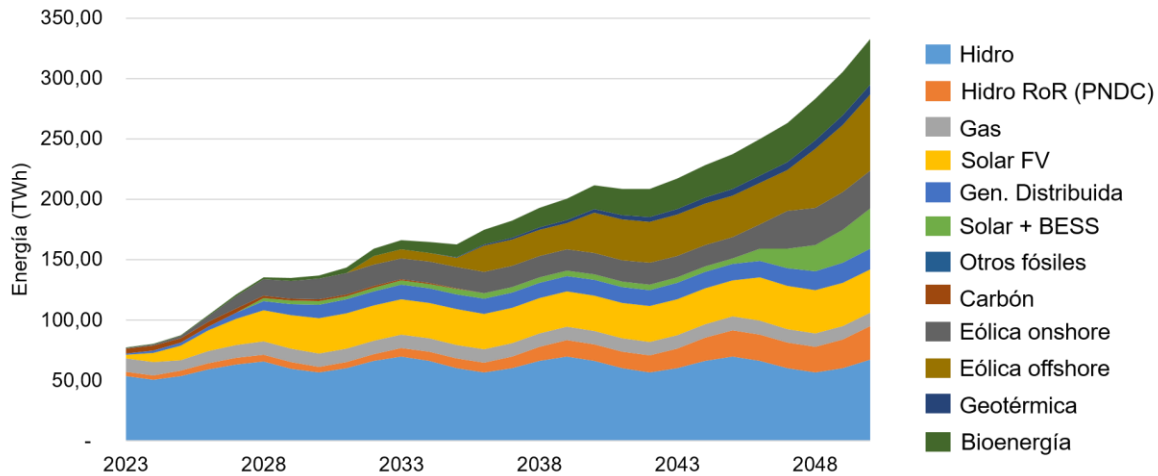


Figura: 23 Generación Energía Eléctrica Escenario Transición energética Justa (TEJ)

Según este escenario, se observa que el Gobierno Nacional solo piensa permitir el aumento de capacidad de generación hidráulica con plantas no despachadas centralmente -PNDC- (menores a 20 MW, con embalses pequeños o filo de agua) para reemplazar la disminución de capacidad efectiva de las plantas actuales despachadas centralmente, es decir, con capacidad instalada mayor de 20 MW (estas plantas pueden disminuir su capacidad efectiva por sedimentación de sus embalses entre otros).

La capacidad de generación con gas permanece constante lo que quiere decir que debemos aumentar la exploración y explotación de este combustible para mantener la independencia energética del mismo, y/o revisar la viabilidad económica de la asignación de la llamada regasificadora del Pacífico que hasta la fecha está sin financiación.

El carbón desaparece a comienzos de la década de 2030, en esta misma década entran proyectos de generación eólica *offshore* y de biomasa equivalentes a 5 GW instalados aproximadamente.

La UPME proyecta que a 2027, que la capacidad instalada de la matriz eléctrica del país se haya modificado hasta ser 43% hidroeléctrica, seguida en 30% por la energía solar, superando la generación térmica que actualmente es la segunda fuente de energía en la matriz eléctrica.

El plan proyecta a que a comienzos de la década 2040 se va a tener una capacidad instalada de generación solar, (compuesta por solar FV, generación distribuida, y solar + BESS (el sistema de almacenamiento BESS, es una solución energética que guarda energía en sus baterías); que duplica la capacidad total instalada de la matriz de generación actual, como se observa en la gráfica siguiente:

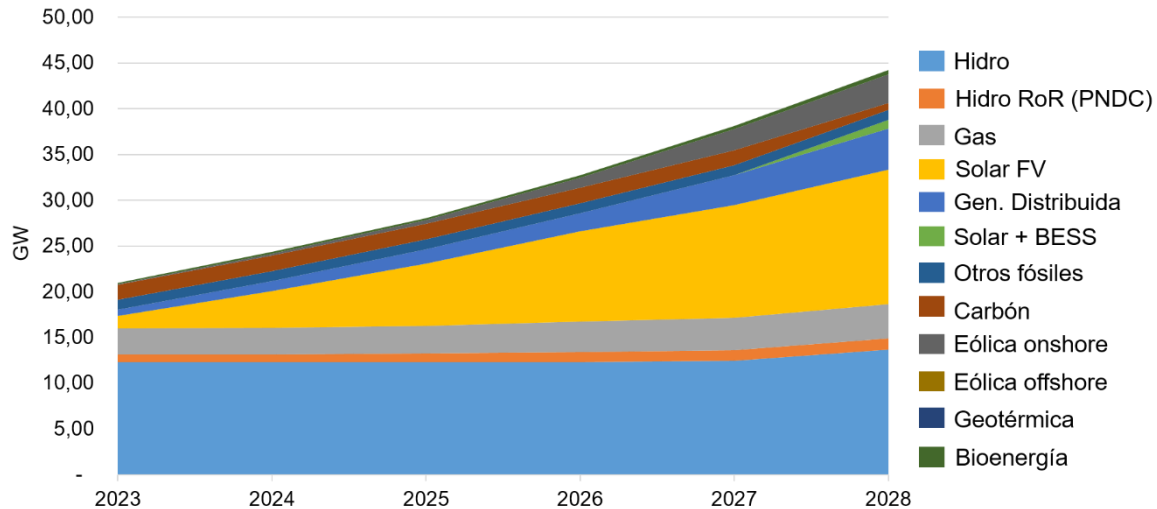


Figura: 24 Capacidad Instalada Escenario TEJ

Para ACIEM, llama la atención estas proyecciones al 2030 pues en la actualidad solo hay asignados proyectos solares que deben estar entrando en los próximos 2 o 3 años y no hay tiempo para diseñar, asignar, madurar (permisos ambientales, permisos de conexión, adecuación de redes de transmisión y puntos de conexión, consultas previas, financiar, entre otros) y gestionar instalación y entrada de toda esa capacidad instalada de energía solar antes de 2030.

Por esto, ACIEM considera que se deben revisar los compromisos al 2030 y definir la realidad en términos de cuales opciones tiene posibilidad de cumplir con la meta de reducción de CO2

Es decir, se debe empezar por terminar lo que ya está en proceso, realizar las subastas o asignaciones para financiar e implementar rápidamente la reducción de restricciones y pérdidas técnicas sin incrementar las tarifas a los usuarios, revisar técnicamente los planes de expansión tanto de transmisión como de generación a 2030.

Incluyendo plantas que respondan por los servicios complementarios adicionales necesarios para el adecuado funcionamiento del sistema como potencia reactiva, voltaje, regulación de frecuencia, rampas de la curva de demanda, entre otros, siempre cumpliendo con los criterios de seguridad, confiabilidad, continuidad del servicio asegurando que este sea asequible para todos los usuarios.

Además, se debe reactivar el tema de revisión regulatoria que permita implementar procesos que optimicen el despacho de las plantas de generación incluyendo las FNCER, revisar temas que flexibilicen la operación diaria horaria del sistema (Mercados Intradiarios)

Ahora revisando estas proyecciones a más largo plazo, encontramos lo siguiente:

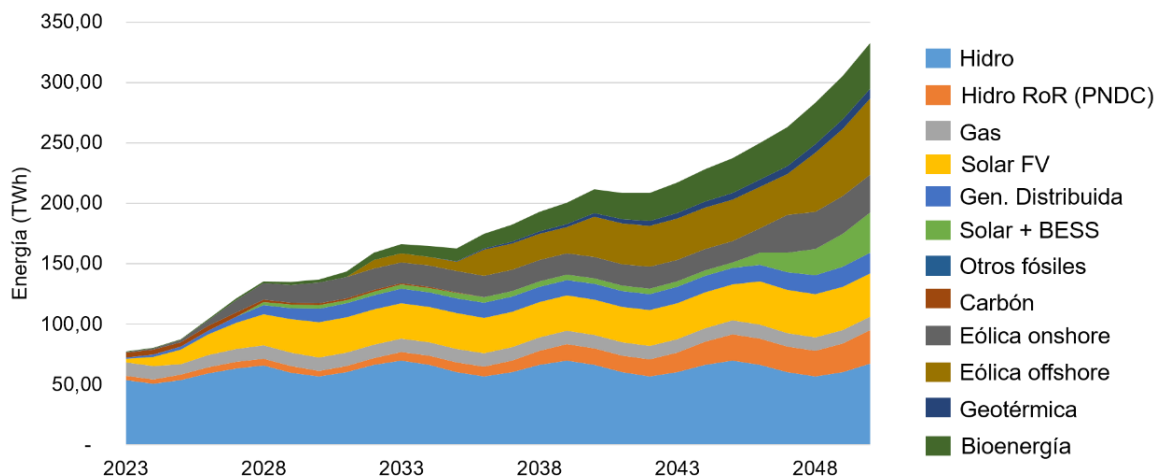


Figura: 25 Generación Energía Eléctrica Escenario Transición Energética Justa (TEJ)

ACIEM estima que las proyecciones de demanda están muy por encima del 4% histórico para los últimos 10 años lo que hace que se necesite una capacidad instalada de generación proporcional formada por diferentes tecnologías que aporten a la seguridad del suministro, es decir, que puedan dar continuidad para prestar un buen servicio a la demanda.

### Conclusiones y recomendaciones el sector eléctrico

- Se requiere alinear los objetivos de la transición energética con los compromisos adquiridos en el acuerdo de Paris, es decir, centrar los mayores esfuerzos de descarbonización en los sectores que más emiten GEI: agricultura, ganadería, deforestación y otros del suelo (AFOLU).
- Los grandes esfuerzos logísticos, administrativos, financieros para cumplir con los compromisos del COP 26, se deben centrar en los sectores y subsectores que aportan una mayor producción de CO<sub>2</sub>, por ejemplo, en detener la deforestación de manera más contundente y reducir emisiones en el sector transporte.
- En noviembre de 2021, el Gobierno colombiano se comprometió en el COP26, ante la comunidad internacional a ser un país carbono-neutral al 2050, reducir las emisiones de GEI en un 51% y a tener cero deforestación al 2030.

Compromisos que son poco probables de cumplir en los tiempos definidos y bajo las condiciones socioeconómicas actuales. Se recomienda ampliar estos plazos tal como lo han hecho China e India, países mucho más



desarrollados, con metas de carbono cero neto a 2060 y 2070 respectivamente.

- Alinear los objetivos de la transición energética global con los objetivos de la TEJ dando al sector eléctrico colombiano una obligación comparable con su impacto de las emisiones que este aporta al GEI del país (4%) o al GEI a nivel global (0,0294%).
- Evaluar las soluciones energéticas que hay sobre la mesa y seleccionar las que tienen posibilidades reales de ser implementadas en Colombia. Por ejemplo, la generación de energía eléctrica a mediana y gran escala con hidrógeno todavía se encuentra en una fase inicial en otros países y tiene problemas con su almacenamiento y transporte lo que se ve reflejado en costos altos que no permitirían cumplir con los objetivos de acceso a la energía a precios competitivos, igual es el caso de las soluciones para almacenamiento de energía.
- Mantener estable el marco regulatorio del mercado asegurando la estabilidad jurídica a los agentes actuales e inversionistas, incentivando la entrada de proyectos financiados por privados y la colaboración público privada, para atender con eficacia y eficiencia las problemáticas actuales.
- Es necesario implementar un plan de choque para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y distribución atrasados (propuestos, planeados y en ejecución), a fin de conservar los niveles de seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio.
- En el corto plazo, dar prioridad en la expedición de permisos ambientales, y de cualquiera otra índole, que estén atrasando la entrada en operación de las líneas de transmisión nacional y proyectos de generación hídricos o con recursos FNCER (proyectos eólicos y solares) asignados mediante subastas.

Estos activos son imprescindibles para evitar desbalances generación/demanda que producen demanda no atendida por falta de potencia y energía que supla los incrementos de demanda y la disminución de generación hidráulica originada en el fenómeno del Niño o sequías producidas por el cambio climático.

- La expansión de generación Agosto 2023-Julio 2025, está fundamentada en 1.795 MW de proyectos con OEF y **6.705 MW de proyectos solares fotovoltaicos con garantías bancarias**. Estas garantías no aseguran la



entrada de tales proyectos y en el pasado solo ha ingresado el 10% o 15% de la capacidad esperada.

Es necesario que las entidades del sector eléctrico, por otros medios, aseguren la entrada de tales proyectos, para evitar un posible desabastecimiento de energía.

- Ante la probabilidad de un fenómeno 'El Niño' prolongado, se considera prudente que el CNO implemente un procedimiento adicional a los existentes para asegurar el suministro continuo y oportuno de las cantidades de combustible nacional e internacional necesario y su logística de abastecimiento (disponibilidad de gasoductos, poliductos, carreteras, muelles entre otros).
- Determinar las cantidades de combustibles requeridos por el parque térmico durante la ocurrencia del fenómeno 'El Niño': gas, carbón y líquidos, y elaborar un plan que permita asegurar su suministro y la logística del mismo.
- Fortalecer la regulación relacionada con consultas previas para proyectos FNCER.
- Buscar opciones de generar con carbón de manera sostenible y con tecnologías apropiadas no contaminantes.
- Incentivar la opción de nuevas plantas de generación hidráulica e hidráulicas de bombeo.
- Fortalecer los mecanismos para asignación y desarrollo de proyectos de repotenciación, compensación, eficiencia energética y disminución de pérdidas técnicas en todo el territorio nacional.
- Asegurar el levantamiento eficiente técnica y económicamente de las restricciones que hoy son atendidas con generación con combustibles líquidos.
- Incluir el gas como opción limpia para una transición económicamente viable en el mediano y corto plazo pues brinda soporte a la confiabilidad y asegura la continuidad que no tienen las FNCER.



- Por seguridad del sistema eléctrico se recomienda mantener vigente en las subastas de la CREG, el principio de neutralidad tecnológica, en el cual no se privilegia a ningún tipo de tecnología.
- Para el mediano y largo plazo es necesario asegurar la entrada de nuevos proyectos de generación para cumplir con las necesidades de la demanda y aumentar la capacidad instalada del sector eléctrico con recursos que permitan cumplir con los criterios técnicos de seguridad, confiabilidad y economía y con los objetivos de descarbonización del sector.
- En el mediano plazo, se pueden implementar pilotos que ayuden a reglamentar e identificar las necesidades de regulación de las comunidades energéticas para las zonas no interconectadas donde no afecten la calidad de la energía del SIN, apoyar las comunidades de estas zonas en temas técnicos y de mantenimiento de tecnologías de FNCER dándole espacio a los agregadores de demanda.
- Teniendo en cuenta la entrada de generación intermitente y nuevas tecnologías en alta y baja tensión estos sistemas deben ser revisados y adecuados a las nuevas necesidades del SIN, establecer la necesidad de servicios complementarios ajustada a las proyecciones que se están haciendo de entrada de energía fotovoltaica.
- Para asegurar la confiabilidad es importante definir la configuración de la matriz energética que cumpla con los compromisos de descarbonización, preservando la independencia energética del país entre otros aspectos.
- Agilizar los proyectos de exploración de gas con contratos vigentes para asegurar la mayor cantidad posible del combustible en el corto plazo y así afrontar los periodos de escasez de los próximos años.
- Actualmente el gas tiene certidumbre, competitividad y precios asequibles, por lo que se debe promover y acelerar su exploración y explotación. Desligar el precio del gas del precio internacional hace más viable su utilización como combustible económico para generar energía eléctrica.



## **6. GAS NATURAL**

### **6.1 Contexto nacional gas natural**

Desde los años 70, cuando se descubrió gas en el campo Ballena de La Guajira se inició el crecimiento del sector gas y la integración de plantas térmicas a gas al sector eléctrico, pero fue en los años 90 cuando se inauguró la interconexión entre los principales yacimientos y los centros de consumo de gas y empezaron a desarrollarse los contratos de asociación para explorar y explotar los yacimientos de gas.

Entre 1997 y 1998 se separó la actividad de transporte de gas de la producción y se otorgaron concesiones en áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima.

Teniendo en cuenta la abundancia de este recurso y su bajo precio de extracción y comercialización el Gobierno Nacional ha lanzado diferentes programas de masificación, logrando que este momento, se atienda demanda en la mayoría de sectores de la economía: residencial, transporte, industria y generación eléctrica. Se iniciaron los procesos de contratación de la red troncal de gasoductos para conectar los campos de producción con los centros de consumo.

Es importante destacar que la primera transición energética en el país inicio en 1991 cuando el departamento nacional de planeación (DNP) propuso y motivo la implementación del Plan de Masificación del Consumo de Gas Natural en Colombia, como una de las soluciones a la crisis energética nacional que comenzó en el año 1992 con el apagón nacional originado en el fenómeno 'El Niño' y en la alta indisponibilidad de las plantas térmicas que en ese momento eran gestionadas y administradas por los gobiernos regionales.

Desde esa época mediante política energética y regulación económica se ha incentivado el desarrollo público-privado de la expansión del transporte y de la comercialización de este combustible.

El gas tiene un papel protagónico en la transición energética pues dentro de los combustibles fósiles, es el menos contaminante, puede ser hasta 50% menos emisor de CO<sub>2</sub> que el carbón, dependiendo de la fuente de producción. Y en términos de eficiencia económica es la energía con mejor relación precio-poder calorífico.

El gas que se consume en Colombia es de alta calidad pues para entrar al sistema de transporte debe cumplir con las especificaciones de los parámetros de calidad del gas natural que se encuentran definidas en la Resolución de la CREG No 071 de 1999 (Reglamento Único de Transporte-RUT), así como en las demás normas

que la han modificado, adicionado, aclarado o sustituido, se alinean con la mitigación del efecto invernadero para evitar el cambio climático, uno de los objetivos del trilema energético.

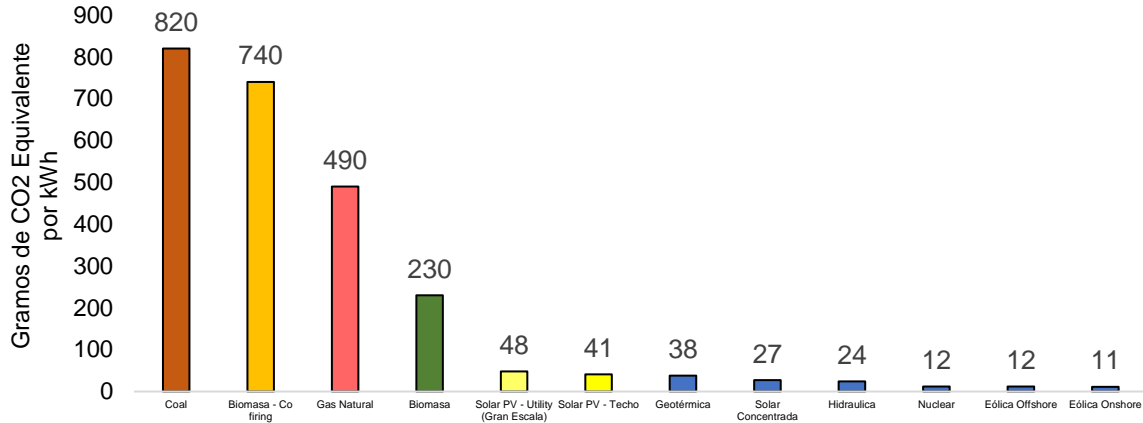


Figura: 26 Emisiones por tipo de Tecnología de Generación (gCO2/kWh)

En 2022, el Parlamento Europeo incluyó usos del gas natural en la taxonomía verde, la taxonomía verde, es el sistema para clasificar las inversiones consideradas ambientalmente sostenibles en el contexto del Pacto Verde Europeo (*European Green Deal*) que busca la carbono neutralidad de la Unión Europea en 2050. En este contexto el gas se considera como recurso sostenible.

Tomás González, ex Ministro de Minas y Energía, y actual director del Centro Regional de Estudios de Energía (CREE), asegura que es el combustible que en el corto plazo permite bajar las emisiones, sustituyendo carbón en la industria y combustibles líquidos en el transporte, mientras que maduran comercialmente las tecnologías como el hidrógeno y las baterías, que todavía no están listas.

*“Hay mucha incertidumbre sobre la oferta de gas de mediano plazo. Las cifras del propio Gobierno muestran que perderíamos la autosuficiencia en la segunda mitad de esta década y no son claras las señales para el desarrollo del 'offshore', o en su defecto de importaciones. Tenemos el gas que necesitamos, tenemos que ser muy claros en qué vamos a desarrollarlo”,* enfatizó el exministro. Sin embargo, los análisis que vienen a continuación muestran que hay riesgos de un posible desabastecimiento de gas natural en los próximos años.

Vale la pena recordar que los compromisos de la transición energética para Colombia son reducir en 51 % las emisiones de GEI al año 2030 y lograr la carbono neutralidad al año 2050.





En esta sección se presenta un contexto del sector de gas natural, tratando de resolver las innumerables inquietudes relacionadas con su seguridad de suministro (disponibilidad local, factibilidad de importación, impacto en la transición energética de la falta de gas natural en el país) para terminar haciendo un análisis de los riesgos de confiabilidad del sistema de gas colombiano frente a las políticas y cambios propuestos por el TEJ del Gobierno Nacional, teniendo en cuenta de lo mencionado anteriormente sobre el contexto internacional y nacional de la transición energética.

## 6.2 Reservas de gas natural

El activo más valioso que puede tener una compañía dedicada a la Exploración-Producción y Comercialización de petróleo y/o gas es el volumen de sus reservas. Las reservas son las cantidades de petróleo y/o de gas natural que una compañía puede acreditar en su balance.

Una posición favorable de las reservas le permite a una compañía plantear negocios comerciales o integrar la producción con el sistema de refinación y producir y vender combustibles líquidos o comercializar gas natural.

Para valorar las reservas de petróleo y gas natural, se han establecido prácticas estandarizadas para evaluar dichas reservas con base en información de cada yacimiento, la cual es analizada y cuantificada por expertos especializados y reconocidos a nivel mundial, los cuales deben estar oficialmente certificados para poder cumplir esa función.

Es importante definir estos conceptos por cuanto las Declaraciones de Producción de Gas Natural se basan en los estimados de producción mes a mes por un horizonte de tiempo de 10 años y a partir de las reservas probadas de cada campo con el propósito de tener los volúmenes de petróleo y/o gas natural con la mayor certidumbre posible a fin de que la planeación de abastecimiento que se hace a nivel nacional tenga los mejores elementos de análisis.

### 6.2.1 Tipos de reserva

Con el fin de tener mayor claridad sobre la información recopilada por el ministerio de minas y energía, presentamos las definiciones de los tipos de reservas que se utilizan para gestionar y proyectar las existencias de este combustible en el país.

- a) **Reservas probadas:** Es la medida de las reservas de energía de combustibles fósiles, como las reservas de petróleo, las reservas de gas natural y las reservas de carbón.

Son aquellas fuentes de energía estimadas con certeza razonable, a partir del análisis de datos geológicos y de ingeniería, para ser recuperables de reservorios establecidos o conocidos con el equipo existente y bajo las condiciones de operación existentes. Una reserva se considera probada si al menos el 90% de las reservas identificadas, se recuperan por medios económicamente rentables.

- b) Reservas probables:** Son aquellas que tienen una menor certeza que las reservas probadas, pero aún tienen una alta probabilidad (más del 50%) de ser recuperables por medios económicamente rentables.
- c) Reservas posibles:** Son aquellas que tienen una menor certeza que las reservas probables y solo tienen una baja probabilidad, alrededor del 10% de ser recuperables por medios económicamente rentables.

En algunos casos se habla de recursos o reservas contingentes que son las cantidades de hidrocarburos que se anticipa son comercialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a partir de acumulaciones descubiertas, a una fecha determinada y bajo ciertas condiciones definidas.

Presentamos los valores de reservas reportados por los productores de gas en Colombia a la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, expresados en Gpc, durante los dos últimos años:

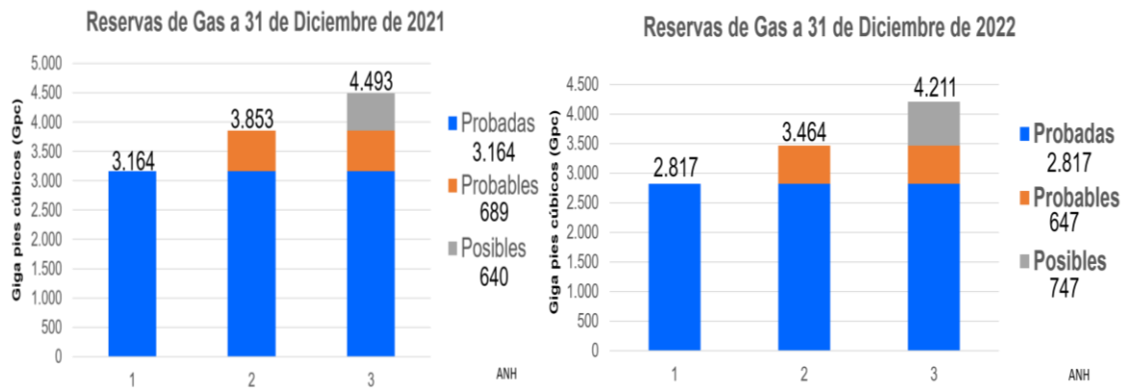


Figura: 27 Reservas de Gas 2021 – 2022

A finales del año 2022 las reservas de gas natural disminuyeron un 6,2% con respecto al año anterior, sin embargo, este ejercicio varía anualmente, dependiendo de las condiciones de cada formación, y de los resultados del proceso de exploración y explotación durante el año anterior.

Esta dinámica la podemos ver con las reservas probadas en la siguiente gráfica:

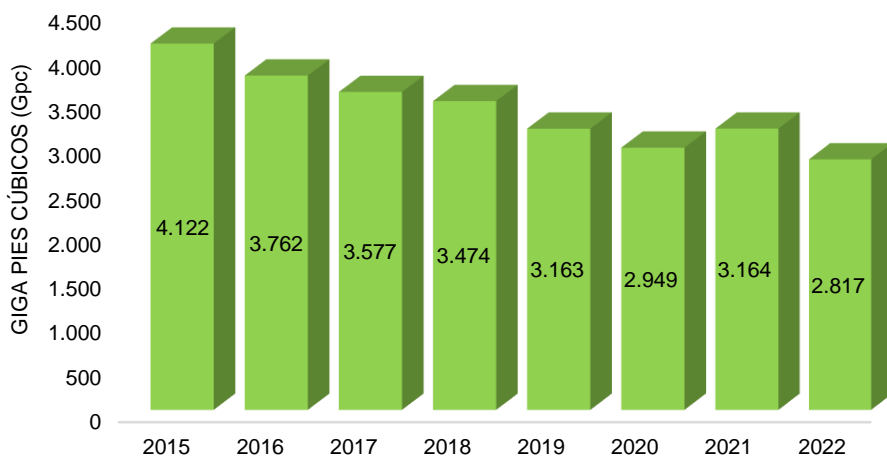


Figura: 28 Evolución de las Reservas Probadas 2015 - 2022

Las reservas probadas disminuyeron un 30% en el periodo comprendido entre 2015 y 2022.

### 6.3 Declaración de producción por campo

La Declaración de Producción, nace de la necesidad del Ministerio de Minas y Energía, de conocer la producción de gas natural con un horizonte a 10 años, la cual, al compararse con la demanda esperada, permite identificar los excedentes o faltantes del sistema y tomar así las medidas necesarias para garantizar el abastecimiento de la demanda a largo plazo.

La Declaración de Producción se convierte así en una herramienta muy importante de política energética y permite conocer no solo la proyección de producción de gas por cada campo y por mes en un plazo de 10 años, sino también la producción ya comprometida y la que potencialmente estará disponible para nuevas transacciones.

Los conceptos fundamentales de la Declaración de Producción son:

a) **Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado**

**PP:** Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada del sistema de transporte.

Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas Probadas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas.



- b) **Producción Comprometida de un Productor PC:** Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza.
  
- c) **Producción Total Disponible para la Venta PTDV:** Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado.

La Declaración de Producción es un mecanismo diseñado con dos objetivos:

- a) Que el Ministerio de Minas y Energía cuente con información a largo plazo para presupuestar la producción y los recursos de regalías que se percibirán por la producción de gas natural.
- b) Para ofrecer al mercado información de la proyección de producción de gas natural mes a mes durante un periodo de 10 años, a fin de que los agentes cuenten con la información suficiente para determinar los recursos de oferta potencialmente disponible en ese periodo de 10 años.

Lo anterior implica que los reportes de producción deben consultar las realidades de los campos y ajustarse a los parámetros técnicos que definen las potenciales capacidades de producción en cada caso.

Es importante tener en cuenta, que, por tratarse de proyecciones a futuro sobre el comportamiento esperado de campos de producción de hidrocarburos, estas proyecciones tienen cierto grado de incertidumbre y no pueden tomarse como inmodificables, porque dependerán de la realidad operacional de cada momento.

Más aún puesto que la Declaración de Producción es anual, los valores reportados podrán experimentar cambios al futuro en la medida que se completen los ciclos de producción y de esa manera nueva producción pueda ingresar al mercado.

Las cifras que se reportan corresponden a la mejor información disponible por parte de los socios productores en cada campo, en el momento en que elaboran el informe correspondiente. En la siguiente gráfica se observa la desagregación del potencial de producción por campo y su participación en la atención de la demanda:

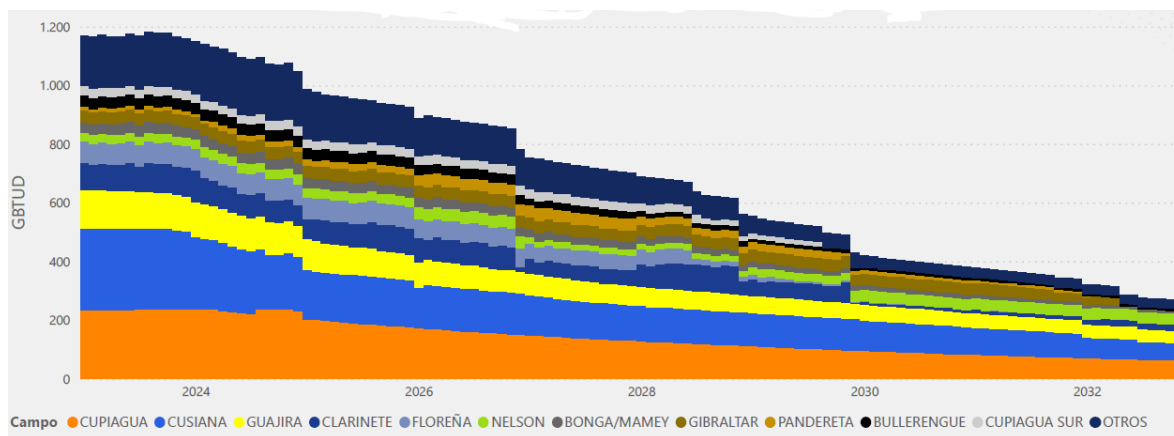


Figura: 29 Potencial de Producción 2023 - 2032

Con la siguiente información, se deduce que Cusiana, Cupiagua y Guajira representan el 51% del Potencial de Producción Nacional para 2024

AÑO GAS	CUPIAGUA	CUSIANA	GUAJIRA	CLARINETE	FLOREÑA	NELSON	BONGA/MAMEY	GIBRALTAR	PANDERETA	BULLERENGUE	CUPIAGUA SUR	OTROS	TOTAL
2024	233	221	114	84	73	33	36	41	17	38	30	188	1109
2025	194	166	97	81	73	33	34	41	23	38	30	155	964
2026	163	146	82	80	65	41	31	41	38	35	30	128	879
2027	141	129	71	49	52	23	27	41	40	26	30	107	733
2028	122	117	63	84	37	20	22	40	27	17	24	83	658
2029	105	111	57	56	10	27	18	40	24	12	13	54	526
2030	90	100	52	9	2	39	14	40	11	9	0	38	404
2031	78	89	48	12	0	39	12	37	8	8	0	33	363
2032	67	66	44	19	0	39	9	12	1	7	0	31	295

Tabla 4 Declaración de Producción 2023 - 2032 por Campo

**Estas cantidades muestran que a partir del año 2024 la producción esperada baja hasta un 73% en 2032, razón por la cual se deben incrementar las cantidades de gas que entren al SNT para atender adecuadamente la demanda.**

En este punto se debe precisar que en Colombia también existe una planta de importación y regasificación de gas natural licuado (GNL) en Cartagena que originalmente se instaló para vender gas importado a las plantas de generación térmica que necesitaban respaldar las OEF, es decir, para brindar confiabilidad al sistema de energía eléctrica de Colombia. Las Declaraciones de Producción del periodo 2023-2032 contemplan la cantidad a Importar Disponible para la Venta de 50GBTUD para el año 2024.

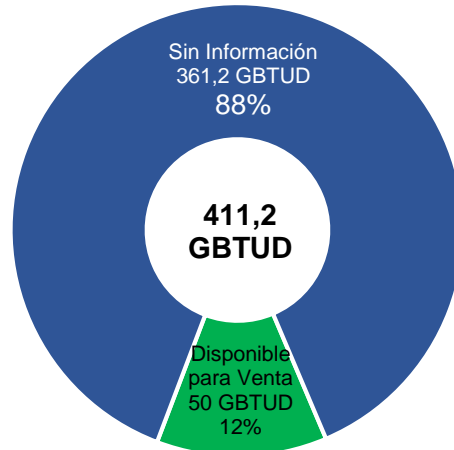


Figura: 30 Capacidad Planta regasificadora de Cartagena.

## 6.4 Producción diaria de Gas Natural (GN)

El informe anual del mercado de gas natural 2022, del Gestor del Mercado, indica que la producción de gas natural se ha venido incrementando en los últimos años, el 2022 presentó un incremento de 4.94% respecto a 2021.

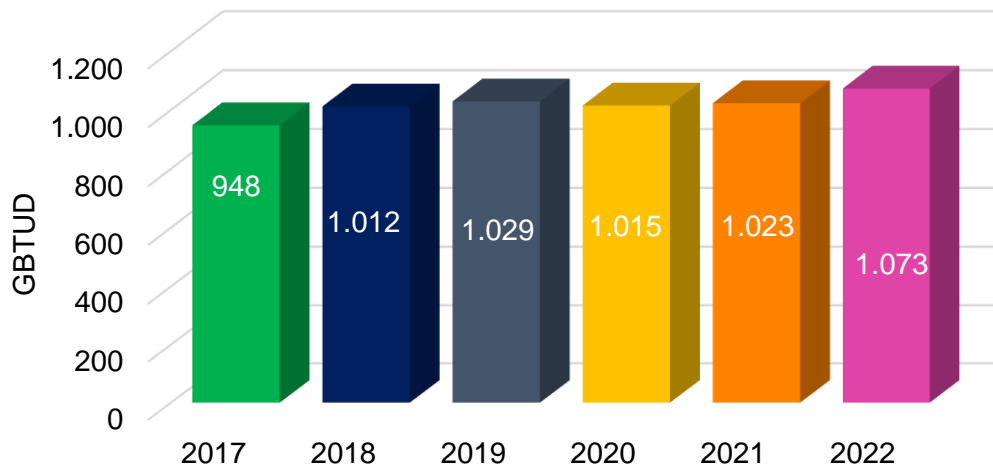


Figura: 31 Producción Diaria de Gas Natural

### 6.4.1 Producción por campo

Tomando la información del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - SEGAS -, presentamos la producción histórica promedio diario de gas natural por fuente en Colombia en GBTUD.

Se observa que en el año 2022, Cusiana y Cupiagua aumentaron su producción promedio diaria con respecto al año anterior:

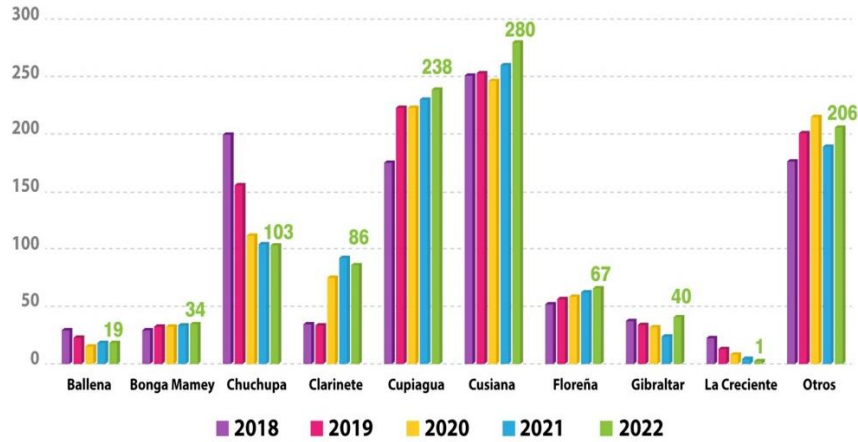


Figura: 32 Producción Promedio Diario de Gas Natural en Colombia 2018 - 2022

A continuación, se presenta la producción promedio diario de gas natural en Colombia desagregada por campo económicos en 2022 (GBTUD).

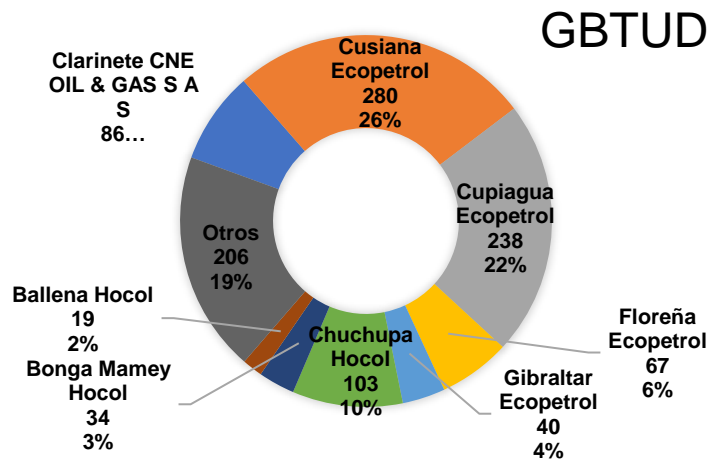


Figura: 33 Producción por Campo en 2022

Los principales campos que participaron en la producción durante 2022 son Cusiana (26%), Cupiagua (22%) y el denominado Otros (19%) que hace referencia a la información agregada de los siguientes campos de producción: El Difícil; Bullerengue; Pandereta; Floreña; Corrales; Níspero – Trombón; Caramelo; Palmer; Nelson; Oripaya; Toronja; Cañahuate; Nelson Porquero; Provincia; Sardinata; El Centro; Apiay; Cantagallo; Llanito; Oboe; Acordeón; Brevia-1; Dina Ecopetrol; Arianna; La Cira Infantas; Cañaflecha; Lisama; Katana; Arandala; La Punta; Morichal; Bloque Esperanza (Prueba Extensa); Pk8 Cupiagua; Arjona; Merecumbe; Ocarina; Yarigui-Cantagallo; Rancho Hermoso; Tempranillo; Bloque Vim 5; Palmarito; Toqui; Puli y Santa Clara.

A continuación, se muestra el potencial de producción diaria por campo según declaración al Ministerio de Minas y Energía:

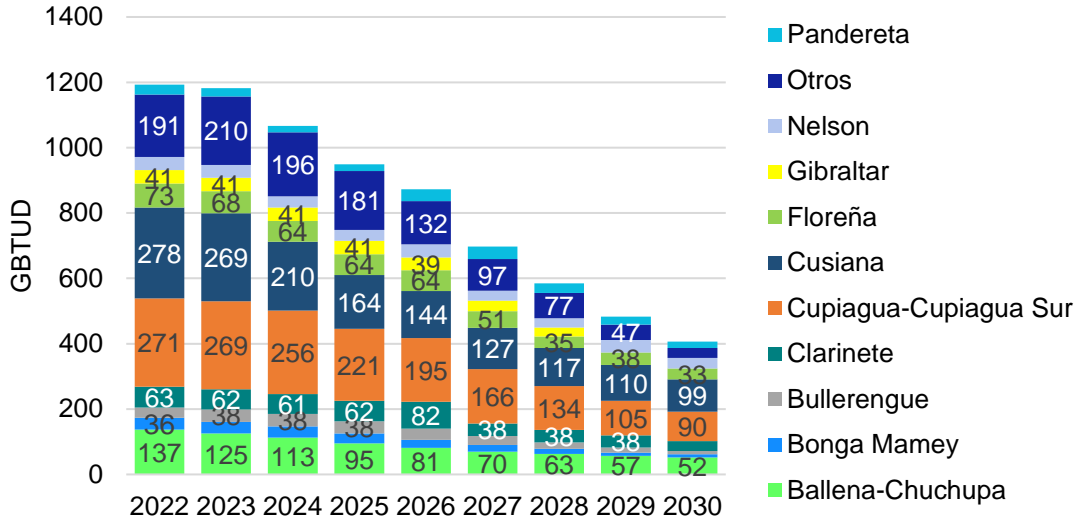


Figura: 34 Potencial de Producción Declarado

### 6.5 Demanda total de gas por sector

Utilizando la información del Sistema Electrónico de Gas (SEGAS), se muestra la evolución histórica de la cantidad de energía tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural, por sector de consumo en el periodo comprendido entre 2017-2022.

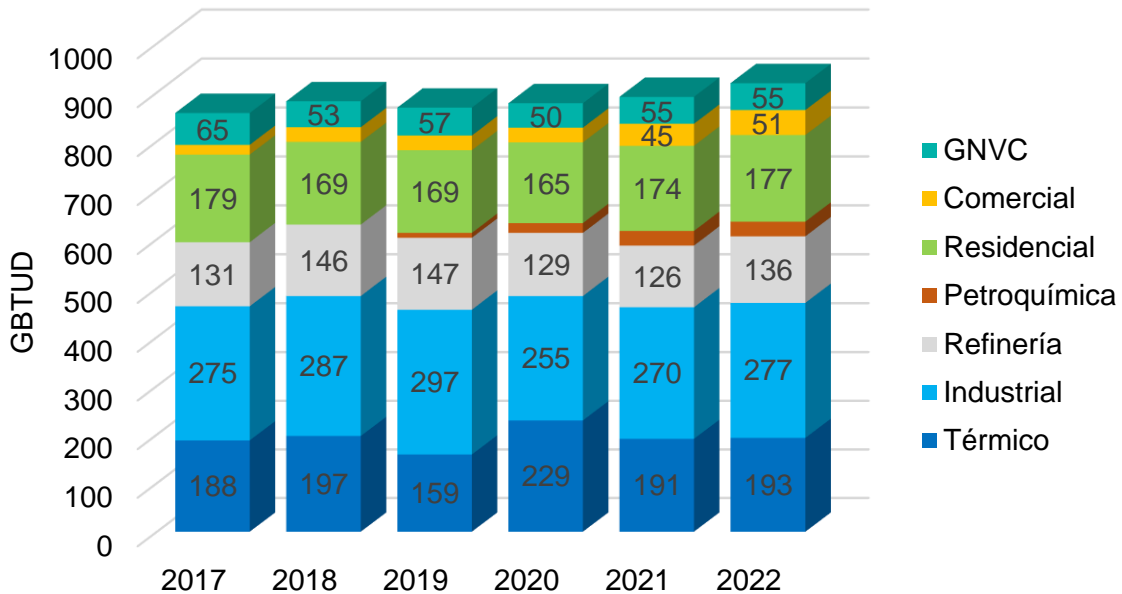


Figura: 35 Demanda de Gas por Sector 2017 - 2022



En los últimos 3 años, se observa crecimiento en consumo de todos los sectores atendidos con este combustible, destacamos que la pérdida de la autosuficiencia afecta negativamente y de manera principal al sector productivo, residencial y de movilidad, que ante la ausencia de una efectiva electrificación de la economía tendrá que recurrir a gas importado, quedando sometido al vaivén de los precios internacionales.

El consumo del sector térmico está muy influido por los efectos del fenómeno del Niño, para lo cual se utiliza principalmente el gas natural importado -GNI- que viene de la planta de regasificación existente.

Para el año 2022 la composición del consumo nacional de gas natural por sectores es el siguiente:

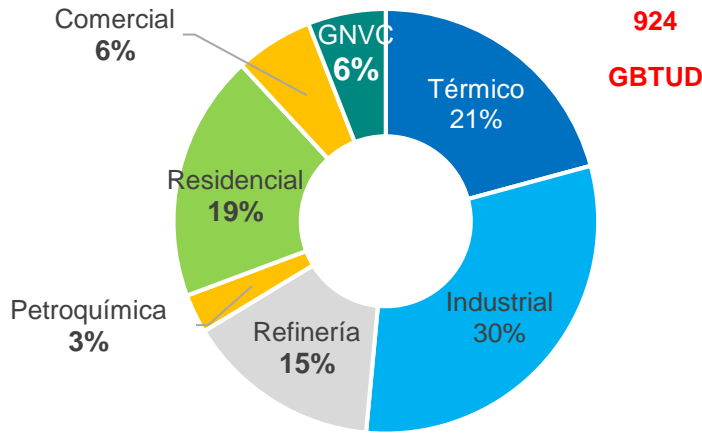


Figura: 36 Participación sectorial en la demanda de gas natural 2022 (GBTUD)

Demanda de gas natural por sector de consumo en los departamentos conectados al SNT:

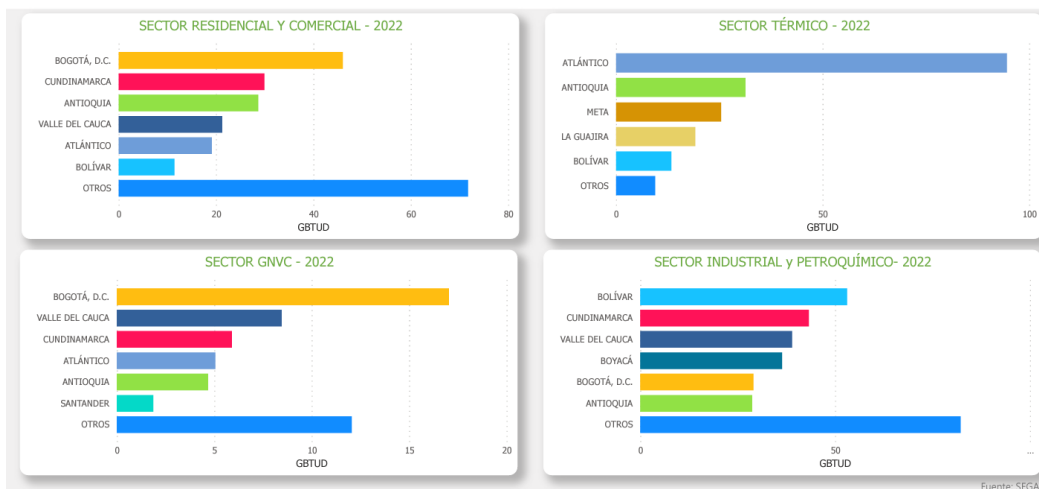


Figura: 37 Demanda de gas natural por sector de consumo en los departamentos conectados al SNT

Se observa que el mayor consumidor de gas residencial y comercial es Bogotá seguido de Cundinamarca y Antioquia; el mayor consumidor de gas natural vehicular (GNVC) es Bogotá seguido del Valle del Cauca y Cundinamarca; el mayor consumidor de gas industrial está en Bolívar seguido por Cundinamarca y Valle del Cauca; el mayor consumidor de gas térmico es el departamento del Atlántico seguido por Antioquia y Meta.

### 6.6 Consumo de gas por generadores

En la siguiente grafica se muestra la distribución del consumo de gas por parte de generadores.

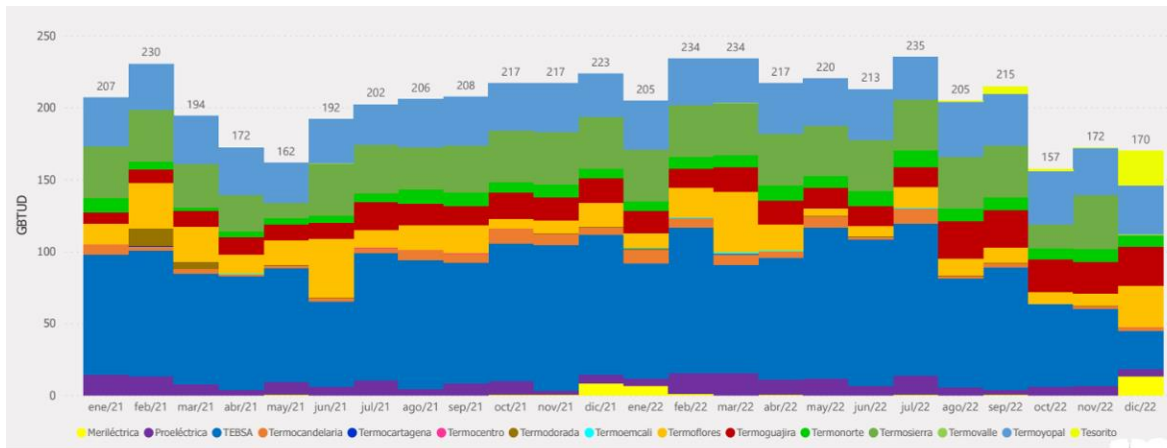


Figura: 38 Distribución de consumo de gas por parte de generadores

Durante el 2022, el consumo promedio de las plantas de generación térmica fue de 206 GBTUD distribuido principalmente entre TEBSA y Termoguajira en la región Costa Caribe con 38% y 9% respectivamente; y Termoyopal y Termosierra en el interior con un 16% y 15%, respectivamente, en relación al total nacional.

En los últimos 5 años el gas natural representó en promedio el 56% de los combustibles utilizados para la generación eléctrica. El gas natural importado contribuyó con el 5%. De enero a agosto de 2022 el gas natural representó en promedio el 69%.

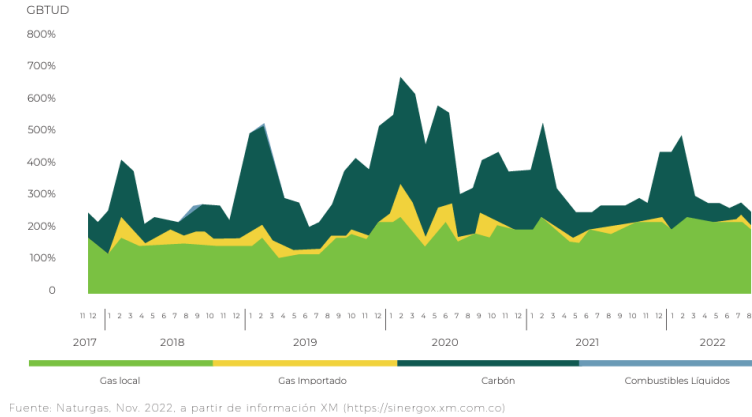


Figura: 39 Uso de combustibles para generación eléctrica 2017 - 2022

Hoy en día, las plantas de generación a gas, representan aproximadamente el 20% de la capacidad instalada de generación eléctrica en el país, históricamente fueron los consumidores que más aportaron al desarrollo del sector de gas natural mediante la suscripción de contratos tanto de transporte como de compra de gas para atender su demanda durante las temporadas secas, especialmente ‘El Niño’, y durante todo el año en las regiones donde existen grandes restricciones eléctricas que las obligan a producir regularmente.

Cuando esos contratos de largo plazo dejaron de ser viables, por allá en el 2010, se viabilizó, primero, el respaldo con líquidos, y segundo, la planta regasificadora. Actualmente este parque se ubica tanto en el interior de Colombia como en la Costa Atlántica teniendo un consumo promedio de gas que representa el 25% del consumo total nacional (200 GBTUD).

Sin embargo, en épocas de hidrología crítica, consumen más de 450 GBTU/d reduciendo significativamente la huella de carbono de la generación al reemplazar combustibles más contaminantes y al mismo tiempo, impactando la disponibilidad de gas para los demás sectores de consumo.

## 7. Análisis gas natural corto, mediano y largo plazo

### 7.1 Análisis de las declaraciones de producción históricas

El ejercicio realizado por ACIEM comprende un análisis de las Declaraciones de Producción durante el periodo 2015-2023.

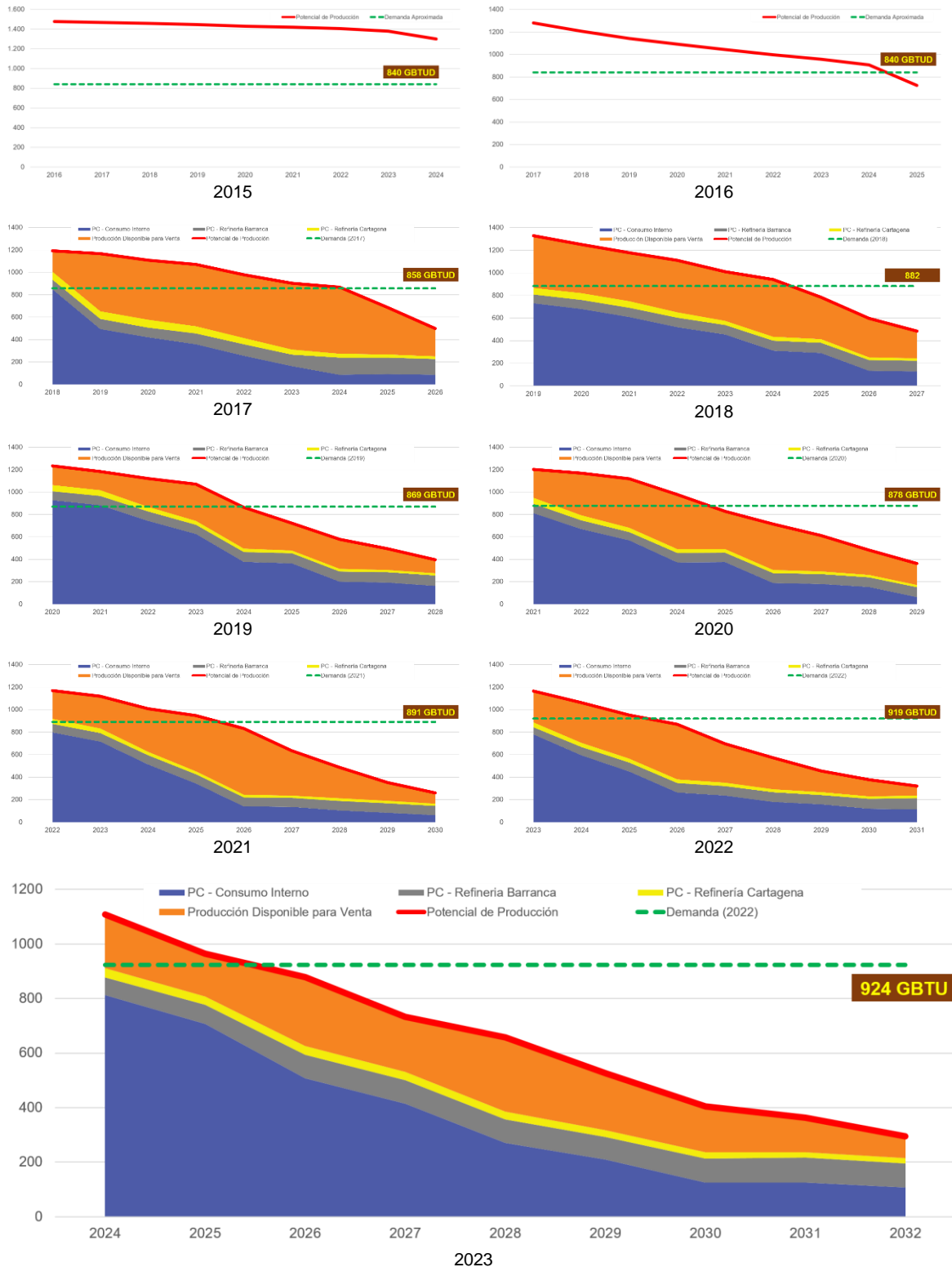


Figura: 40 Declaraciones de Producción 2015 - 2023

Algunas conclusiones del análisis de las declaraciones de producción, año a año, son las siguientes:

- a) La declaración de producción del año 2015 muestra una banda amplia entre la producción potencial y la demanda de gas natural. En ese año no había motivo de preocupación aparente por que la oferta de gas cubría de manera suficiente la demanda esperada de este energético.
- b) Con la declaración de producción del año 2016, se observa que las curvas de producción y demanda se interceptan en el año 2024.
- c) En los años siguientes, las Declaraciones de Producción muestran que el margen de maniobra sigue reduciéndose, y ahora, en el año 2023, nos encontramos con una situación según la cual, el abastecimiento de gas es suficiente solo para cubrir la demanda nacional hasta el año 2026.  
Cabe señalar que en la Resolución UPME 588 de 2023, mediante la cual se declara desierta la licitación para la regasificadora del Pacífico, la UPME en sus considerandos señala lo siguiente: “...teniendo en cuenta la nueva información disponible de oferta y de proyecciones de demanda (...) los resultados obtenidos del último balance volumétrico de gas natural elaborado por la UPME para el periodo 2022-2031 presentan un déficit a partir de mayo de 2026. Esto es, el escenario medio evidencia una pérdida de autosuficiencia para el abastecimiento de la demanda de gas natural a partir de ese momento”.

## 7.2 Análisis de las proyecciones de oferta y demanda

A continuación, presentamos la demanda agregada, agrupada por cuencas: Guajira Offshore, Cesar Ranchería, Catatumbo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, incluyendo 251 campos productores.

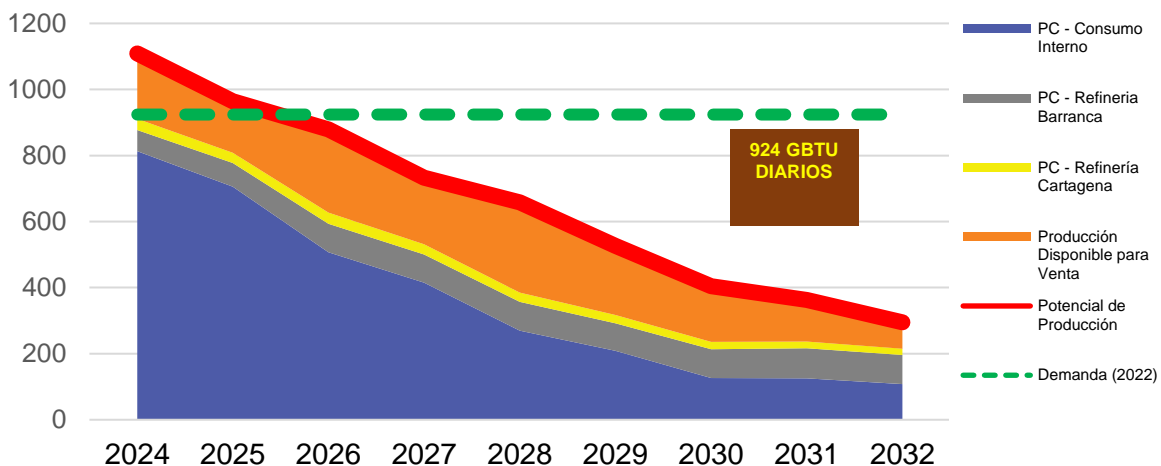


Figura: 41 Declaración de producción 2023 - 2032



En la siguiente tabla se observa que existe riesgo de desabastecimiento a partir del segundo semestre 2026 (874 MBTU), pues la demanda deja de ser atendida con recursos nacionales.

Año Gas	Producción Total Disponible para la Venta	Producción Comprometida	PC Refinería Barranca	PC Refinería Cartagena	Producción Potencial	Cantidades Importadas Disponibles para la Venta
2024	197	813	64	34	1109	50
2025	156	706	71	31	964	0
2026	252	507	86	34	879	0
2027	202	415	85	31	733	0
2028	273	270	87	28	658	0
2029	209	209	83	25	526	0
2030	167	126	87	23	404	0
2031	126	125	91	21	363	0
2032	80	108	88	19	295	0

Tabla 5 Declaración de Producción Potencial de Gas 2024 – 2032

### 7.3 Análisis de los riesgos de abastecimiento del gas natural a corto, mediano y largo plazo.

El gas produce hasta 50% menos emisiones de CO2 que el carbón, y que es el único recurso no renovable que ha sido aceptado internacionalmente (Europa) para atender la demanda de energía, en el proceso de descarbonización de la economía global al 2050.

También hemos visto que, por ser Colombia autosuficiente, hasta ahora, en este combustible, el sector de gas ha contribuido y sigue contribuyendo al país suministrando combustible bajo en emisiones a precios eficientes, mucho menores a los precios internacionales.

Razón por la cual, consideramos se debe mantener la autosuficiencia en producción, pues esto aporta a todos los vértices del trilema energético utilizado para medir el impacto en la transición energética. Recordemos que el trilema se refiere a asegurar el suministro de la energía a precios competitivos y promoviendo la protección ambiental.

Siendo el gas natural, un combustible fundamental en la matriz energética colombiana, del cual dependen más de 11 millones de usuarios o sea más de 35 millones de ciudadanos. Siendo indispensable también en la generación de energía eléctrica, y como combustible limpio en la industria, se hace evidente una situación en la cual el gas natural está llamado a desempeñar un papel central en el proceso



de transición energética, el país no puede permitirse una reducción permanente en el nivel de reservas probadas de gas natural como se ha visto en los puntos anteriores.

Por lo anterior, es claro e imprescindible que como parte central de la política energética colombiana se debe incrementar el nivel de reservas de gas natural, promoviendo la actividad de exploración en áreas prospectivas de gas natural por parte del gobierno nacional en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), de lo contrario, la seguridad energética de Colombia está en riesgo, y el proceso de transición energética en Colombia puede fracasar.

Complementariamente, y a la espera de que estas reservas se materialicen, se recomienda que se instalen las plantas de regasificación que sean necesarias para importar GNL, y así mantener el suministro de gas natural para atender nuestra demanda.

### **7.3.1 Riesgos para la confiabilidad en el corto Plazo**

#### **7.3.1.1 Riesgo 1: Restricción de la oferta de gas natural**

El mayor riesgo en el corto plazo es el desabastecimiento de gas natural que afectará a todos los usuarios, desde los residenciales hasta los industriales, pasando por los consumidores térmicos, quienes serán los más afectados por no tener prioridad en el despacho de gas natural durante los eventos de desabastecimiento y, afectando directamente la confiabilidad del sistema eléctrico. Es imprescindible viabilizar todas las opciones de importación de gas en este periodo.

- a) La sociedad portuaria el Cayao - SPEC – tiene actualmente una capacidad de procesamiento de 411 Mpcd de gas, que según informo al mercado de energía tiene la posibilidad de aumentar su capacidad a 450 Mpcd a comienzos de 2024 y a 530 Mpcd a finales de 2026.

Esta es la opción más económica y rápida para cubrir los déficits de gas previstos en el corto plazo para dar confiabilidad, firmeza y flexibilidad en el corto plazo.

- b) Paralelamente como medida de corto plazo se ha de gestionar la pronta implementación de todos los mecanismos actuales para liberar gas que este contratado con demanda no activa. Y además, el Ministerio de Minas y Energía ha de hacer un análisis de eficiencia en la producción de todos los campos productores actualmente activos con el fin de maximizar la



producción de gas natural, y controlar cualquier ineficiencia que pudiese haber.

- c) Pero, sobre todo, se requiere, con carácter urgente y prioritario, darle el mayor impulso posible a la exploración y explotación de las formaciones y yacimientos que actualmente están contratados para aumentar su producción.

### **7.3.2 Riesgos para la confiabilidad en el mediano y largo plazo**

El riesgo permanece en el mediano plazo y, las evidencias muestran que el país estaría ante una posible restricción de la oferta de gas natural. Se hace necesario tomar medidas urgentes para el manejo de dicha situación. Algunas de estas medidas que ACIEM propone para enfrentar este riesgo son:

- a) Que la ANH analice con las compañías que tienen contratos de concesión petrolera en el país y se encuentran en etapa de exploración, la posibilidad de acelerar la fase exploratoria de tal manera que se cuente con producción temprana de gas natural a la mayor brevedad posible.
- b) Teniendo en cuenta que la licitación de la regasificadora del Pacífico se declaró desierta, se propone a la UPME analizar nuevamente la propuesta de ACIEM del año 2022 en la que se sugirió independizar la licitación de la FSRU del gasoducto Buenaventura - Yumbo. Entre las alternativas a analizar está la de licitar la regasificadora y colocarla en un puerto de la Costa Atlántica a fin de aprovechar la infraestructura de transporte disponible para enviar gas importado al interior del país.

Una vez que el gasoducto Buenaventura - Yumbo esté disponible, la planta regasificadora podría trasladarse a Buenaventura para cumplir su objetivo inicial. O también, para reducir el monto de las inversiones, omitir por ahora la construcción del gasoducto, y transportar el gas en camiones de GNL desde Buenaventura.

- c) Es importante comprender que el uso del gas natural para generación de energía eléctrica, tiene lugar unos pocos meses al año, dado que la mayor parte del tiempo se está generando con hidráulica. Esto lleva a resaltar la importancia de ampliar la cobertura y disponibilidad de gas para generación eléctrica, para ello, por su posibilidad de uso intermitente, las plantas de regasificación son fundamentales para el sector eléctrico. Por ello este sector podría ser el principal financiador de las mismas.



## Conclusiones y Recomendaciones el sector de gas natural

- Se observa que la demanda de gas ha permanecido bastante estable a lo largo de los años. Los diferentes sectores que la componen no están experimentando crecimientos significativos. En lo que respecta a la demanda residencial, el éxito de la cobertura en las ciudades y cabeceras municipales es muy notable y según cifras del Ministerio de Minas y Energía, se tiene una cobertura del 82,5% del total del mercado potencial.

La demanda industrial se ha mantenido en los niveles que se registran desde hace varios años. El sector eléctrico sigue un comportamiento predecible salvo cuando ocurre el fenómeno de ‘El Niño’ lo que conlleva a incrementos considerables en sus requerimientos y, los demás sectores, comercial y transporte mantienen porcentajes algo menores con respecto a la demanda total.

Sería de esperar que, en un escenario de transición energética, la cual por definición busca sustituir energéticos de altos factores de emisión de GEI por otros energéticos de menor contribución al calentamiento global como el caso del gas natural, los planes del Ministerio de Minas y Energía desarrollen políticas para un uso más intensivo del gas natural. Se recomienda al gobierno darle impulso al consumo de gas natural en sustitución de combustibles más contaminantes, hasta tanto existan tecnologías y fuentes energéticas más limpias.

- Observando la curva, la banda comprendida entre la oferta y la demanda viene disminuyendo aceleradamente con el paso del tiempo. Esto quiere decir que el margen de maniobra se ha reducido en el tiempo y según los datos del año 2023, se cuenta con apenas 3 años antes de llegar a la intersección de las curvas de oferta y demanda, aproximadamente en el año 2026.
- Esta conclusión se reafirma en la Resolución UPME 588 del 2023 por medio de la cual se declaró desierto el proceso para la regasificadora del Pacífico. En los considerandos de dicha resolución se dice lo siguiente: “...*teniendo en cuenta la nueva información disponible de oferta y de proyecciones de demanda (...) los resultados obtenidos del último balance volumétrico de gas natural elaborado por la UPME para el periodo 2022-2031 presentan un déficit a partir de mayo de 2026. Esto es, el escenario medio evidencia una pérdida de autosuficiencia para el abastecimiento de la demanda de gas natural a partir de ese momento*”.



- El panorama de las reservas de gas en Colombia es preocupante y más aún si se tiene en cuenta que el gas natural debe ser una pieza fundamental dentro del esquema de la transición energética propuesta por el Gobierno Nacional.

Lo anterior pone de presente la necesidad y conveniencia de intensificar la búsqueda de nuevas reservas de gas natural a partir de los contratos de exploración existentes y promover la suscripción de nuevos contratos de exploración para asegurar la base de reservas necesaria para garantizar el cubrimiento de la demanda de gas en los próximos años.

Se trata precisamente de sustituir combustibles fósiles con alto impacto en la producción de GEI y migrar a otros energéticos con menor impacto como es el caso del gas natural que es el hidrocarburo con menor capacidad de producción de CO<sub>2</sub> dada su estructura molecular con un solo carbono asociado a 4 moléculas de hidrógeno.

- El 48% de la oferta de gas natural está representada por la producción de los campos de Cusiana y Cupiagua en el piedemonte llanero; sin embargo, dicha producción experimenta una caída del 18 % en apenas 7 años, y seguirá decreciendo a lo largo del tiempo.
- Salvo la disponibilidad de gas natural que se obtenga de la planta regasificadora en el Atlántico, no se vislumbran nuevas fuentes de oferta a corto plazo para atender el déficit a partir del 2026
- Teniendo en cuenta las proyecciones de producción de gas, es imperante generar incentivos para acelerar el desarrollo de los contratos de exploración de gas de mediano plazo de tal forma que entren en producción rápidamente.

Se propone que la ANH en representación del gobierno nacional, se reúna con los productores para revisar el estado de los campos y desarrollar estrategias para acelerar la exploración y producción temprana de gas natural”.

- En lo que se refiere al gas natural, Colombia se encuentra en una encrucijada: Se requiere incentivar el consumo de gas con el fin de hacer apropiadamente la transición energética, y, por otro lado las reservas están desapareciendo. Es imperativo aumentar la disponibilidad de Gas natural, pues no hay energético más caro que el que no se tiene.



La situación de abastecimiento de gas natural que se espera para los próximos años, exige la toma de decisiones urgentes y enfocadas a lograr un abastecimiento que brinde los niveles de seguridad que requieren los usuarios

- Realizar estudios que evalúen el impacto económico del uso de gas importado para los usuarios, determinando factibilidad y consecuencias.
- Es necesario, desarrollar un marco regulatorio que permita una expansión del sector energético en energía eléctrica y gas, que cumpla con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad técnica para asegurar una sostenibilidad de los actores tanto de oferta como de demanda cumpliendo con los criterios del trilema energético.

ACIEM siempre está atento a participar con sus aportes en los diferentes escenarios donde se discutan los cambios estructurales y regulatorios propuestos por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG para los sectores de gas y energía eléctrica con el fin de asegurar su competitividad y la sostenibilidad.



## ANEXO 1

### INFORME DE XM SOBRE RESTRICCIONES DEL SISTEMA ELECTRICO

Julio 2023

Según el Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones T2 de 2023 elaborado por XM, se evidencia que el área con mayores problemas técnicos es el área Caribe donde se paga el mayor valor por generación de seguridad y donde se presenta la mayor demanda no atendida del sistema. Aunque la UPME y el Operador de red están adelantando obras para ir mejorando la situación y disminuyendo los costos, aun se requieren inversiones onerosas que deben ser asignadas por la UPME.

Es importante que el gobierno tome conciencia de lo importante que es el levantamiento de las restricciones, por el impacto que tiene en las tarifas, y en la seguridad energética.

Asimismo, también es importante aclarar y agregar que se requiere levantar restricciones en todo el SIN, y no solamente en el STN y los STR, sino también en los SDL, con especial énfasis en la costa atlántica (Área Caribe) y Choco (Dispac) donde ya XM ha tenido que pedir al Distribuidor hacer cortes selectivos.

#### **Área Antioquia**

- En primer lugar, es importante hacer hincapié en la declaración de estado de alerta con posibilidad de operación en estado de emergencia a partir del mes de febrero de 2023 de la red de DISPAC., lo cual sugiere especial atención en la definición de las obras expansión necesarias para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad establecidos en la reglamentación vigente de la zona de influencia<sup>14</sup>.

Adicionalmente, en cuanto a la obra propuesta en el marco de este informe para el área Antioquia, es posible afirmar que teniendo en cuenta el beneficio/costo estimado de esta en función del nivel de confianza, bajo las condiciones y supuestos de este análisis, presenta viabilidad económica y genera impacto directo sobre la condición operativa de la red comprendida entre las subestaciones Occidente y Caucheras.

En segundo lugar, cabe anotar que la restricción Barbosa – Girardota 1 110 kV por sobrecarga en estado normal de operación identificada en el IPOELP I – 2023, da cuenta de la necesidad de definición de las alternativas estructurales necesarias para eliminar esta condición de agotamiento de red en la zona de influencia de forma prioritaria.



- En cuanto a cortes naturales que alcanzaron magnitudes iguales o superiores al 95% del valor nominal estimado en los análisis eléctricos de redespacho, en el área Antioquia se destaca Ancón Sur-Miraflores 230 kV / Ancón Sur-Envigado 110 kV, el cual se eliminó con la entrada en operación de los DFACTS en las subestaciones Guayabal y Envigado, y la adecuada gestión de los flujos de potencia reactiva en la zona de influencia.
- Por otro lado, desde el punto de vista de DNA por condición de red radial es importante señalar que el área Antioquia representa cerca del 2% del total del SIN, siendo los elementos Certegui - Istmina 1 115 kV y Occidente – San Jerónimo 1 115 kV los que evidencian la mayor afectación en la atención de la demanda con 454y 96 MWh de DNA respectivamente.

Así mismo, las Zonas excluidas de compensación Istmina y Occidente Caucheras, representan los valores más significativos de DNA con 200 y 117 MWh respectivamente. De esta forma, resulta relevante evaluar medidas de expansión estructurales que permitan mejorar los niveles de confiabilidad en la atención de la demanda de estas regiones del área.

- Finalmente, respecto a costos asociados a reconciliaciones positivas los recursos Porce III y San Carlos resaltan por representar las magnitudes más elevadas con aproximadamente 19.738 y 19.282 MCOP respectivamente.

### **Área Caribe**

- En cuanto a cortes naturales que alcanzaron magnitudes iguales o superiores al 95% del valor nominal estimado en los análisis eléctricos de redespacho, en el área Caribe se destacan la importación de potencia del área, la Importación de GCM, el cual se elimina con la entrada en operación del proyecto UPME 09 – 2016 S/E Cuestecitas 500 kV y obras asociadas; y Flores 6 220/110 kV / Tebsa-El Rio 110 kV, que se elimina con en la entrada en operación de la convocatoria Atlántico.

Asimismo, cabe resaltar que Caribe cuenta actualmente con cerca del 75% de los Esquemas Suplementarios implementados en el SIN con un total de 41, lo cual muestra señales de agotamiento de red y condiciones de baja tensión que finalmente repercuten en la atención de la demanda con los niveles de confiabilidad esperados.

- Por otro lado, desde el punto de vista de DNA por condición de red radial, es importante señalar que el área Caribe representa cerca del 61% del total del SIN, siendo los elementos Gambote – Ternera 1 66 kV y El Copey – El Paso 1 110



kV los que representan la mayor afectación en la atención de la demanda con 4.3 y 2.7 GWh de DNA respectivamente.

Así mismo, las Zonas excluidas de compensación GAMBOTE y COPEY representa los valores más significativos de DNA con 4.3 y 2.9 GWh respectivamente. De esta forma, resulta crítico evaluar medidas de expansión estructurales Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones T2 de 2023 57 que permitan mejorar los niveles de confiabilidad en la atención de la demanda de estas regiones del área.

- Respecto a costos asociados a reconciliaciones positivas, Tebsa resalta en el área Caribe por representar la magnitud más elevada con aproximadamente 1.8 Billones de pesos, mientras que Termonorte y Guajira por su parte, suman en total aproximadamente 879 Mil Millones de pesos.

Esto último da cuenta de la importancia de definir de manera estructural una solución a la condición operativa de la subárea GCM, en particular la asociada al fenómeno FIDVR que dio origen a la declaración de emergencia de la subárea.

- Finalmente, en cuanto a la obra propuesta para el área Caribe es posible afirmar en términos generales, que teniendo en cuenta el beneficio/costo estimado de esta en función del nivel de confianza y bajo las condiciones y supuestos de este análisis, presenta viabilidad económica, por lo tanto se recomienda que la UPME revise esta propuesta con la mejor información disponible y emita, a juicio de sus facultades, los requerimientos de expansión.

### **Área Nordeste**

- En cuanto a cortes naturales que alcanzaron magnitudes iguales o superiores al 95% del valor nominal estimado en los análisis eléctricos de redespacho, en el área Nordeste se destacan Aguaclara-Aguazul 1 115 kV / San Antonio-Suamox 1 115 kV y Yopal-San Antonio 1 115 kV / YopalAguazul 1 115 kV, los cuales se mitigan con la entrada en operación del proyecto Interconexión Casanare – Vichada.

Asimismo, cabe resaltar que Nordeste cuenta actualmente con cerca del 22% de los Esquemas Suplementarios implementados en el SIN con un total de 12, lo cual muestra señales de agotamiento de red y condiciones de baja tensión, en particular en escenarios de red degradada, que finalmente repercuten en la atención de la demanda con los niveles de confiabilidad esperados.



- Por otro lado, desde el punto de vista de DNA por condición de red radial, es importante señalar que el área Nordeste representa cerca del 3% del total del SIN, siendo los elementos Banadía 230/115 kV y Barbosa – Tsta Rosa 1 115 kV los que representan la mayor afectación en la atención de la demanda con 327 y 102 MWh de DNA respectivamente.

Así mismo, las Zonas excluidas de compensación BANADÍA y CIMITARRA representan los valores más significativos de DNA con 352 y 198 MWh respectivamente.

De esta forma, resulta crítico evaluar medidas de expansión estructurales y/o la entrada en operación oportuna de proyectos que permitan mejorar los niveles de confiabilidad en la atención de la demanda de estas regiones del área.

- Respecto a costos asociados a reconciliaciones positivas, los recursos Sogamoso y Tasajero resaltan por representar las magnitudes más elevadas con aproximadamente 14.042 y 8.744 MCOP respectivamente.
- Finalmente, en cuanto a la obra propuesta para el área Nordeste es posible afirmar en términos generales, que teniendo en cuenta el beneficio/costo estimado de esta en función del nivel de confianza y bajo las condiciones y supuestos de este análisis, presenta viabilidad económica, por lo tanto se recomienda que la UPME revise esta propuesta con la mejor información disponible y emita, a juicio de sus facultades, los requerimientos de expansión.

### **Área Oriental**

- En cuanto a cortes naturales que alcanzaron magnitudes iguales o superiores al 95% del valor nominal estimado en los análisis eléctricos de redespacho, en el área Oriental se destacan Ocoa – Santa Helena 115 kV, el cual se elimina con la entrada en operación de los transformadores de Santa Helena; y el intercambio por Primavera-Bacatá 500 kV, que se mitiga en gran medida con la entrada en operación de los proyectos a nivel de 500 kV previstos para el área.
- Por otro lado, desde el punto de vista de DNA por condición de red radial es importante señalar que el área Oriental representa cerca del 14% del total del SIN, siendo los elementos Ocoa – Santa Helena 1 115 kV y Tpeldar – Ubaté 1 115 kV los que representan la mayor afectación en la atención de la demanda con 1.3 y 0.65 GWh de DNA respectivamente.  
Así mismo, las Zonas excluidas de compensación ZIPAQUIRÁ y GRANADA representan los valores más significativos de DNA con 0.8 y 0.6 GWh respectivamente.



De esta forma, resulta crítico evaluar medidas de expansión estructurales y/o la entrada en operación oportuna de proyectos que permitan mejorar los niveles de confiabilidad en la atención de la demanda de estas regiones del área.

- Respecto a costos asociados a reconciliaciones positivas, los recursos Chivor y Guavio resaltan por representar las magnitudes más elevadas con aproximadamente 64.000 y 42.000 MCOP respectivamente. Así mismo, es importante señalar que estos recursos participan en el control de gran parte de las restricciones del área Oriental.

### **Área Suroccidental**

- En cuanto a cortes naturales que alcanzaron magnitudes iguales o superiores al 95% del valor nominal estimado en los análisis eléctricos de redespacho, en el área Suroccidental se destacan Bacatá – Primavera, 500 kV / Brisas-Cajamarca 115 kV, el cual se elimina con la entrada en operación del proyecto Subestación Nueva Cajamarca 115 kV; y la exportación hacia Ecuador.
- Por otro lado, desde el punto de vista de Demanda No atendida por condición de red radial es importante señalar que el área Suroccidental representa cerca del 20% del total del SIN, siendo los elementos Junín – Tumaco 1 115 kV y Guapi – San Bernardino 1 115 kV los que representan la mayor afectación en la atención de la demanda con 1.502 y 1383 MWh de DNA respectivamente. Así mismo, las Zonas excluidas de compensación FLORENCIA y PUTUMAYO representan los valores más significativos de DNA con 1120 y 378 MWh respectivamente.

De esta forma, resulta crítico evaluar medidas de expansión estructurales que permitan mejorar los niveles de confiabilidad en la atención de la demanda de estas regiones del área.

- Respecto a costos asociados a reconciliaciones positivas, los recursos Betania y El Quimbo resaltan por representar las magnitudes más elevadas con aproximadamente 60.000 y 17.600 MCOP respectivamente.





## Bibliografía

- Informes mensuales, anuales de XM <https://www.xm.com.co/>
- Informe de demanda  
<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia#:~:text=En%20el%20caso%20de%20energ%C3%ADa,y%20el%203%2C35%25.>
- Informes del mercado de gas <https://www.bmcbec.com.co/informes>