Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

Señora
INGRID SOGAMOSO
Representante a la Cámara
Congreso de la República
comision.sexta@camara.gov.co
Bogotá

Asunto: Respuesta al traslado parcial del cuestionario anexo a la proposición No. 31 de 2025, relacionado con *"Problemática en materia de energía y gas"*, recibido del Ministerio de Minas y Energía -MME, mediante el radicado UPME No. 20251110120672.

Respetada Representante:

Reciba un cordial y atento saludo por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

Mediante la comunicación con radicado UPME No. 20251110120672, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME recibió del Ministerio de Minas y Energía -MME, el traslado parcial del cuestionario anexo a la proposición No. 31 de 2025, relacionado con *"Problemática en materia de energía y gas"*, frente al cual se da respuesta, en el marco de las competencias de esta entidad, en los siguientes términos:

> ***"3 y 24 ¿Cuál es la proyección de demanda de gas, a cinco años? ¿Cómo se va cubrir esta demanda?"***

En primer lugar, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2121 de 2023, el objeto de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME es, "*planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de políticas y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas.*"

En este sentido y de conformidad con los lineamientos establecidos por los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía -MME, la UPME elabora el Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN), el cual busca identificar la infraestructura necesaria que permita garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural a la demanda nacional a través del balance de oferta/demanda, sin que ello restrinja la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

ampliaciones o expansiones en el Sistema Nacional de Transporte, previo cumplimiento de la normatividad vigente.

En cumplimiento de lo anterior, mediante Circular 045 de 2024 la UPME publicó el 26 de junio de 2024 la actualización del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) para el periodo 2023 – 2038[1] con el objetivo de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural a nivel nacional en cumplimiento de la normatividad vigente en Colombia, y se evaluaron diversos escenarios de oferta y demanda con la información institucional disponible a finales del año previo, para favorecer la toma de decisiones con el menor nivel de incertidumbre posible, y asegurar la entrada en servicio de los proyectos requeridos para contribuir al bienestar social de la población como servicio público domiciliario.

En la misma línea, mediante circular 008 de 2025, la UPME publicó el pasado 31 de enero de 2025 el documento complementario al ETPAGN 2023-2038[2], considerando la nueva información reportada durante el año 2024 en las Declaraciones de Producción – DP publicadas por el Ministerio de Minas y Energía – MME, mediante la Resolución 00662 del 03 de julio de 2024, modificada inicialmente por la Resolución 01217 del 12 de octubre de 2024 y posteriormente por la Resolución 01626 del 27 de noviembre de 2024, así como el Informe de Recursos y Reservas – IRR 2023, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en mayo de 2024.

De lo anterior, es importante aclarar que **el ETPAGN es un plan de carácter indicativo, y no corresponde a la UPME el diseño ni la ejecución de los proyectos**, sino que se limita a la identificación de las necesidades que podrían abordarse mediante su implementación. En este sentido, es el MME quien a través de acto administrativo adopta el plan de abastecimiento de gas natural, basado en las recomendaciones realizadas en el ETPAGN de la UPME.

Con esto de presente, los escenarios propuestos en estos documentos, analizan diferentes alternativas de oferta de gas natural desde fuentes de suministro nacional, incluyendo cantidades asociadas a reservas y recursos contingentes, así como a capacidades de expansión de la infraestructura de importación instalada. A partir de estos insumos, se desarrollaron análisis de balance y simulación de transporte de gas natural, encontrándose necesaria la entrada de nueva oferta nacional a partir de recursos descubiertos, la ampliación y diversificación de fuentes de gas importado y la implementación de nueva

1 https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx

2 https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

infraestructura de transporte, para contrarrestar los momentos de desabastecimiento observados durante un horizonte de tiempo de 15 años.

Así las cosas, se consideran tres escenarios de **oferta**, los cuales tienen como objetivo evaluar alternativas de crecimiento progresivo del potencial de este energético desde diversas fuentes de suministro *"onshore"* a nivel nacional, y el aseguramiento de la demanda mediante alternativas de importación.

Ahora, es importante precisar que la oferta de gas natural en Colombia proviene desde finales del año 2016 de fuentes nacionales y de importación. En tal sentido, los escenarios de planeación establecidos por la UPME en el ETPAGN toman en cuenta ambas condiciones para suplir la proyección de demanda, priorizando la entrega desde fuentes nacionales y complementando con alternativas de importación de tal forma que se garantice su abastecimiento y confiabilidad.

En la siguiente tabla, se presenta un resumen de las fuentes de gas natural incluidas en cada escenario de oferta considerado en los últimos análisis del ETPAGN 2023-2038, definidos en el Documento complementario publicado el 31 de enero de 2025:

Tabla 1. *Consideraciones de los Escenarios de Oferta de Gas Natural*

ORIGEN	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2	ESCENARIO OFERTA 3
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE+OFFSHORE
SPEC (OEF + OTROS)	AMPLIACIÓN FASE 1 (ACTUAL) 450 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 2 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 3 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2027/07 533 GBTUD ENTRE 2027/08 Y 2031/11
IMPORTACIÓN CARTAGENA	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	475 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	533 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12

NA: No Aplica

Fuente. *ETPAGN 2023-2038*

Expuesto lo anterior, a continuación, se describen los escenarios de oferta utilizados en el ETPAGN a nivel de balance volumétrico, así:

- **Escenario de Oferta 1:** contempla la proyección del potencial de comercialidad reportada en la declaración de producción 2024-2033 publicada por el MME mediante la Resolución 01626 del 27 de noviembre de 2024; para completar el período de análisis hasta 2038, se asumen los valores agregados de las reservas probadas y probables estimadas en el último Informe de Recursos y Reservas de la ANH, como oferta nacional desde 2034. Por otra parte, se incluye la capacidad actual de importación y regasificación (450 GBTUD) de la Sociedad Portuaria del

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Cayao - SPEC LNG, con la cual se respaldan las Obligaciones de Energía en Firme - OEF de las plantas de generación térmica (400 GBTUD) y otros contratos hacia diversos sectores de demanda. Una vez finalizado el compromiso contractual de SPEC en 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de Gas Natural Importado (GNI) ubicado en Cartagena con una capacidad equivalente de 450 GBTUD, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.

- **Escenario de Oferta 2:** incluye las reservas probadas y probables (Reservas 2P), y la totalidad de los recursos contingentes C1 y C2 de proyectos continentales (Recursos 2C tipo "Onshore"), reportados por agentes productores en el IRR publicado por la ANH en 2024, así como de capacidad adicional de importación de acuerdo con la siguiente fase de expansión anunciada por el operador SPEC LNG (pasa de 450 a 475 GBTUD a partir de agosto de 2025). Esta capacidad adicional al cumplimiento de OEF para el sector termoeléctrico del orden de 75 GBTUD se considera abierta a todo tipo de demanda. A partir de diciembre de 2031 la totalidad de la capacidad equivalente de 475 GBTUD, maneja como supuesto el acceso abierto a todos los sectores de consumo nacional.

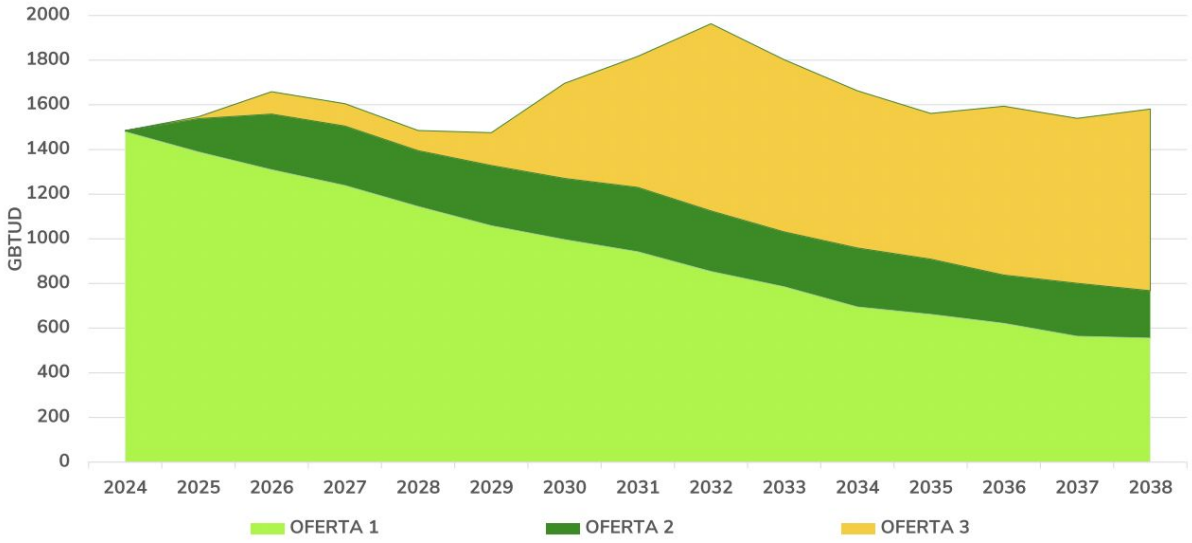
- **Escenario de Oferta 3:** asume el mayor volumen de oferta disponible de gas natural en atención a las oportunidades que ofrece el desarrollo del potencial costa afuera para la seguridad energética nacional, así como la expansión total de la capacidad de regasificación instalada. En síntesis, a la oferta nacional descrita en el Escenario de Oferta 2 se adicionan los recursos contingentes tipo 2C asociados a proyectos "Offshore". Por otra parte, a nivel de importación se asume una ampliación de la capacidad de regasificación de SPEC LNG de acuerdo con la tercera fase anunciada por el operador, pasando de 450 a 475 GBTUD en agosto de 2025 y posteriormente a 533 GBTUD a partir de agosto de 2027 hasta noviembre de 2031; para este periodo los 133 GBTUD adicionales se consideran disponibles para la atención de toda la demanda nacional. De forma similar a los escenarios anteriores, a partir de diciembre de 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en la costa caribe, en este caso con capacidad de 533 GBTUD.

En la siguiente gráfica se muestran comparativamente las cantidades totales consideradas por cada escenario, incluyendo oferta nacional e importada:

Gráfica 1. *Escenarios de Oferta Agregada de Gas Natural 2023-2038.*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025



Fuente. *ETPAGN 2023-2038*

Por su parte, a nivel de **demanda**, se consideran tres escenarios donde y con base en el documento *"Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037*[3]*"* se busca evaluar el nivel de estrés del sistema bajo diferentes perspectivas de crecimiento, partiendo de un comportamiento tendencial de los diversos sectores de consumo, aunado con una mayor exigencia por efecto del Fenómeno de El Niño y un escenario particular, a partir de un supuesto "qué pasa si" la demanda de gas natural presentara un incremento a partir de la sustitución de combustibles líquidos hacia un escenario más descarbonizado.

La selección de los escenarios a considerar en el modelamiento del ETPAGN 2023-2038 y su documento complementario, tienen como propósito analizar el nivel de estrés del sistema ante diferentes perspectivas de crecimiento del consumo a nivel sectorial y regional:

- En el caso de la Demanda 1, se emplea la proyección de demanda baja estimada probabilísticamente a partir del escenario medio elaborado para cada sector de consumo, la cual proyecta un decrecimiento promedio anual para el período 2022-2032 de -1,5% y una menor tasa comparativa de crecimiento para el período 2032-2038 del orden de 1,3%, alcanzando un valor de 982 GBTUD hacia el final del horizonte.

3 https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_VF2.pdf

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

- Para el escenario de Demanda 2, se usó la proyección de demanda media o tendencial, la cual estima una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 del orden de 0,4% y para el período 2032-2038 de 1,5%. Hacia diciembre de 2038 la demanda media nacional alcanzaría valores de 1223 GBTUD.

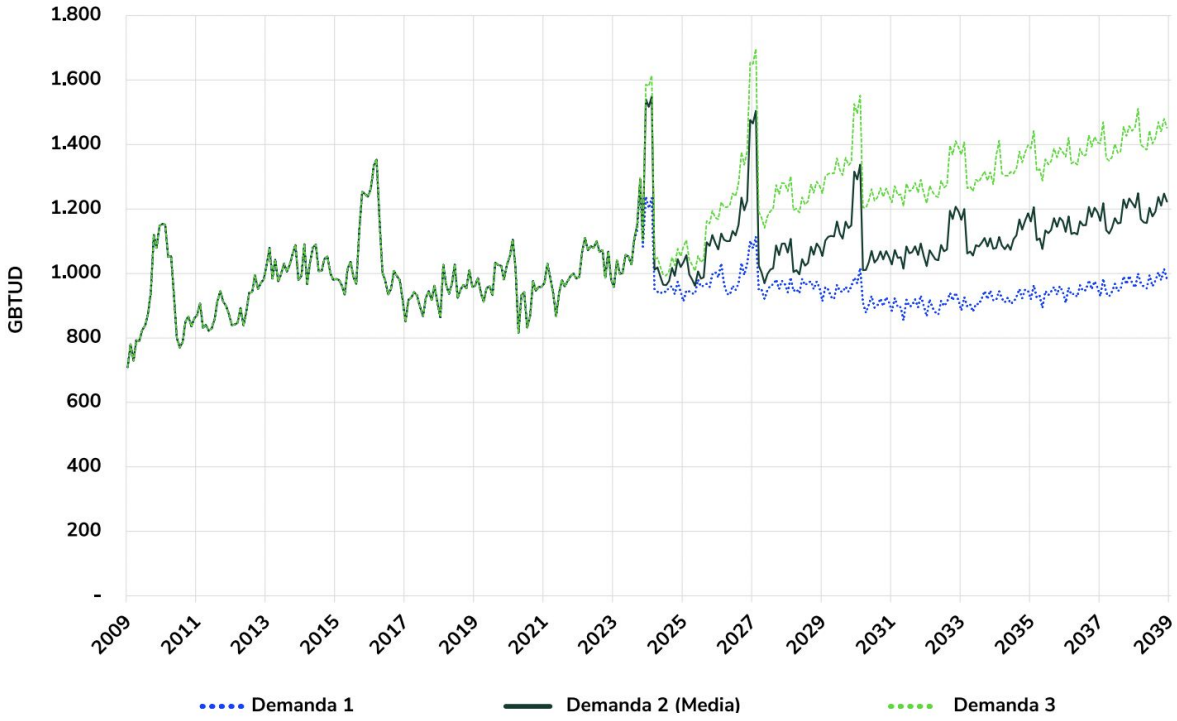
- Para el escenario de Demanda 3 se busca valorar como supuesto "*que pasaría sí*" se contara con gas natural como energético para reemplazar otros combustibles y productos con mayor impacto ambiental y/o menor poder energético, lo que se traduciría en una mayor demanda de todos los sectores de consumo. Este escenario se traza a partir de la proyección de demanda alta planteada previamente, la cual estima un crecimiento nacional medio para el período 2022-2032 del 2,1% y de 1,7% para 2032-2038, con alrededor de 1452 GBTUD de demanda agregada nacional hacia diciembre de 2038.

En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento estimado para los tres escenarios de demanda de gas natural a nivel nacional para el período 2023-2038 considerados en el ETPAGN 2023-2038, destacando que el escenario de referencia empleado en el proceso de modelamiento y planteamiento de recomendaciones es el de Demanda 2 (Media).

Gráfica 2. *Escenarios de Demanda de Gas Natural a nivel Nacional.*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025



Fuente. *ETPAGN 2023-2038*

De la gráfica anterior, se observan alrededor de tres períodos de mayor intensidad con duraciones entre 3 a 5 meses, hacia finales e inicios de 2023-2024, 2026-2027 y 2029-2030, con promedios mensuales superiores a los 1400 GBTUD, que se asocian a la estimación de la potencial ocurrencia de un Fenómeno de El Niño durante dichos periodos.

Ahora, en cuanto a los supuestos de los escenarios de demanda no térmica proyectados, se generaron proyecciones de consumo de gas natural para los siete (7) sectores reconocidos históricamente como los principales usuarios de este energético, como lo son: Residencial, Industrial, Petroquímico, Petrolero, Terciario, Transporte y Compresores. La metodología de estimación considera criterios y particularidades de cada sector, como se describe en la siguiente tabla:

Tabla 2. *Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector no Térmico*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Escenario de referencia		Residencial	Industrial y Petroquímico	Terciario
Estimación Escenario Medio	Variables Explicativas	Nivel de cobertura del servicio (SSPD). Población y viviendas ocupadas (DANE). Consumo por usuario (SSPD). Consumo residencial a escala de punto de salida del SNT (SEGAS).	PIB agregado y sectorial. Consumo de gas natural a escala de punto de salida del SNT. Proyecciones de crecimiento PIB nacional industrial.	Consumo de gas natural a escala de punto de salida. PIB agregado y sectorial. Proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial
	Metodología	Regresión panel de datos		
	Periodo de tiempo	2006-2023	2006-2023	2006-2023
	Descripción	Se define el nivel de cobertura del servicio de gas natural siendo esta la relación entre el número de suscriptores y el número de viviendas ocupadas, y la tasa de crecimiento a nivel regional	Se establece una relación estadística histórica para cada región entre la demanda de gas natural y el PIB industrial. Para el sector petroquímico se emplean las mismas tendencias de crecimiento determinadas para el industrial y aplicadas sobre últimos datos historicos del sector.	Se establece una relación estadística histórica para cada región entre la demanda de gas natural y el PIB terciario.
Estimación Escenario Bajo		Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$		
Estimación Escenario Alto				

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Escenario de referencia		Transporte	Petrolero	Compresores
Estimación Escenario Medio	Variables Explicativas	Precios históricos y proyectados de GMC y GNC. Consumo sector transporte a escala de punto de salida del SNT. Consideraciones empleadas en escenarios de la Actualización PEN 2022-2052 para GNL	Prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y refinados en el país reportada por ECP.	Demanda histórica de compresores. Demanda agregada de los demás sectores. Compresión prevista de IPAT adoptados, como la bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde al año 2030.
	Metodología	Regresión panel de datos	Prospectiva ECP	Regresión panel de datos
	Periodo de tiempo	2010-2023 / 2022-2052	2009-2023	2009-2022
	Descripción	Para GNC se establece una relación estadística histórica a escala regional entre demanda y precios de GMC y GNC. Para GNL se emplean escenarios propuestos en PEN 2022-2052.	Escenarios y datos ECP	Se establece una regresión estadística con datos históricos (2009-2022) entre la demanda de tales compresores y el agregado de la demanda de los sectores antes expuestos. Los resultados de esta relación se aplican sobre la proyección de demanda agregada (2023-2038), siguiendo la distribución regional histórica. Adicionalmente, se incluye la participación de los futuros compresores asociados a infraestructura adoptada.
Estimación Escenario Bajo		Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de ± 1.96 · e_t	Proyectos de optimización en el consumo de gas natural en las refinerías.	Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de ± 1.96 · e_t
Estimación Escenario Alto			Proyectos de producción incremental de hidrocarburos en el Magdalena Medio y de mayor consumo de gas natural en las refinerías.	

Fuente. *ETPAGN 2023-2038.*

Por otra parte, la demanda térmica o termoeléctrica, fue modelada a partir de los perfiles de hidrología registrados históricamente en el país mediante una prospectiva de anomalía de temperatura en el océano Pacífico (ONI) donde se obtienen datos probabilísticos relacionadas con la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y La Niña. Adicionalmente, el modelo utiliza como variables explicativas, la proyección de la capacidad instalada de la generación, proyección de escenarios de caudales, simulación de las operaciones futuras, entre otros, como se describe en la siguiente tabla:

Tabla 3. *Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Termoeléctrico.*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Variable	Periodicidad	Fuente
Caudales medios mensuales, velocidad del viento y niveles de radiación solar, afluentes al SIN.	1966 - 2023	CND
Promedio trimestral de anomalías de temperatura superficial en el Océano Pacífico	1950 - 2023	NOAA
Generación eléctrica mensual y de capacidad instalada por central	1996 - 2023	SINERGOX - XM
Parámetros técnicos de las centrales de generación del SIN		PARATEC - XM
Precios de oferta de las centrales de generación eléctrica del país	2000 - 2023	XM
Proyecciones de precios de gas natural y carbón para las centrales de generación	2019 – 2028 (Actualizado a 2022)	UPME

Fuente. *ETPAGN 2023-2038*

En la siguiente tabla se describen las características de los tres escenarios de referencia, denominados bajo, medio y alto, según el comportamiento estimado respecto a la demanda futura de gas natural:

Tabla 4. *Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector térmico.*

Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica en conjunto con la proyección hidrológica media. Este escenario estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta seis meses.	Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica establecida en el escenario bajo retrasada dos años, con el propósito de simular actuales y potenciales retrasos en el desarrollo de la infraestructura. Teniendo en cuenta que la proyección hidrológica estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta un año.	Para la expansión de capacidad de generación del escenario medio, se limita la nueva capacidad de generación con gas natural a la prevista para finales del año 2023. Por otra parte, mantiene la hidrología del escenario medio.

Fuente. *ETPAGN 2023-2038*

Con base en los escenarios de oferta y demanda de gas natural, la UPME en el documento complementario del ETPAGN 2023-2038, presenta la comparación de los escenarios de oferta y demanda a fin de determinar potenciales riesgos de desabastecimiento futuro a nivel nacional y regional, sin considerar las restricciones dadas por la indisponibilidad del gas natural importado por compromisos contractuales (como el cumplimiento de OEF del

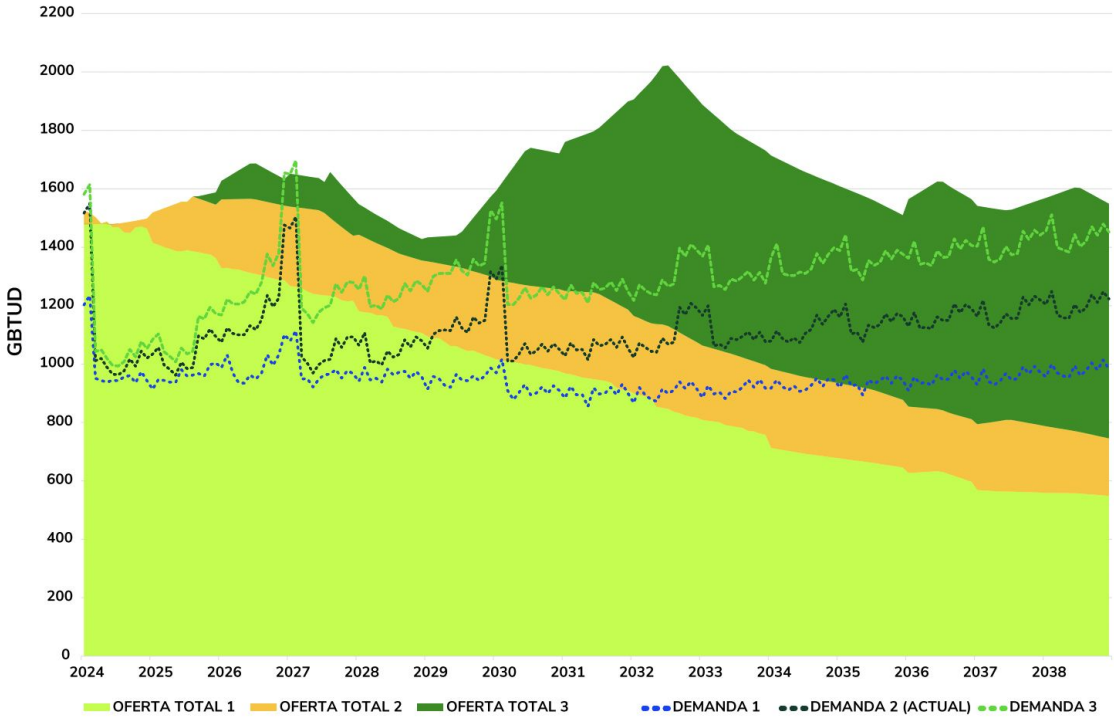
Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

sector eléctrico), o las limitaciones existentes en la infraestructura de transporte que integra el Sistema Nacional de Transporte- SNT, es decir, se presenta un balance netamente volumétrico de gas natural.

Para este análisis del balance volumétrico a nivel nacional, en la siguiente gráfica se presentan los tres escenarios de oferta respeto a las proyecciones de demanda, en el cual resulta importante destacar que las reservas actuales son limitadas y han presentado un comportamiento decreciente de manera progresiva, lo cual ha llevado a la necesidad de importar cantidades adicionales a fin de asegurar el suministro de gas natural desde finales de 2016.

Gráfica 3. *Balance Nacional + Importado entre Oferta y Demanda de Gas Natural.*



Fuente. *ETPAGN 2023-2038*

El principal déficit de referencia corresponde a la diferencia entre la Demanda 2 (Media) y cada oferta, cuando tal diferencia es mayor que cero; lo anterior dado que este escenario de demanda es la principal referencia para considerar durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al tratarse de la mejor estimación entre los escenarios seleccionados.

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

De las proyecciones mostradas, se observa que en consideración de la Demanda 2 (Media) se requiere la entrada de nueva oferta nacional y/o capacidades adicionales de importación de forma temporal hacia finales de 2026 por un período no inferior a tres meses para el escenario bajo de oferta de gas natural (Oferta 1) en atención al crecimiento proyectado por el Fenómeno de El Niño para dicho período. Las cantidades de gas adicional requeridas en este caso serían del orden de 200 GBTUD. De igual forma, se proyecta un déficit creciente de gas natural a partir del primer trimestre de 2029 a medida que aumenta la declinación de los campos productores actuales.

Para el escenario de Oferta 2, el cual incorpora la entrada adicional de recursos nacionales descubiertos a nivel continental y una ligera ampliación de capacidad de importación, el déficit de gas se trasladaría inicialmente hacia 2030 por un período aproximado de tres meses y del orden de 100 MPCD. Por otra parte, desde inicios del año 2032 se observa un déficit creciente hasta el final del período analizado.

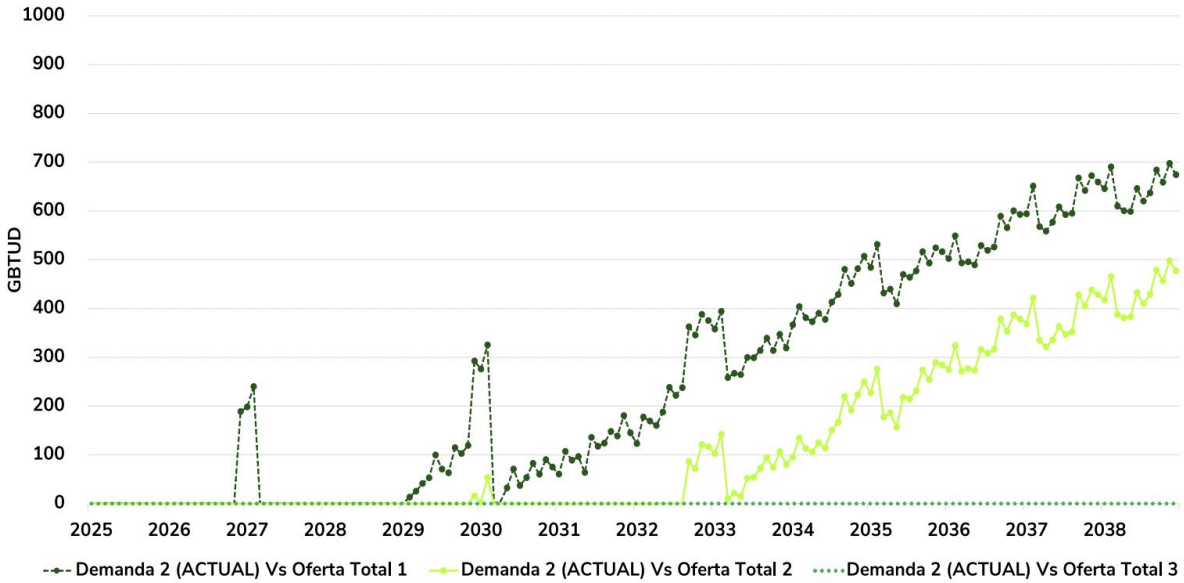
Finalmente, bajo un escenario alto de oferta nacional que logre desarrollar e incorporar también los recursos offshore proyectados y la disponibilidad de las ampliaciones de capacidad de importación descritas en la Oferta 3 para los diferentes sectores de consumo, no se observa riesgo de déficit a lo largo del período analizado respecto a la Demanda 2 (Media). Sin embargo, el Sistema Nacional de Transporte -SNT estaría expuesto a las limitaciones o restricciones operativas que puedan generarse desde las principales fuentes de oferta, con un margen limitado de acción para garantizar el suministro, por lo cual, por criterios de confiabilidad sería igualmente necesario contar con alternativas adicionales de importación de gas natural desde el mediano plazo.

En el siguiente gráfico se muestra la proyección del déficit nacional de Gas Natural considerando las 3 ofertas descritas y el escenario de Demanda 2 (media):

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

Gráfica 4. *Proyección de Déficit Nacional bajo Demanda 2 (Media)*



Fuente. *ETPAGN 2023-2038*

Los riesgos de desabastecimiento sin el aumento de nueva oferta nacional, así como el aporte de gas importado con las capacidades de referencia proyectadas y su acceso libre a todos los sectores de demanda (cuando las condiciones del mercado lo permitan), persisten durante esta década y se acrecientan progresivamente desde inicios de la próxima. Con esto presente, la oferta adicional requerida puede obtenerse a partir de diversas fuentes según cada escenario propuesto, como la optimización de operaciones de producción y de eficiencia energética, la conexión de campos aislados, el desarrollo de recursos contingentes y prospectivos, y/o el aumento de capacidades y puntos de importación, particularmente para garantizar cantidades constantes de gas que puedan solventar situaciones operativas a nivel de restricciones en el abastecimiento desde las principales fuentes nacionales, como las observadas a lo largo de los últimos dos años.

En consecuencia, ante una potencial coyuntura de desabastecimiento temporal hacia inicios de 2027, así como durante la próxima década, en la medida en que no se amplíe la oferta de gas natural, se podría requerir incluso de más de un nuevo punto de importación. Si bien aún es anticipado establecer ese tipo de medidas, se estima necesario iniciar la toma de decisiones al respecto, debido al tiempo que implica realizar los estudios de ingeniería previos, el proceso para la estructuración de los documentos para la selección del inversionista y los tiempos de construcción de tal infraestructura. Precisamente, el ETPAGN 2023-2038 incorpora la evaluación de alternativas de nueva

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

infraestructura, que permitan asegurar el suministro confiable de este energético hacia las diferentes regiones del país.

Ahora bien, la UPME a través de la actualización del ETPAGN 2023-2038 propuso diferentes medidas que fueron expuestas como acciones a desarrollar por los diferentes actores institucionales que participan en la definición de lineamientos y políticas públicas de acuerdo con las competencias establecidas en la normatividad. A continuación se resumen las recomendaciones que fueron planteadas:

- Aprobación de cargos de proyectos ya adoptados: Al ser necesaria la entrada de infraestructura en los tiempos y características descritos, se requiere de la oficialización de los flujos de ingresos y los gastos de Administración, operación y mantenimiento -AOM de los proyectos ya adoptados por parte de la CREG.

- Adopción de nuevos proyectos: se requiere la adopción prioritaria por parte del MME de los proyectos recomendados en el ETPAGN 2023-2038, en aras de percibir el efecto final esperado en términos de confiabilidad y abastecimiento del servicio de gas natural. Al respecto y ante la necesidades de suministro y transporte observadas, el ETPAGN recomendó específicamente la adopción de seis (6) nuevos proyectos de infraestructura, incluyendo dos puntos de importación ubicados en La Guajira y en Buenaventura, adicionales a la infraestructura existente en Cartagena, así como la ejecución de los seis (6) proyectos IPATS adoptados previamente a través de la Resolución MME 40304 de 2020 y la implementación de otros doce (12) proyectos para resolver necesidades de infraestructura identificadas sobre la red nacional existente de suministro (1) y transporte (11).

- Seguimiento a oferta y demanda regionales: Por parte de la UPME se adelantará la actualización periódica de los escenarios planteados en el estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural de acuerdo con la disponibilidad de nueva información presentada por los agentes productores y comercializadores al MME, la ANH y la UPME, en articulación con los lineamientos normativos de política pública y regulatorios que se deriven de las acciones recomendadas sobre la proyección de oferta y demanda de gas natural y el desarrollo de infraestructura propuesto.

- Modificaciones regulatorias Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico - IIGP: Se requiere que la CREG realice los ajustes regulatorios a las Resoluciones CREG 102 008 y CREG 102 009 de 2022 con el fin de articular la actualización de los beneficiarios realizada por la UPME en el ETPAGN 2023-2038, situación que permitirá contar mayor claridad frente al desarrollo y remuneración de la infraestructura, para la adjudicación del proyecto.

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

- Metodología de remuneración: Teniendo en cuenta que en el ETPAGN 2023-2038 se recomiendan diversas alternativas de importación y en línea con el desarrollo regulatorio realizado por la CREG para la IIGP, es necesario que la Comisión armonice la regulación actual con el fin de contar con una metodología transversal para que los diferentes puntos de importación planteados puedan ser adjudicados a través de mecanismos centralizados o adelantados mediante iniciativas privadas.

- Competencia de alternativas para el desarrollo de procesos de selección: En línea con lo anterior, se requiere una articulación entre la CREG y la UPME con el fin de desarrollar herramientas regulatorias que permitan a la UPME aplicar los mecanismos abiertos y competitivos de que trata el parágrafo del artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, atendiendo las nuevas realidades y características de los proyectos identificados.

Las anteriores, pueden consultarse con mayor detalle en el siguiente enlace: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_Anexos/Acciones_recomendadas_ETPAGN_2023_2038.pdf

> ***"5 y 27 ¿Cuál es la demanda de gas por parte de las plantas térmicas, que la usan para darle soporte al sistema de generación de energía eléctrica del país?. ¿Cómo se va a suplir esta demanda sin afectar los costos de energía?"***

Esta pregunta no es competencia de la UPME, sino de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, toda vez que, según el literal a) del artículo 4° del Decreto 1260 de 2013, corresponde a la CREG *"Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia (…)".* Por tal motivo, se realizó el traslado de esta pregunta a la CREG para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000074091 del 15 de mayo de 2025.

Adicionalmente, considerando que según el artículo 4 de la Ley 401 de 1997, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO gas) tiene entre sus funciones *"(...) hacer recomendaciones que busquen que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica. (...)"*, también se realizó el traslado de esta pregunta al CNO gas para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000074571 del 16 de mayo de 2025.

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

"14.¿Hay algún plan alterno de generación de energía de cara a una posible falla o insuficiencia de las fuentes actuales?"

Esta pregunta no es competencia de la UPME, sino de XM S.A. E.S.P. -XM, quien conforme lo establecido en el Decreto 848 de 2005, que atiende lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994, dentro de su objeto social desarrolla las funciones asignadas al Centro Nacional de Despacho -CND, relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de recursos del Sistema Interconectado Nacional - SIN, la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, entre otras. Por tal motivo, se realizó el traslado de esta pregunta a XM para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000074081 del 15 de mayo de 2025.

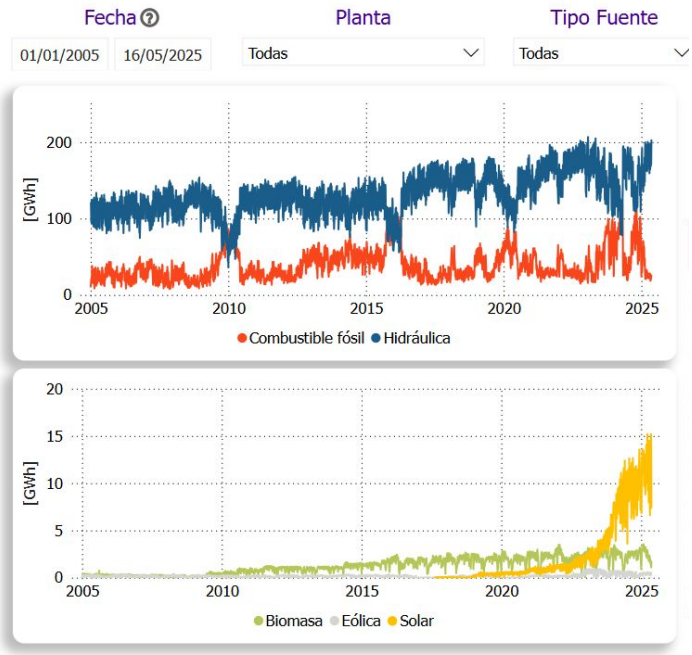
Sin perjuicio de lo anterior, en primera instancia es importante indicar que, de conformidad con lo establecido en el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, la UPME tiene entre sus funciones proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en ello, formular el Plan Indicativo de Expansión de Generación -PIEG. El PIEG es de carácter indicativo, y en él se identifican los requerimientos de energía eléctrica del país ante diferentes escenarios, sin determinar puntualmente los proyectos a ejecutar, ya que la generación es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85[4] de la Ley 143 de 1994, por lo tanto, la UPME en el PIEG únicamente determina alternativas de expansión de la generación, pero las decisiones de inversión en proyectos de generación son del privado (no necesariamente con referencia al PIEG), quien asume la responsabilidad por su ejecución, el tipo de tecnología a usar, ubicación geográfica, financiación, permisos, puesta en marcha y operación.

Para la elaboración del PIEG, la UPME considera las fuentes y potenciales de energía en Colombia, así como diversas iniciativas de proyectos de generación, que se encuentren inscritos en el Registro de Proyectos de Generación, o que cuenten con conexión aprobada a la red de transporte. De esta manera, se realiza el planeamiento para el largo plazo, con un horizonte de tiempo a 15 años, bajo supuestos sobre posibles evoluciones futuras de disponibilidad de los recursos energéticos, siendo el recurso agua, uno de los recursos con mayor participación media histórica (superior al 60%).

Gráfica 5. *Evolución de la generación real (20 años)*

4 *Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*



Fuente: *Sinergox, consultado el 19/05/2025.*

De esta manera, el agua es evaluada mediante 100 series posibles de disponibilidad a nivel de promedios mensuales, de caudales asociados a cada una de las plantas de generación hidroeléctrica existentes. Por otra parte, para el caso de los recursos solar y eólico, actualmente se está considerando realizar correlaciones entre series históricas, con relación a la disponibilidad de agua. Esto con el fin de que, a partir de dichas correlaciones históricas, pueda establecerse la disponibilidad a futuro de los recursos sol y viento, para cada uno de los 100 escenarios de agua.

Dicho lo anterior, para el planeamiento de la generación se consideran además, escenarios más generales, que surgen a partir de la pregunta *"¿qué pasaría si?"*, y para los cuales se consideran varias alternativas, que típicamente han considerado aspectos como:

- Una situación en la que se cuenta con el promedio de las 100 series evaluadas, considerando una condición en la que se espera tener la disponibilidad de recursos del promedio histórico, y donde no se presenta una condición crítica.
- Variados escenarios que representen condiciones atípicas, como por ejemplo, el caso de los escenarios No. 5 y No. 6, considerados en el PIEG 2020-2034, en los cuales se considera en un año determinado, la ocurrencia de un fenómeno de El Niño, con escasez del recurso agua, generando una situación de estrés para el

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

abastecimiento de electricidad. Ante este tipo de supuestos, se establecen las alternativas de generación a considerar, y los costos asociados a las mismas.

Los documentos asociados a los planes de expansión de generación, elaborados por la UPME, pueden ser consultados a través del siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Planes-expansion-generacion-transmision.aspx

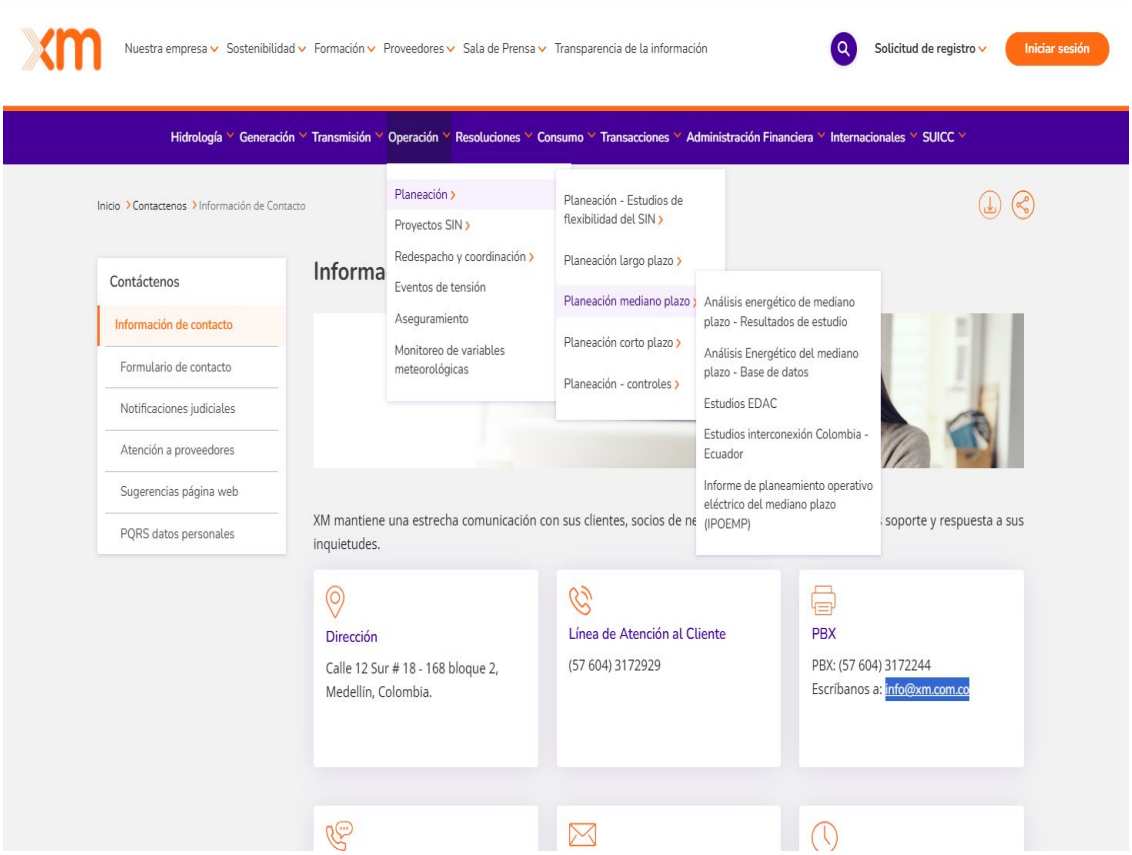
En este punto, es importante reiterar que el PIEG es de carácter indicativo, y los escenarios propuestos en el PIEG, parten de supuestos que permiten analizar posibles alternativas a considerar, ante diversas situaciones que puedan presentarse en el país.

Ahora bien, para el caso del planeamiento operativo, el CND también evalúa escenarios similares, partiendo de la pregunta *"¿qué pasaría si?"*, y analizando el impacto en la seguridad y confiabilidad del abastecimiento de energía. Además, se consideran también las restricciones actuales del Sistema de Transmisión Nacional -STN, y se establecen las alertas necesarias ante el Consejo Nacional de Operación -CNO, con el fin de plantear posibles soluciones que puedan ser revisadas con la suficiente antelación. En casos críticos, se establece contacto con el MME y con la CREG, trabajando articuladamente para atender las situaciones previstas. Esta información puede ser consultada más a detalle realizando la consulta a través del siguiente enlace: https://www.xm.com.co/, ingresando a la sección "Operación" como se muestra en la siguiente imagen:

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

Gráfica 6. *Página de XM, Planeamiento operativo CND.*



Fuente: *XM, Consultado el 19/05/2025.*

Por otra parte, teniendo en cuenta la incertidumbre y variabilidad climática que se presenta actualmente, se requiere el análisis anticipado de estrategias que permitan afrontar una posible hidrología deficitaria para la estación de verano 2025-2026, similar a las condiciones presentadas en el periodo 2015-2016. Para ello, se prevé la necesidad de garantizar la disponibilidad y flexibilidad de combustibles asociados a la generación térmica, buscando un aumento prolongado en la participación de estos recursos, con el fin de garantizar la atención de la demanda, cumpliendo con los índices de seguridad y confiabilidad adecuados.

Ante esto, y con el objetivo de mantener la suficiencia del sistema, evitando atrasos en la entrada en operación de proyectos que son clave para la atención de la demanda durante el periodo previsto, son analizados por áreas, los principales riesgos operativos del

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

sistema, evaluando las distintas alternativas disponibles y medidas a implementar.

En este sentido, adicional al seguimiento y los procesos que adelanta la UPME, con el fin de minimizar dichos retrasos en la puesta en operación de los proyectos, se han identificado alternativas para la expansión de la red, que minimizan algunos trámites adicionales que pueden generar demoras y dificultades para la ejecución de los proyectos en las fechas establecidas, y que resuelven problemas técnicos. Dichas alternativas consideran compensadores síncronos, baterías, uso de infraestructura existente y repotenciaciones (consultables en el Tomo 1 del plan maestro de modernización). No obstante, la adopción e inclusión efectiva de estas soluciones y tecnologías requieren ajustes regulatorios y de política pública. Por tal motivo, se ha desarrollado una serie de mesas técnicas, con el fin de generar un trabajo articulado con el MME y la CREG.

> ***"15. ¿Cuál es la cobertura en el sector rural del servicio? ¿Qué medidas están o auxilios se contemplan? destinadas para atender a la población del sector rural, qué subsidios, beneficios"***

En primer lugar, es de precisar que de conformidad con lo establecido en el Decreto 1073 de 2015, corresponde a la UPME elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura - PIEC, cuyo propósito principal es identificar las necesidades del servicio de energía y cuantificar las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica. Este documento plantea un análisis de las posibles alternativas utilizando herramientas espaciales y de optimización, consolidando la información de los usuarios sin servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

En el mismo sentido, el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica -ICEE es un ejercicio estadístico que se realiza de conformidad con lo establecido en el Decreto 1258 de 2013, a partir del cual se establecen los índices de cobertura a nivel nacional, departamental y municipal; su propósito principal es identificar las necesidades del servicio de energía eléctrica y cuantificar las inversiones que deben realizarse para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica. El ICEE estimado es un insumo para la elaboración del plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica (PIEC), de acuerdo con los lineamientos de expansión de cobertura del decreto 099 de 2021 del MME.

La versión del PIEC vigente corresponde al PIEC 2019-2023, y contiene información de las cifras de cobertura de energía eléctrica para el periodo desde el 2015 al 2019, basado en una nueva metodología para el cálculo del ICEE, a través de la cual determinó el número de viviendas con servicio (VCS) que cuentan con el suministro de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional -SIN, y las Viviendas Sin Servicio (VSS), con base en información suministrada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, según lo reportado por los Operadores de Red a través del Sistema Único de

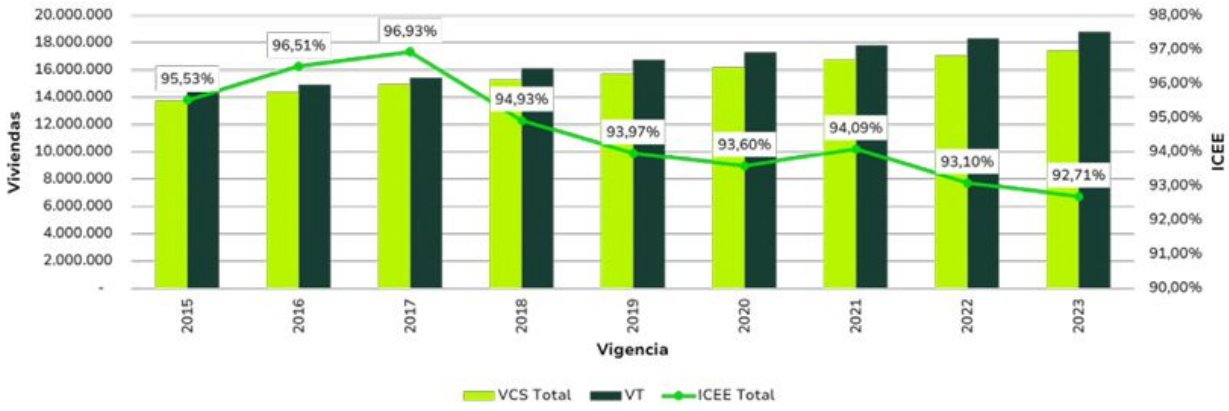
Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Información -SUI, y la información del Censo Nacional de Población y Vivienda - CNPV 2018, del Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE.

Adicionalmente, en el mes de abril fue publicada para comentarios la versión del PIEC para la vigencia 2024-2028, la cual puede ser consultada a partir del siguiente enlace: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEC/2024-2028/PIEC_2024-2028_comentarios.pdf

El ICEE para el año 2023, fue publicado el presente año (2025), con base en información oficial suministrada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística -DANE, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD, a través de su sistema único de información (SUI), por los operadores de red (OR), los prestadores de servicio y las entidades territoriales. De acuerdo con este documento, desde el 2018, el ICEE comenzó a tener un comportamiento a la baja, a pesar de observarse un crecimiento continuo en las VCS, debido a que los incrementos anuales de Viviendas Totales -VT han sido superiores a los incrementos de VCS para todos los años, con excepción de los años 2016, 2017 y 2021, contribuyendo a la tendencia a la baja del índice. Esto es un indicio de que las nuevas proyecciones de vivienda efectuadas por el DANE, han tenido un efecto sobre el ICEE, al presentarse una mayor brecha entre VT y VCS, absorbiendo en gran medida los esfuerzos de ampliación de cobertura que ha hecho el país en los últimos años.

Figura 5. *Comportamiento de las VCS, VT y el ICEE, 2015-2023*



Fuente: *UPME, ICEE 2023*

A continuación se presenta un resumen de la información del ICEE para el año 2023:

Tabla 5. *Resumen Datos del ICEE, 2023*

Viviendas Rurales	4.644.936

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Viviendas Urbanas	14.153.977
Viviendas Totales	**18.798.913**
VCS Rural	3.419.555
VCS Urbano	14.007.964
VCS sin Divipola	0
VCS Total	**17.427.519**
ICEE Nacional Rural	73.619%
ICEE Nacional Urbano	98.968%
ICEE Nacional Total	**92.705%**
VSS Rural	1.225.381
VSS Urbano	146.013
VSS sin Divipola	0
VSS Total	**1.371.394**

Fuente: *UPME*

Ahora bien, con respecto a *"(...) medidas están o auxilios se contemplan? destinadas para atender a la población del sector rural, qué subsidios, beneficios"*, teniendo en cuenta que, según el numeral 22 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía, *"Administrar los Fondos de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos"*, y que conforme lo establecido en el Decreto 1073 de 2015, también es función del Ministerio de Minas y Energía, *"Determinar el monto de las contribuciones facturadas y los subsidios aplicados que se reconocerán trimestralmente a las empresas que los facturen, en el proceso de conciliación de subsidios y contribuciones de solidaridad"*, se realizó el traslado de este aspecto al MME para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000074191 del 15 de mayo de 2025.

35. ¿Qué estrategias está proyectando el Gobierno Nacional teniendo en cuenta el aumento de la demanda de energía a futuro, por el desarrollo de nuevas tecnologías?

De conformidad con la Ley 143 de 1994 y el Decreto 2121 de 2023, la UPME tiene como objeto *"planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos, producir y divulgar la información requerida para la formulación de políticas y toma de decisiones y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas".

En este sentido, en lo que se refiere a la generación de energía eléctrica en el país, según el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, la UPME tiene entre sus funciones proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en ello, formular el Plan Indicativo de Expansión de Generación -PIEG. Es importante mencionar que el PIEG es de carácter indicativo, en él se identifican los requerimientos de energía eléctrica del país ante diferentes escenarios, sin determinar los proyectos a ejecutar, por lo tanto, la UPME en el PIEG únicamente determina unas alternativas de expansión de la generación, pero las decisiones de inversión en proyectos de generación son del privado (no necesariamente con referencia al PIEG).

En el mes de abril de 2024, la UPME publicó la actualización del Plan Indicativo de Expansión de Generación 2023-2037 (PIEG 2023-2037), en el que se proponen y analizan cuatro escenarios de oferta de energía que se describen a continuación:

- **Escenario 1 de oferta (Libre + Ituango Fase II):** se considera que para diciembre de 2026 entre en operación la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), así como la entrada en operación de los proyectos asociados a la Colectora I (1,050 MW) para enero de 2027, y Colectora II (3,000 MW) para 2032-2033.
- **Escenario 2 (Libre - Ituango Fase II):** en este escenario, no se considera la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), con el fin de determinar y analizar los requerimientos en capacidad y tipos de recursos necesarios que permitan cumplir con la confiabilidad del sistema. Las demás condiciones son las mismas que fueron definidas para el Escenario 1.
- **Escenario 3 (Libre - Ituango Fase II + Mod. FPO Colectoras):** En este escenario se incluye el aplazamiento de las fechas de puesta en operación en dos años para los proyectos que hacen parte de Colectora I y Colectora II, excluyendo de la matriz el proyecto de generación hidroeléctrica Ituango en su Fase II.
- **Escenario 4 (Transición Energética Justa):** En este escenario se toman las condiciones planteadas para el escenario No. 1, adicionando los siguientes aspectos:
    i) Salida de plantas térmicas y reconversión de plantas a combustibles líquidos a partir de 2028
    ii) Ingreso progresivo de FNCER al sistema (7,891 MW)

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

iii) Ingreso de la capacidad de generación eólica asociada al proyecto de transmisión Colectora II, configurada temporalmente como capacidad disponible a partir de 2032.

La información asociada al PIEG, puede ser consultada más a detalle en el siguiente enlace:
https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-la-generacion/

Adicionalmente, a la UPME únicamente le corresponde asignar la capacidad de transporte al SIN, en el marco de lo establecido en el artículo 4 de la Resolución MME 40311 de 2020, y la Resolución CREG 075 de 2021 *"Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional"*. Sin embargo, se debe precisar que la generación de energía eléctrica es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85[5] de la Ley 143 de 1994, por lo tanto, la UPME en su Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) únicamente determina unas alternativas de expansión de la generación, pero las decisiones de inversión en proyectos de generación son del privado (no necesariamente con referencia al PIEG), quien asume la responsabilidad por su ejecución, el tipo de tecnología a usar, ubicación geográfica, financiación, permisos, puesta en marcha y operación, por tanto, la UPME no ejecuta proyectos de generación.

A pesar de que la entrada en operación de los proyectos depende únicamente de sus promotores, ya que la generación y el desarrollo de los proyectos son una actividad de libre iniciativa, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se establece la necesidad del crecimiento y diversificación de la matriz energética del país a través del ingreso en operación de 2GW de proyectos de generación de energía eléctrica alimentados por fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) partiendo de una capacidad de 297,08 MW de este tipo de proyectos. Posteriormente, en abril del año 2023 el presidente Gustavo Petro declaró como objetivo de gobierno el incremento de 6GW en FNCER, surgiendo así la Estrategia 6GW.

La Estrategia 6GW compuesta por el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) acompaña a los proyectos durante todas sus fases de desarrollo hasta la puesta en operación comercial a través de la articulación con otras entidades del gobierno, con el objetivo de lograr la priorización de gestión de los trámites relacionados con los proyectos de generación FNCER, siempre respetando las competencias y autonomía de cada institución. Para pertenecer a la Estrategia los

5 *Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

proyectos deben cumplir dos requisitos: ser proyectos de generación FNCER con capacidad de transporte asignada según lo establecido en la resolución CREG 075 de 2021 y tener una fecha de puesta en operación (FPO) previa a diciembre del año 2026.

Las principales acciones que se están desarrollando en el marco de esta estrategia son las siguientes:

- Relacionamiento directo y permanente con los promotores de los proyectos, con el fin de conocer los trámites administrativos que inciden en el avance de los proyectos.
- Acercamiento a las principales autoridades administrativas del orden nacional y regional con el fin de: (i) dar a conocer la Estrategia 6 GW; (ii) visibilizar la importancia de los proyectos de generación renovable en la transición energética y en circunstancias climáticas como las que supone el fenómeno de El Niño; (iii) conocer las dificultades que afrontan las diferentes autoridades que incidan en la pronta y adecuada atención de los trámites requeridos por los promotores de proyectos renovables; (iv) apoyar las necesidades de conocimiento técnico del sector eléctrico que puedan afectar las gestiones al interior de las entidades; y (v) generar un relacionamiento directo y periódico con las áreas relevantes de las autoridades, con el fin de hacer seguimiento a los trámites y facilitar su oportuna y acertada solución.
- Acercamiento con algunos operadores de red y con el operador del sistema, XM, como actores clave en las etapas finales para la entrada en servicio de los proyectos.
- Generación de mesas de trabajo entre promotores y autoridades administrativas con el fin de propiciar canales de comunicación efectivos que agilicen la respuesta a los trámites.

Se resalta que se han adelantado **más de 67 mesas de trabajo** con periodicidad semanal de planeación y seguimiento desde junio de 2023, se ha contactado a los desarrolladores de más de 146 proyectos cuya FPO inicial entre 2023 y 2024, a partir de lo cual se han realizado **más de 54 mesas de trabajo con distintos promotores** con el fin de conocer el estado de avance de los proyectos, sus principales trámites administrativos pendientes y las gestiones que se pueden viabilizar o apoyar. Además se han adelantado **35 mesas de trabajo con los operadores de red y transmisores** AFINIA (16), EMSA (11), CENS (1), EBSA(1) y AIR-E (2), ISA (1), CELSIA (1), ENEL (1) y ESSA (1) a través de reuniones individuales (MME-UPME-OR), y en conjunto con los promotores, con el objeto de viabilizar trámites y generar espacios de discusión y compromisos claves para la puesta en operación de los proyectos.

También se han establecido enlaces directos al interior de las corporaciones autónomas

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

regionales, así como mesas de seguimiento mensual a los trámites en curso, procurando reducir tiempos de respuesta y generar una comunicación más activa entre las CAR y los promotores. Se han llevado a cabo **11 mesas de trabajo con la Procuraduría General de la Nación**, a partir de las cuales se gestionaron 10 mesas de trabajo con distintas CAR y se está realizando acompañamiento preventivo a algunos trámites a nivel local. Se cuenta con relacionamiento cercano con ICANH, ANI, INVIAS, AEROCIVIL y la SSPD, se han realizado 19 mesas de trabajo con XM de seguimiento a los procesos de conexión de los proyectos, reduciendo el tiempo de trámites, además de acompañar técnicamente los requerimientos de los promotores para reducir los tiempos de respuesta por parte de XM. Finalmente, hemos gestionado el desarrollo de tres talleres dirigidos a promotores en materia de licenciamiento ambiental, liderado por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales –ANLA, y de protocolos de conexión al Sistema Interconectado Nacional –SIN, a cargo de XM.

De esta manera, la UPME trabaja de manera coordinada con las diferentes entidades del sector energético para promover la entrada en operación comercial de proyectos con FNCER y para identificar proyectos de expansión en la transmisión de energía eléctrica. Estos esfuerzos tienen como fin fortalecer y diversificar la matriz energética del país, para atender la creciente demanda de energía eléctrica con los criterios de calidad y confiabilidad establecidos en la regulación vigente

Adicionalmente es de destacar que la UPME puso a disposición de los interesados la herramienta "Geovisores UPME" cuyo objetivo principal es dar a conocer de forma indicativa el estado actual de los proyectos de generación con capacidad de transporte asignada por la UPME. Esa información es de carácter informativo, transitorio, aproximado y sin validez legal por cuanto se encuentra en permanente actualización por parte de las personas jurídicas o entidades responsables de su generación, y se puede consultar en el siguiente enlace:
https://upme.maps.arcgis.com/apps/dashboards/a12f7d6ec89a47ca913f6b275a05f4a1.

> ***"36.¿Qué inversiones en fuentes de energía, tanto en las actuales (hidroeléctricas, termoeléctricas) como en energías limpias (solar, eólica, biomasa, etc.), está haciendo el Gobierno Nacional? Detalle del 2023 al 2025.***
>
> ***38. ¿Qué inversiones en infraestructura energética ha realizado el Gobierno Nacional? Detalle la respuesta por departamento y monto de inversión. ¿Cuáles están pendientes?"***

Estas preguntas no son competencia de la UPME, sino del Ministerio de Minas y Energía - MME, teniendo en cuenta que el artículo 2.2.9.1.12., del Decreto 2236 de 2023 establece

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

que el *"Registro de comunidades energéticas (RCE), (…) será administrado por el Ministerio de Minas y Energía con el fin de promover el desarrollo de las comunidades energéticas y la articulación con la política energética nacional. El Ministerio de Minas y Energía establecerá lo relativo a la información que exigirá de las Comunidades Energéticas"*, y que según el numeral 23 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía, *"Administrar el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI)"*. Adicionalmente, teniendo en cuenta también que, en el marco de lo establecido en los artículos 2 y 4 de la Ley 143 de 1994, y en cumplimiento del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, el MME publicó el Proyecto de Decreto *"Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con el Programa Colombia Solar y se reglamenta la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de energía eléctrica"*, por medio del cual se establece y reglamenta el programa *"Colombia Solar"*, se realizó el traslado de estas preguntas al MME para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000074191 del 15 de mayo de 2025.

> ***"40. ¿Qué proyecto energético ha parado el Gobierno Nacional y por qué? Detalle la respuesta"***

Esta pregunta no es competencia de la UPME, sino del Ministerio de Minas y Energía -MME, teniendo en cuenta que, los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, establecen como funciones del Ministerio de Minas y Energía, *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía"* y *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país"*. Por tal motivo, se realizó el traslado de esta pregunta al MME para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000074191 del 15 de mayo de 2025.

Ahora bien, en el marco de lo establecido en el numeral 19 del artículo 16 del Decreto 2121 de 2023, corresponde a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad conceptuar sobre la viabilidad de conexiones de generadores al Sistema Interconectado Nacional -SIN, de conexiones de usuarios al Sistema de Transmisión Nacional -STN, de obras de nivel de tensión IV para remuneración de activos y de interconexiones internacionales, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

En consecuencia, a la UPME únicamente le corresponde asignar la capacidad de transporte al SIN, en el marco de lo establecido en el artículo 4 de la Resolución MME 40311 de 2020, y la Resolución CREG 075 de 2021 *"Por la cual se definen las disposiciones y*

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional", que definió las reglas para la asignación de capacidad de transporte para generadores, cogeneradores, autogeneradores y usuarios finales.

Con el fin de garantizar una adecuada asignación de la capacidad de transporte, el artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, establece los criterios a tener en cuenta para dicha asignación. En el caso de los proyectos de generación, se incluye lo siguiente:

- Los lineamientos previstos en los numerales 1 y 2 del artículo 4 de la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía -MME, relacionados con las necesidades de expansión y requerimientos del Sistema Interconectado Nacional - SIN, y la priorización los proyectos de generación que maximicen el uso de los recursos disponibles en el país, y aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que hayan sido asignados con compromisos con el Sistema a través de los mecanismos de mercado que defina para efectos de priorización el Gobierno nacional, el MME o la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y los proyectos que, conforme el principio de eficiencia establecido en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, garanticen la prestación del servicio al menor costo económico
- Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema, cuyo cálculo tendrá en cuenta, entre otros, los beneficios incrementales por disminución de restricciones y pérdidas de energía y/o por mejoras en la confiabilidad y seguridad de la operación, debido a la conexión del proyecto, descontando los costos de la expansión requerida.
- Obtención de licenciamiento ambiental y/o finalización del proceso de consultas previas.

En este sentido, la UPME implementó un modelo de priorización basado en la optimización de beneficios denominado *"Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión –MACC"* (Resolución UPME 528 de 2021 y Circular UPME 057 de 2022), el cual es empleado para encontrar la asignación óptima de los proyectos de generación que realicen la solicitud de conexión al SIN. Este modelo corresponde a una formulación matemática que permite optimizar la asignación entre los proyectos que presentan solicitudes de conexión, teniendo en cuenta restricciones de capacidad de barras, de capacidad de corto circuito en barra, las restricciones en las zonas eléctricas, control de proyectos, así como los parámetros técnicos, entre los que se encuentra, la capacidad de conexión por nodo, capacidad de corto circuito por nodo, conexión conjunta zona eléctrica, realiza valoración de los beneficios económicos (Reducción en las Restricciones, emisiones, efecto en el precio de bolsa y pérdidas) y técnicos (crecimiento en la mejora de la flexibilidad y confiabilidad).

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

El MACC responde a la necesidad de optimizar la capacidad de conexión disponible en el sistema y, a su vez, maximizar los beneficios que percibirá el sistema por la entrada de dichos proyectos de generación. En otras palabras, **el modelo busca asignar la mayor capacidad de conexión posible atendiendo a las diferentes restricciones eléctricas**. El MACC es ejecutado de forma secuencial año a año en un horizonte de hasta 15 años, de acuerdo con lo previsto en la resolución CREG 075 de 2021.

De este modo el MACC (cuya metodología puede ser consultada en el siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Conexiones/Procedimiento_MACC_V4.pdf), valora el beneficio de cada proyecto con respecto a los criterios indicados en la metodología descrita en la normativa vigente, en la cual se establece que el beneficio de cada proyecto se calculará con respecto a su impacto en términos de:

1) reducción pérdidas técnicas en el sistema
2) reducción de costos de restricciones
3) reducción de emisiones de CO2
4) reducción de precio en bolsa
5) aumento de la confiabilidad
6) mejora de la flexibilidad del sistema.

Una vez el MACC indica los proyectos que maximizan los beneficios del sistema y que por ende corresponden al máximo conjunto de generadores que cumplen las restricciones físicas y técnicas ya mencionadas, se procede a hacer una evaluación individual (mediante simulaciones de flujos de potencia) del impacto de los proyectos seleccionados sobre variables eléctricas específicas que, por su complejidad matemática, no pueden ser evaluadas por el MACC. Terminado dicho proceso, serán aquellos proyectos que superen esta última simulación los que tendrán asignado el punto de conexión.

Ahora bien, para realizar la asignación de la capacidad de transporte, el artículo 16 de la Resolución UPME 528 de 2021 establece que el interesado debe presentar su solicitud a través de la Ventanilla Única, incluyendo los respectivos documentos técnicos y/o ambientales, y acreditar el pago de la tarifa por el estudio de la solicitud. Por su parte, el artículo 17 (ibidem) indica que la UPME revisará que la documentación e información radicada cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 26 (ibidem) asociados al cumplimiento de lo reglamentado (según aplique) en la Resolución UPME 528 de 2021, y una vez la solicitud se encuentre completa, el transportador podrá revisar y presentar comentarios si así lo requiere. Lo anterior hace parte de las obligaciones del interesado, que se complementan con la revisión por parte del transportador, para asegurar la idoneidad de las propuestas, previa evaluación de la solicitud por parte de la UPME para la asignación de la capacidad de transporte.

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

Finalmente, teniendo en cuenta que la entrada en operación de los proyectos de generación depende únicamente de sus promotores, ya que la generación y el desarrollo de los proyectos son una actividad de libre iniciativa, a pesar de que la UPME no *"ha parado"* ningún proyecto de generación, una vez el promotor decide no continuar con el desarrollo del proyecto, la UPME deja de contar con su entrada en operación para la fecha en la que fue prevista, tomando en consideración aspectos relevantes para la elaboración del PIEG, sin descartar el desarrollo del proyecto en fechas futuras, para los casos en que, por medio de la respectiva garantía, se mantiene vigente el punto de conexión asignado.

"43. ¿Qué departamentos están en riesgo de apagón?"

Esta pregunta no es competencia de la UPME, sino de XM S.A. E.S.P. -XM, quien conforme lo establecido en el Decreto 848 de 2005, que atiende lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994, dentro de su objeto social desarrolla las funciones asignadas al Centro Nacional de Despacho -CND, relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de recursos del Sistema Interconectado Nacional - SIN, la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, entre otras. Por tal motivo, se realizó el traslado de esta pregunta a XM para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000074081 del 15 de mayo de 2025.

En los anteriores términos se considera atendida integralmente su solicitud, en el marco de competencias de esta entidad.

Atentamente,

Manuel Peña Suarez
Director General Encargado
Dirección General

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

Radicado No.: **20251000078331**
Fecha: 23-05-2025

Elaboró: LEIDY BRIGITH VERA RUNCERIA
Revisó: CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ, JULIANA CAMACHO MARTINEZ, Manuel Peña Suarez, ADRIANA CRISTINA BARRERA CASTRO, MARIA PAULA TORRES MARULANDA, JUAN CAMILO SÁNCHEZ SALAZAR, DIANA MARCELA MONTAÑA SILVA, JOSE LENIN MORILLO CARRILLO
Aprobó: Manuel Peña Suarez

Recuerde: *Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera* ***"Copia No Controlada"****. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*