



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 27



Radicado No.: **20251000036551**

Fecha: 10-03-2025

Señores.

ANA ROGELIA MONSALVE ÁLVAREZ

Representante

JULIO ROBERTO SALAZAR PÉRDOMO

Representante

LUIS RAMIRO RICARDO BUELVAS

Representante

JOSÉ OCTAVIO CARDONA LEÓN

Representante

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

comision.quinta@camara.gov.co

Bogotá

Asunto: Respuesta al cuestionario anexo a la Proposición No. 036 “*DEBATE DE CONTROL POLÍTICO*”, recibido mediante el radicado UPME No. 20251110035102.

Respetados Representantes:

Mediante la comunicación con radicado UPME 20251110035102, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recibió el cuestionario anexo a la Proposición No. 036 con asunto “*DEBATE DE CONTROL POLITICO*”, frente a la cual se da respuesta en los siguientes términos, en el marco de las competencias de esta entidad. Para efectos de organización se conserva el mismo orden del cuestionario remitido, extrayendo las preguntas referidas a la UPME.

CUESTIONARIO H.R. ANA ROGELIA MONSALVE ÁLVAREZ

“1. ¿Cuáles son las proyecciones oficiales de oferta y demanda de gas natural para 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 y 2030?”

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.*”



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 2 de 27



Radicado No.: **20251000036551**

Fecha: 10-03-2025

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 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 – 2038¹ 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 2023-2038², 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,

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



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 3 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

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 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



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 4 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

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 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

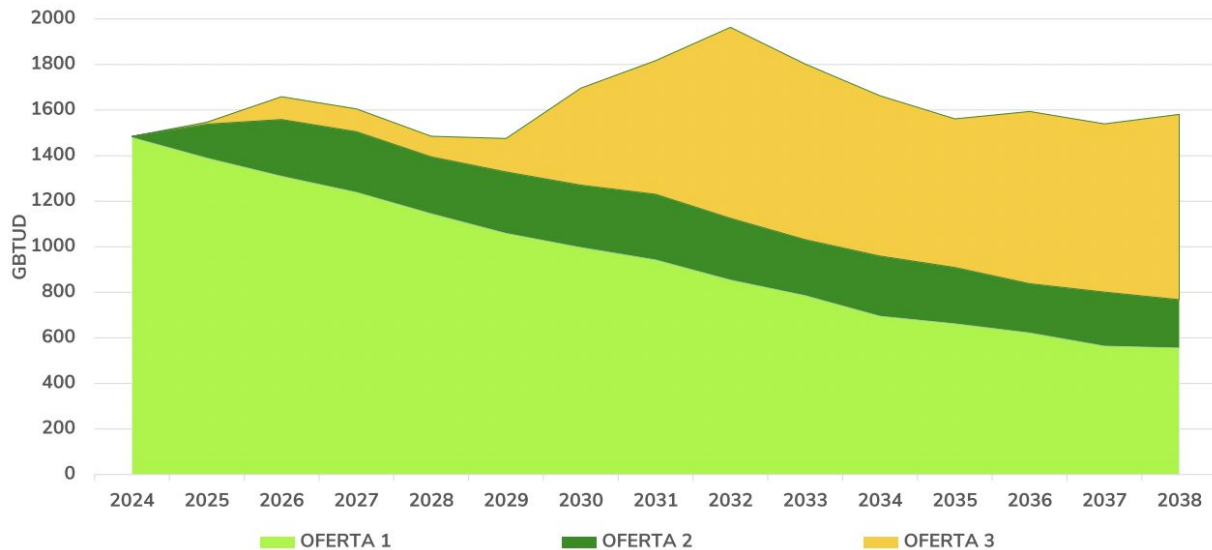
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 5 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025



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 2023-2037³*" 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.
- 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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 6 de 27



Radicado No.: 20251000036551

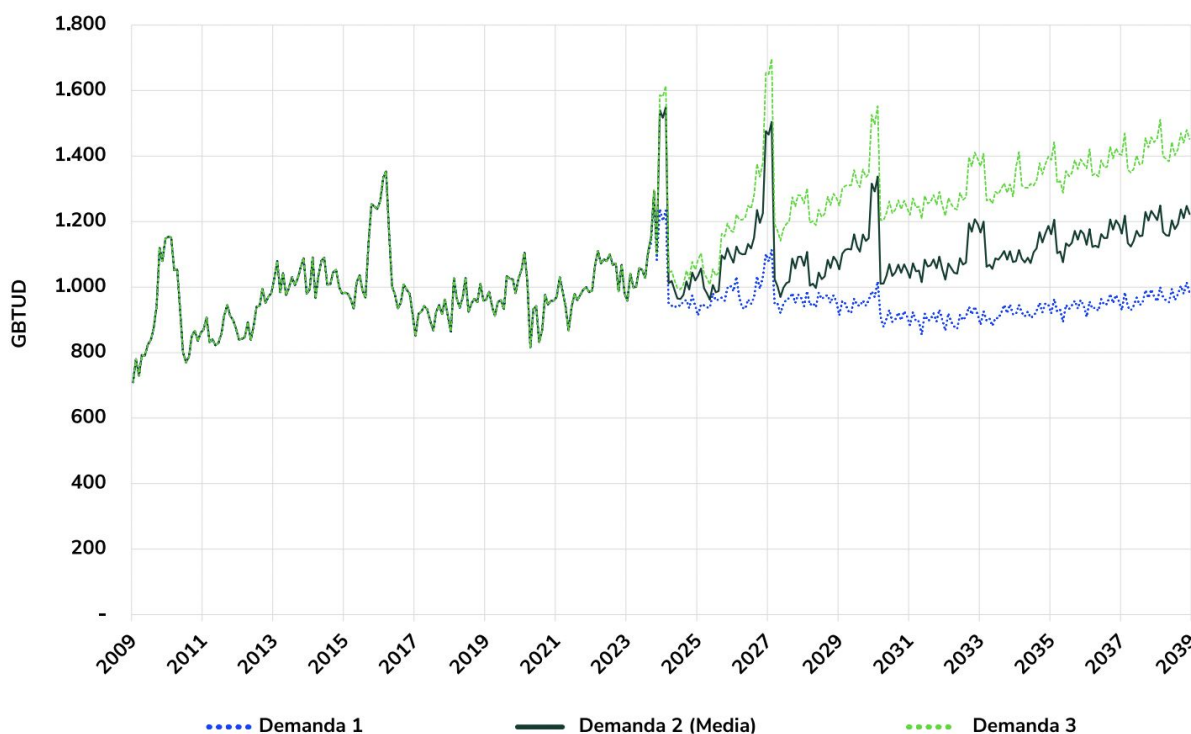
Fecha: 10-03-2025

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.



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-



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 7 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

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

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 históricos 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				



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 8 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

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 el 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.	Proyectos de optimización en el consumo de gas natural en las refinarias.	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.
Estimación Escenario Alto		Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$	Proyectos de producción incremental de hidrocarburos en el Magdalena Medio y de mayor consumo de gas natural en las refinarias.	Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$

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.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 9 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

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.

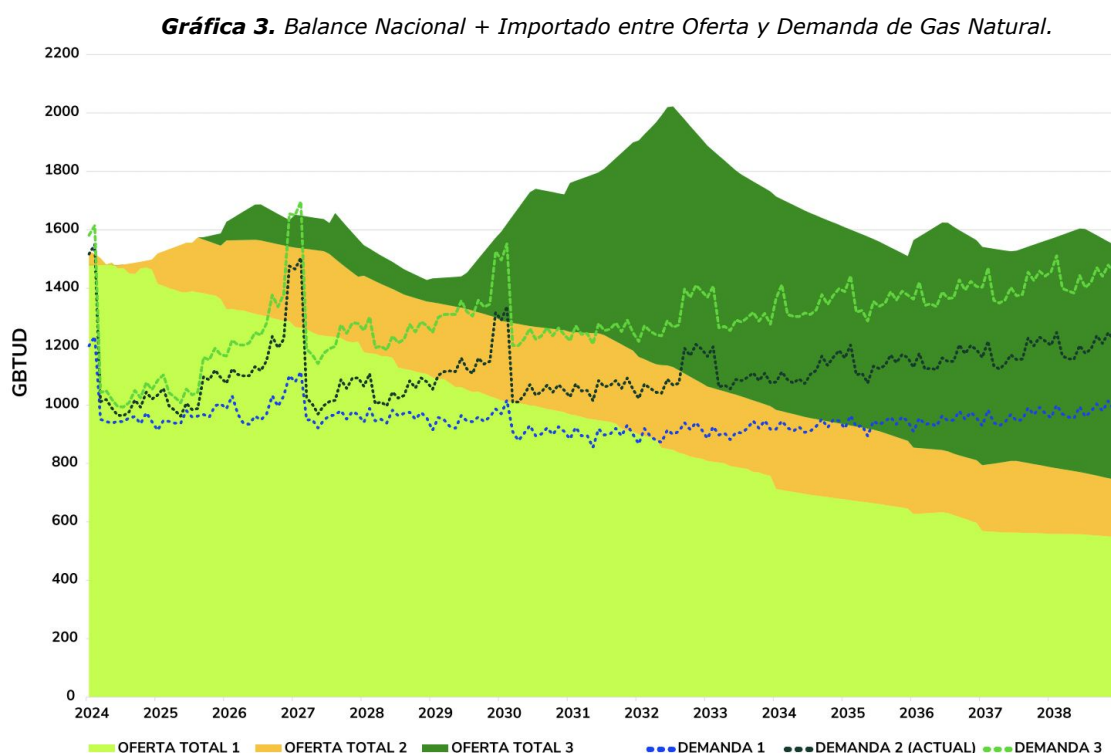
Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica en conjunto con la proyección hidrológica media. Este escenario estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta seis meses.	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 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 respecto 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.



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.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 11 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

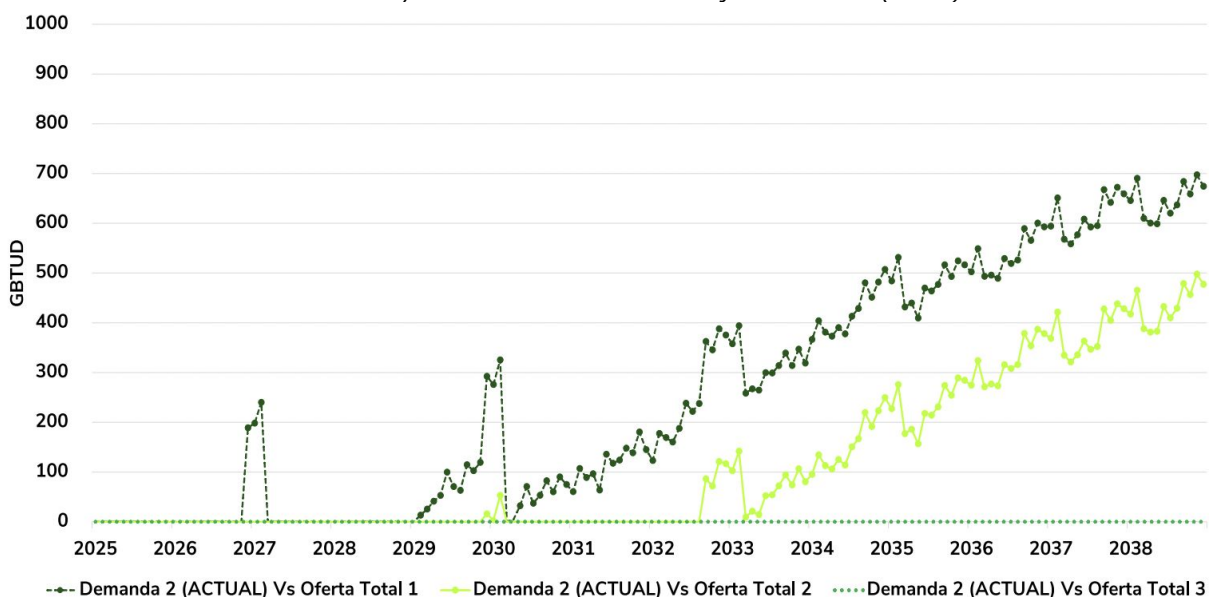
proyecta un déficit creciente de gas natural a partir del primer trimestre de 2029 a medida que aumenta la declinación de los campos productores actuales.

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):

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



Fuente. ETPAGN 2023-2038



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 12 de 27



Radicado No.: **20251000036551**

Fecha: 10-03-2025

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

"2. ¿Cómo se planea abordar el déficit proyectado, estimado entre un 9% y 12% (90-120 GBTUD) para 2025?

3. ¿Qué iniciativas se están impulsando para aumentar la exploración y producción local de gas, y cómo se integran estas estrategias con las políticas de transición energética del país?"

Las preguntas 2 y 3 no son de competencia de la UPME, sino del Ministerio de Minas y Energía (MME), puesto que según el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013, el MME tiene entre sus funciones *"Adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles"*. A su vez, también es competencia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), ya que según lo señala el artículo 3 del Decreto 4137 de 2011, la ANH tiene como objeto *"administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación (...)"* y el artículo 4 del mismo Decreto, la ANH tiene entre sus funciones *"Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación (...)"*. Por tal motivo, se procedió a dar traslado al MME mediante radicado UPME 20251000028431 del 22 de febrero de 2025, y a la ANH mediante radicado UPME 20251000028411 del 22 de febrero de 2025.

CUESTIONARIO H.R. JULIO ROBERTO SALAZAR PERDOMO



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 13 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

"1. ¿Cuáles son las proyecciones de la UPME para la oferta y demanda de gas natural en Colombia durante los próximos cinco años, y cómo se prevé que evolucione el déficit de gas en el país a partir de 2025?"

Esta pregunta fue abordada previamente, en la respuesta a la pregunta No. 1 del cuestionario de la H.R. Ana Rogelia Monsalve Álvarez.

"2. ¿Qué estrategias de diversificación de la oferta de gas están siendo implementadas para reducir la dependencia de importaciones, y cuáles son los plazos para poner en marcha estas soluciones alternativas?"

La pregunta 2 no es de competencia de la UPME, sino del Ministerio de Minas y Energía (MME), puesto que según el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013, el MME tiene entre sus funciones "Adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles". A su vez, también es competencia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), ya que según lo señala el artículo 3 del Decreto 4137 de 2011, la ANH tiene como objeto "administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación (...)" y el artículo 4 del mismo Decreto, la ANH tiene entre sus funciones "Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación (...)". Por tal motivo, se procedió a dar traslado al MME mediante radicado UPME 20251000028431 del 22 de febrero de 2025, y a la ANH mediante radicado UPME 20251000028411 del 22 de febrero de 2025.

"3. Ante la creciente necesidad de importar gas para cubrir la demanda interna ¿cómo está la UPME evaluando el impacto económico de esta dependencia y que políticas están siendo consideradas para reducirla en el futuro cercano?"

Como se mencionó en la respuesta a la pregunta 1 del cuestionario de la H.R. Ana Rogelia Monsalve Álvarez, 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), en cumplimiento de lo cual, mediante circular 008 de 2025, la UPME publicó el pasado 31 de enero de 2025 el documento complementario al ETPAGN 2023-2038⁴, 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

4

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



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 14 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

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.

En el marco de este documento, y como resultado del ejercicio de simulación de la operación futura del SNT realizada bajo los escenarios de oferta y de demanda, se encuentra que, los flujos proyectados son superiores a la capacidad operacional efectivamente registrada a lo largo del territorio nacional, lo que deriva en la necesidad de incorporar nueva infraestructura a nivel de suministro y transporte, así como en la ampliación de capacidades y cambios en direccionalidades en tramos ya existentes.

En este sentido, la UPME realizó una estimación de costos indicativos para la construcción e implementación de nueva infraestructura considerada dentro del ETPAGN 2023-2038 publicado en junio de 2024, partiendo de análisis propios y consultorías previas contratadas por la UPME, que, en casos puntuales, se complementa con análisis académicos e información de otros referentes institucionales. No obstante, y teniendo en cuenta que la UPME contrató una nueva consultoría con la Unión Temporal CQM & DIA finalizada en diciembre de 2024⁵, la metodología de estimación de costos indicativos empleada en el documento complementario del ETPAGN 2023-2038 incluye dichos resultados en articulación con la consultoría contratada en el año 2016 con el Consorcio ACI-SANIG.⁶

De esta forma, la UPME realiza un análisis de sensibilidad, para identificar las variables o parámetros clave que afectan la estimación de costos y probar cómo cambia la estimación dentro de un rango razonable, que, en este caso en particular, destaca la variable estimada de brecha tecnológica de 8 años de las consultorías citadas y los alcances de la ingeniería conceptual. La estimación de costos de referencia se realiza según las prácticas internacionales (AACE International Recommended Practice No. 18R-97) bajo una estimación de nivel clase 5 de incertidumbre con márgenes de precisión de $\pm 30\%$.

Con esto presente, se actualizan los costos de inversión a nivel indicativo de proyectos seleccionados en el ETPAGN 2023-2038 los cuales se presentan en los gráficos 5 y 6, para transporte y suministro, respectivamente. En el caso de infraestructura de transporte se incluyen los costos asociados a nuevo de la red de tubería y de la capacidad de compresión cuando es requerida.

Gráfica 5. Estimación de Costos de Inversión – Nueva Infraestructura de Transporte (Costos indicativos).

⁵ Unión Temporal CQM & DIA, Metodología de costos indicativos de inversión de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) para infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en Colombia, 2024

⁶ ACI-SANIG, Consultoría para determinar los costos indicativos de inversión, operación, mantenimiento, tanto fijos como variables, para la construcción y funcionamiento de infraestructura de producción, importación, refinación, procesamiento, exportación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en el país, 2016.



Unidad de Planeación Minero Energética

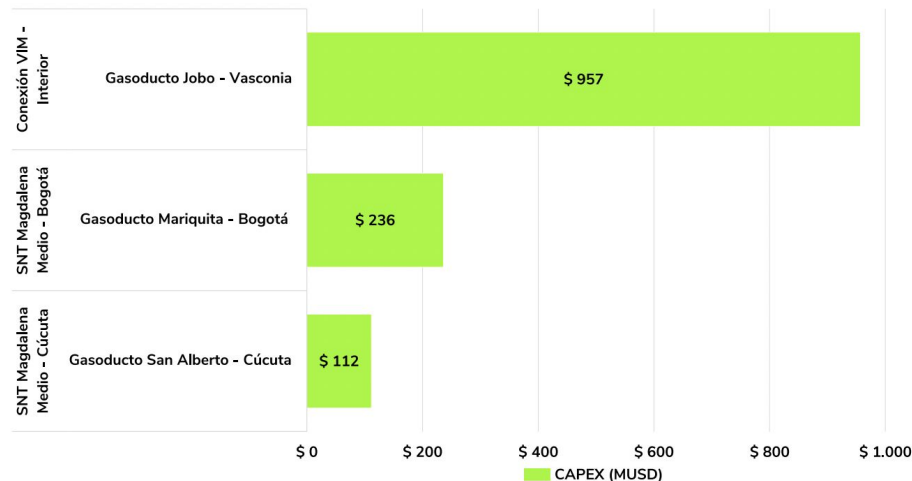
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 15 de 27



Radicado No.: 20251000036551

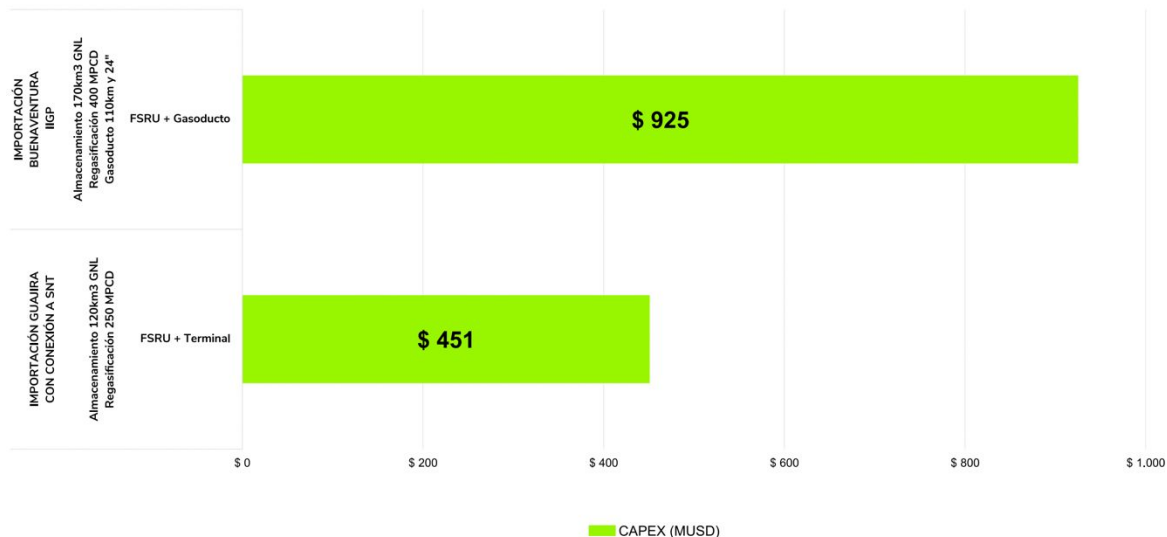
Fecha: 10-03-2025



Fuente. UPME

Por otra parte, en el siguiente gráfico se muestran los resultados para las alternativas de infraestructura de importación, almacenamiento y regasificación de gas natural actualizando la capacidad definida de acuerdo con los análisis expuestos. Frente al particular, se presentan los resultados obtenidos previamente para una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU, siglas en inglés) (con adecuaciones de terminal), y el gasoducto Buenaventura – Yumbo; y por otra parte, se actualizó la capacidad de regasificación desde La Guajira para FSRU a 250 MPCD (incluye costos de terminal).

Gráfico 6. Estimación de Costos de Inversión – Infraestructura de Importación (Costos indicativos)



Fuente. UPME

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.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 16 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

Se aclara que se requieren realizar análisis adicionales a nivel de ingeniería de detalle considerando las estimaciones que puedan ejecutar los posibles inversionistas interesados en la ejecución de los proyectos.

A nivel de ampliación de capacidades o modificaciones operativas asociadas a bidireccionalidades o interconexiones, es importante advertir que para la publicación del ETPAGN 2023-2038, la UPME no contaba con referencias actualizadas sobre los posibles costos de las actividades requeridas. Sin embargo, a partir de las metodologías empleadas, junto con la información remitida a través de la consultoría contratada para la estimación de costos indicativos (Unión Temporal CQM & DIA, 2024), así como información remitida por agentes transportadores sobre algunos de los proyectos identificados, a continuación, se presenta la estimación de costos de referencia para cada necesidad identificada.

Tabla 5. Estimación de Costos de Inversión - Necesidades identificadas sobre infraestructura existente (Costos indicativos)

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	CAPEX ESTIMADO (MUSD)
Infraestructura de importación en Cartagena con conexión al SNT	25 MPCD - Fase 1 83 MPCD - Fase 2 533 MPCD - Fase 3	19,63*
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).	No inferior a 192 MPCD	1,95
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).	No inferior a 200 MPCD.	0,62
Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión al tramo Cusiana - Apiay)	No inferior a 120 MPCD.	4,0
Gasoducto Aguazul - Yopal (con conexión a los tramos Yopal-Floreña, Yopal-Morichal y Cusiana-El Porvenir).	No inferior a 13,9 MPCD en Yopal	18,17
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	No inferior a 1,1 MPCD.	21,10
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	No inferior a 17 MPCD.	16,14
Ampliación de capacidad de	No inferior a 1,6 MPCD.	13,58



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 17 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	CAPEX ESTIMADO (MUSD)
transporte en el tramo Guando – Fusagasugá		
Conexiones de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio.	No inferior a 3,5 MPCD (Agregado entre dife rentes ramales)	22,66
Bidireccionalidad en el tramo Cartagena - Sincelejo (Ampliación de capacidad hacia Sincelejo).	No inferior a 180 MPCD.	N/A**
Bidireccionalidad en el tramo Sincelejo - Jobo (Ampliación de capacidad hacia Jobo).	No inferior a 180 MPCD.	N/A**
Bidireccionalidad en el tramo La Creciente - Sincelejo	No inferior a 5 MPCD	N/A**

Fuente: UPME

* El costo indicativo estimado para Infraestructura de importación en Cartagena con conexión al SNT, se asocia temporalmente a la ampliación de capacidad de transporte desde la FSRU ubicada en el sector de Mamonal en Cartagena hasta el actual punto de conexión al SNT, mediante un gasoducto de 24 pulgadas y aproximadamente 10 kilómetros de extensión, en atención a la capacidad máxima de transporte estimada para la fase 3 de entrada en operación abierta, del orden de 533 MPCD. Este análisis prevé la utilización de la capacidad de almacenamiento y de regasificación actualmente instalada en la FSRU en operación, por lo que los costos asociados al uso de estas capacidades deben ser analizados particularmente por la CREG mediante el mecanismo de remuneración que se considere más conveniente.

** Los proyectos relacionados con la Bidireccionalidad de los tramos Cartagena-Sincelejo-Jobo y La Creciente-Sincelejo resultantes en este nuevo análisis, presentan una FPO hacia el 1T de 2034, y se consideran en fase de seguimiento de acuerdo con el avance de otros proyectados relacionados, como la Conexión VIM-Interior, así como futuras actualizaciones de la oferta nacional de gas natural, por lo cual no se prevé en este análisis su recomendación de adopción de manera inmediata.

Finalmente, es importante mencionar que en atención al literal a. del artículo 2 de la Resolución CREG 102 012 de 2024, que dispuso:

*"(...) En la declaración ante la CREG, el transportador incluirá (i) **el valor de la inversión de cada proyecto**, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración; (ii) la fecha de entrada en operación, la cual deberá corresponder con la fecha establecida en el PAGN; (iii) **la información para determinar el valor eficiente de estas inversiones y los gastos de AOM para el periodo estándar de pagos**, y la demás información que permita verificar que el proyecto presentado por el transportador cumple las condiciones de servicio solicitadas*



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 18 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

en el PAGN. Los parámetros y requerimientos de este literal estarán determinados en la resolución CREG 175 de 2021 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.”
Negrilla fuera de texto.

En ese sentido, es la CREG la entidad competente para establecer finalmente el costo eficiente de este tipo de proyectos, utilizando el mecanismo de valoración de inversiones y evaluación de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) previsto en la resolución que reemplace la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural. En tal sentido, debe entenderse que los costos estimados en el ETPAGN y sus documentos complementarios se presentan como una referencia indicativa para valorar el beneficio/costo de los proyectos.

De otra parte, respecto a las políticas que están siendo consideradas para reducir la necesidad de importar gas en el futuro cercano, se informa que no es competencia de la UPME sino del Ministerio de Minas y Energía (MME), puesto que según el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013, el MME tiene entre sus funciones “*Adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles*”. Por tal motivo, se dio traslado de esta pregunta para lo de su competencia, mediante radicado UPME 20251000028431 del 24 de febrero de 2025.

“4. ¿Qué estudios o análisis ha realizado la UPME sobre las consecuencias de depender de gas importado para el suministro interno y la estabilidad de las tarifas para los consumidores colombianos?”

Como se mencionó en la respuesta a la pregunta 1 del cuestionario de la H.R. Ana Rogelia Monsalve Álvarez, 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 ampliaciones o expansiones en el Sistema Nacional de Transporte, previo cumplimiento de la normatividad vigente, en este sentido no realiza un análisis de consecuencias.

Con esto de presente, en la actualización del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) para el periodo 2023 – 2038⁷, específicamente en el capítulo 9.5 Estimación de cargos, se indica que para la construcción y modernización de infraestructura de gas natural se requiere una inversión de recursos financieros los cuales son remunerados de acuerdo con las disposiciones y procedimientos establecidos por la CREG y previa adopción por parte del MME.

⁷ <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>



Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 19 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

En este punto, es de mencionar que el modelo de precios de oferta de gas natural se fundamenta en la agrupación de nodos de oferta en clústeres según su ubicación geográfica y capacidad de ofrecer gas a nodos de demanda según señal de distancia y cargos asignados a tramos de transporte. Con esto presente, se establecen prioridades para evitar el atrapamiento de gas en los nodos, inicialmente mediante precios de referencia. Estos precios se ajustan iterativamente hasta lograr que el modelo de mínimo costo reproduzca una "carta de flujos de referencia", priorizando la extracción de gas desde fuentes nacionales, complementando con gas importado.

Advirtiendo lo anterior, se realizó un ejercicio simplificado que estima el impacto porcentual que tendría en los cargos de transporte por distancia establecidos por la CREG para cada transportador; donde se evidencia que, para el proyecto importación Guajira con conexión al SNT, la estimación de cargos y remuneración de la infraestructura podría tener un impacto estimado en el cargo por distancia ponderado del 5%, usando la segunda estimación total nacional, la cual fue recomendada en el documento complementario del ETPAGN.

Por su parte, para la importación por Buenaventura, la estimación de cargos y remuneración de la infraestructura podría tener un impacto estimado en el cargo por distancia ponderado del 7%, usando la segunda estimación total nacional, la cual fue recomendada en el documento complementario del ETPAGN.

"5. ¿Cuál es el estado actual de las reservas de gas en Colombia, y cuáles son las estimaciones sobre la duración de estas reservas a los ritmos de consumo actuales?"

La pregunta 5, en lo relacionado a "*¿Cuál es el estado actual de las reservas de gas en Colombia (...)*" no es de competencia de la UPME, sino de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), toda vez que según el artículo 3 del Decreto 4137 de 2011 la ANH tiene como objetivo "*administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación*". Por tal motivo, se realizó el traslado de esta parte de la pregunta 5 para lo de su competencia, mediante radicado UPME 20251000032151 del 28 de febrero de 2025.

De otro lado, la pregunta 5 en cuanto a las "*(...) estimaciones sobre la duración de estas reservas a los ritmos de consumo actuales?*", fue abordada previamente en la respuesta a la pregunta 1 del cuestionario de la H.R. Ana Rogelia Monsalve Álvarez.

"6. ¿Qué planes tiene la UPME para gestionar los riesgos de desabastecimiento de gas en el corto, mediano y largo plazo? ¿Qué acciones preventivas se están tomando para asegurar la seguridad del suministro en todo el país?"

Como se mencionó en la respuesta a la pregunta 1 del del cuestionario de la H.R. Ana Rogelia Monsalve Álvarez, de conformidad con los lineamientos establecidos por los



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 20 de 27



Radicado No.: **20251000036551**

Fecha: 10-03-2025

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 mediante Circular 045 de 2024 la UPME publicó el pasado 26 de junio de 2024 la actualización del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) para el periodo 2023 – 2038⁸. Por su parte, mediante circular 008 de 2025, la UPME publicó el pasado 31 de enero de 2025 el documento complementario al ETPAGN 2023-2038⁹, considerando la nueva información reportada durante el año 2024 en las Declaraciones de Producción – DP publicadas por el MME.

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 saber:

- 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 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.

⁸ <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>

⁹

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



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 21 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

- 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.
- 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://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_Anexos/Acciones_recomendadas_ETPAGN_2023_2038.pdf.

Adicionalmente, resulta pertinente mencionar que en el tercer trimestre de 2024, la UPME en cumplimiento de la Resolución CREG 102-008 de 2021, seleccionó por medio de convocatoria el auditor para los siguientes proyectos:

Tabla 6. Proyectos en desarrollo de transporte de gas

PROYECTO ADOPTADO	CAPACIDAD	FECHA ACEPTACIÓN IRREVOCABLE	FPO ESTIMADA	TRANSPORTADOR	AUDITORÍA
Interconexión de tramos Barranquilla - Ballena y Ballena - Barrancabermeja	170 MPCD en ambos sentidos	17 de julio de 2024	Julio 2027	PROMIGAS	Delvasto & Echeverría Asociados
Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	100 MPCD en Ballena	17 de julio de 2024	En operación	TGI	Delvasto & Echeverría Asociados FINALIZADA
Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	170 MPCD en Ballena	06 de agosto de 2024	Agosto 2027	PROMIGAS	Consorcio HNA-EIATEC
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	20 MPCD en Gualanday	16 de julio de 2024	Octubre 2025	TGI	Delvasto & Echeverría Asociados
Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán	3 MPCD en Popayán	17 de julio de 2024	Octubre 2025	TGI	Delvasto & Echeverría Asociados
Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	250 MPCD en Mariquita	NA	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP.	TGI	NA

Fuente. Elaboración propia UPME

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.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 22 de 27

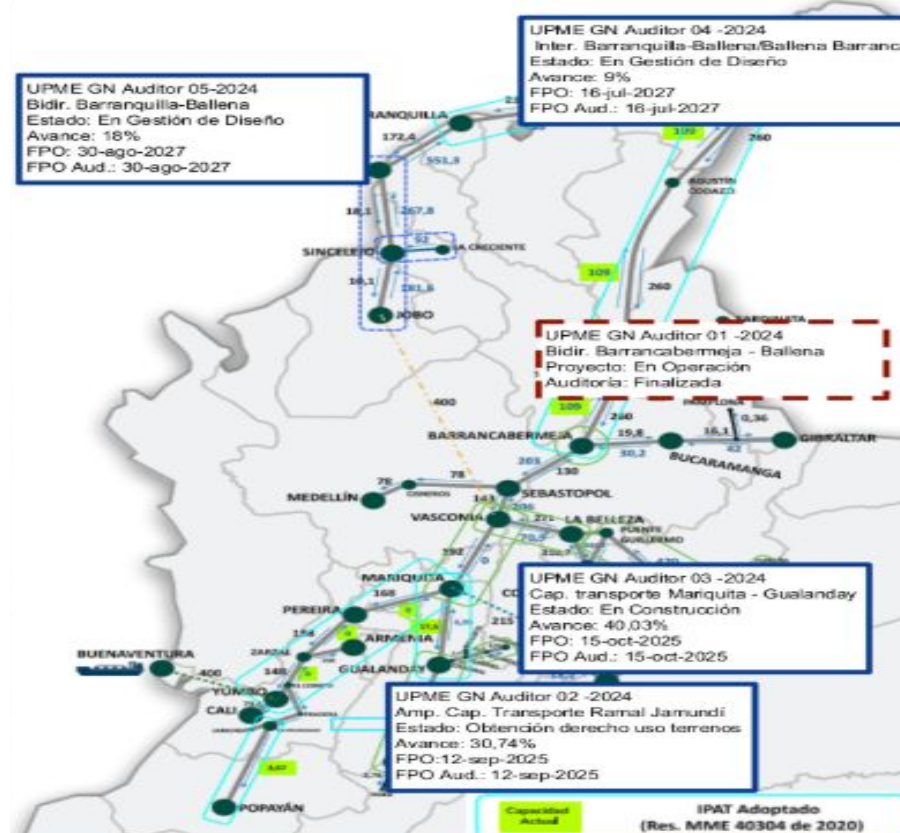


Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

Estos proyectos, a corte de febrero de 2025, se encuentran en el estado que se expone a continuación:

Gráfica 8. Mapa de proyectos en desarrollo de transporte de gas



Fuente. Elaboración propia UPME

Por su parte, la UPME en el documento complementario del ETPAGN 2023-2038 que publicó el pasado 31 de enero de 2025, destaca lo siguiente:

1. Ante la actualización de la información institucional publicada oficialmente por la ANH y el MME, la UPME, en el marco de su labor de planeación constante del sector energético, realizó una revisión y actualización de los insumos que componen los escenarios de oferta incluidos en el ETPAGN 2023-2028. Como resultado, se identificó una reducción en la oferta nacional disponible en el corto y mediano plazo (2025-2029) en comparación con el análisis previamente presentado. Esta situación resalta la importancia de desvincular la oferta potencial de los datos comerciales. Para ello, es necesario armonizar y estandarizar la normativa que rige las declaraciones realizadas por los agentes ante el MME y la ANH, con el objetivo de garantizar que dichos reportes no obstaculicen el ejercicio



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 23 de 27



Radicado No.: **20251000036551**

Fecha: 10-03-2025

de planeación y permitan reflejar, con mayor precisión, la situación actual del energético y las necesidades que deben atenderse.

2. Se requiere el seguimiento y análisis constante de las inversiones proyectadas por los agentes operadores para anticipar la incorporación de recursos descubiertos y por desarrollar, facilitando la transición de oferta potencial a oferta comercial. Esto fortalece el ejercicio de planeación del sector, reduciendo incertidumbres y mejorando la confiabilidad del abastecimiento energético.
3. Con el fin de fortalecer el ejercicio de planeación y conocer las necesidades exactas de abastecimiento y confiabilidad, se requiere que la UPME, con ocasión a los nuevos ajustes regulatorios, reciba de los agentes de la cadena de gas natural a nivel de suministro, transporte y distribución información operativa detallada de la infraestructura existente.
4. Ante las diferencias entre la demanda media proyectada y la oferta en diferentes zonas al interior del país y las limitaciones de infraestructura de transporte existente, se resalta la necesidad de incorporar puntos de suministro adicionales para el país, que permitan diversificar las alternativas de acceso a este energético desde mercados internacionales.
5. En atención a las estimaciones de demanda térmica expuestas de forma particular en este documento y al cambio observado sobre el comportamiento de la demanda media del sector, se requiere realizar un seguimiento exhaustivo sobre el estado de los embalses y el sistema eléctrico nacional para actualizar en el corto plazo la demanda de gas natural para el sector.
6. Se requiere contar con nuevas alternativas de infraestructura de transporte que permitan pasar de una configuración radial a un sistema anillado que brinde una mayor confiabilidad entre las diferentes regiones del país.

Gráfica 9. Mapa de proyectos en desarrollo de transporte de gas



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 24 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025

Resultados modelo de transporte de gas natural

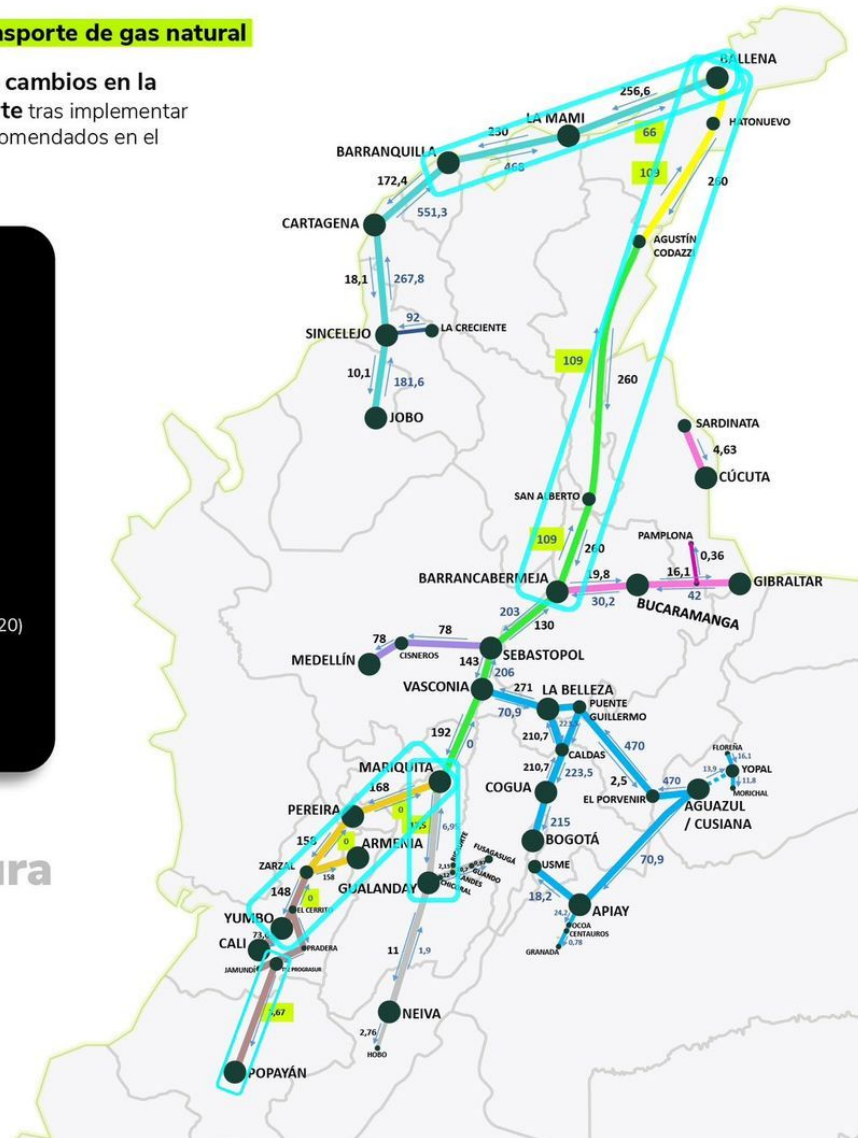
A continuación se presentan los **cambios en la infraestructura de transporte** tras implementar los proyectos y necesidades recomendados en el Documento Complementario.

- Costa Atlántica
- Costa Interior
- Magdalena Medio
- NorOriente
- NorOccidente
- Centro
- CQR
- SurOccidente
- Tolima-Huila
- IPAT (Res. MME 40304 de 2020)

IPAT Adoptado

*Cifras en MPCD

Infraestructura
actual
de
transporte



Fuente. Elaboración propia UPME

Gráfica 10. Mapa de proyectos en desarrollo de transporte de gas



Unidad de Planeación Minero Energética

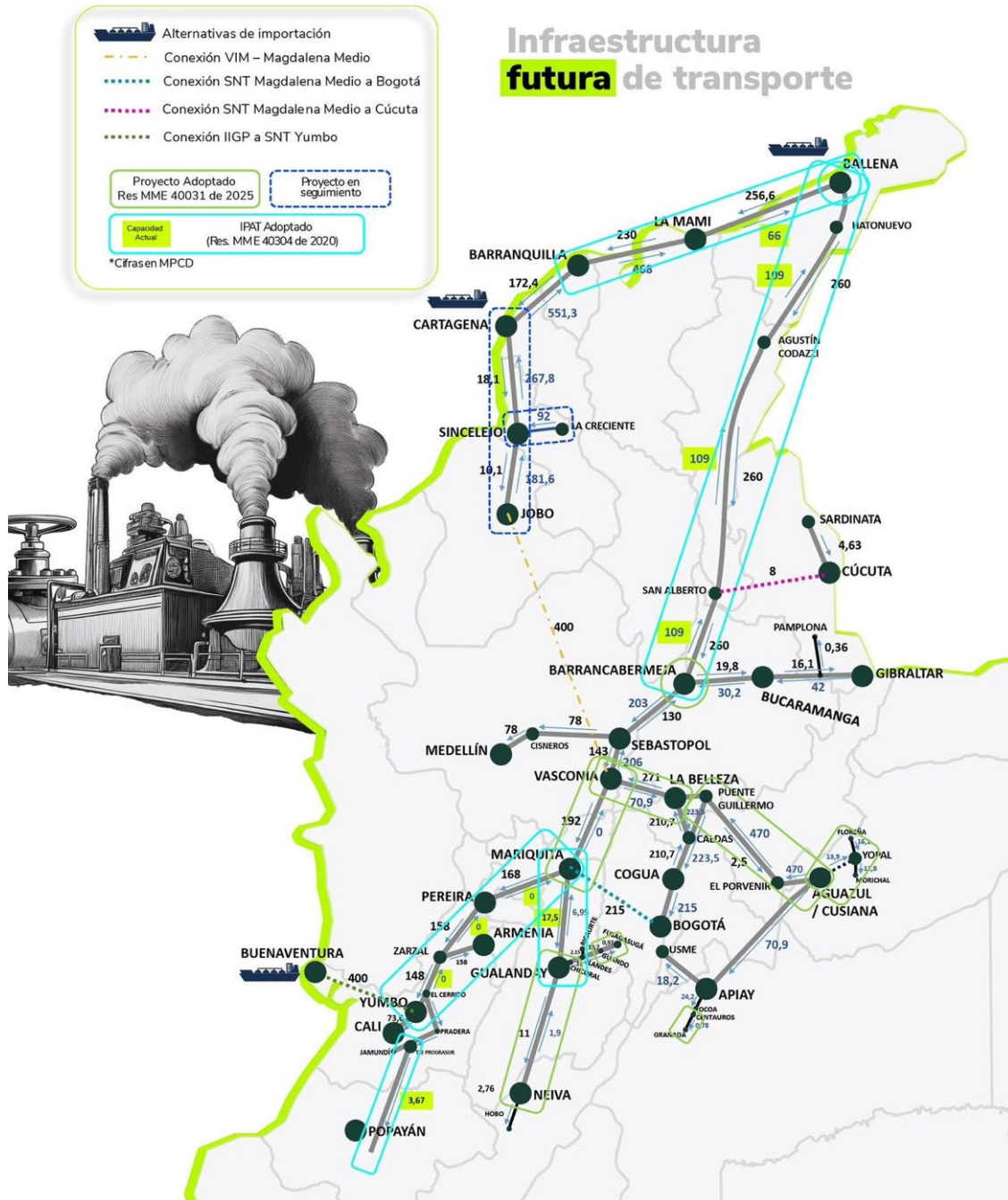
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 25 de 27



Radicado No.: 20251000036551

Fecha: 10-03-2025



Fuente. Elaboración propia UPME

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.



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 26 de 27



Radicado No.: **20251000036551**

Fecha: 10-03-2025

7. Se exalta la necesidad de un acompañamiento interinstitucional con el fin de lograr que las obras de infraestructura recomendadas en este documento y que sean adoptadas por el MME alcancen su eficiente desarrollo y posibiliten la puesta en operación. Este acompañamiento debe realizarse de la mano con el proceso de diagnóstico a nivel territorial que aborde aspectos técnicos, ambientales, socio-culturales, entre otros, de tal forma que, el entendimiento del territorio sea pilar dentro de los objetivos de abastecimiento y confiabilidad del gas natural en Colombia.
8. Con el fin de suministrar la oferta adicional requerida para solventar situaciones operativas a nivel de restricciones en el abastecimiento y confiabilidad en el corto y mediano plazo, se requiere de la implementación de acciones orientadas a: la optimización de operaciones de producción y de eficiencia energética, la conexión de campos aislados, el desarrollo de nuevo potencial nacional, y el aumento de capacidades y alternativas de importación con entradas tempranas.
9. Con el fin de acelerar la ejecución y entrada en operación de los proyectos adoptados mediante los PAGN en sus versiones 2017 y 2020, se reitera la recomendación asociada a la creación del Comité Asesor de Planeación de Gas Natural conformado por entidades gubernamentales y representantes de los agentes del sector, con el objetivo de integrar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión oportuna de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural en el país.
10. Se requiere continuar con la emisión de señales normativas por parte de las entidades correspondientes que incentiven la participación de inversionistas en los proyectos de iniciativa privada y en los que sean adoptados por el MME a través del PAGN.
11. Se sugiere considerar alternativas regulatorias que permitan mitigar los posibles impactos sobre los cargos asociados a las actividades de suministro y transporte, derivados de la implementación de las obras recomendadas en este documento.
12. Para garantizar el suministro de gas natural a nivel nacional se deben adelantar acciones coordinadas entre los diferentes actores del sector para el desarrollo de la infraestructura recomendada y la implementación de soluciones inmediatas a las necesidades observadas, en la medida en que los resultados de simulación obedecen a un paquete integrado de iniciativas y no solo a proyectos individuales.

Ahora bien, frente a las acciones preventivas se están tomando para asegurar la seguridad del suministro en todo el país, se informa que no es competencia de la UPME sino del Ministerio de Minas y Energía (MME), puesto que según el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013, el MME tiene entre sus funciones *"Adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles"*. Por tal motivo, se dio traslado de



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 27 de 27



Radicado No.: **20251000036551**

Fecha: 10-03-2025

esta pregunta para lo de su competencia, mediante radicado UPME 20251000028431 del 24 de febrero de 2025.

"7. En caso de una crisis de abastecimiento, ¿cómo garantizará la UPME que las empresas de distribución de gas cuenten con mecanismos de respuesta rápida para evitar racionamientos o cortes prolongados?"

La pregunta 7 no es de competencia de la UPME, sino de la Comisión de Regulación de Energía y gas (CREG), puesto que según el numeral 1 del literal a del artículo 4 del Decreto 1260 de 2013, la CREG tiene entre sus funciones *"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. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado"*. Por tal motivo, se realizó el traslado de esta pregunta para lo de su competencia, mediante radicado 20251000028421 del 22 de febrero de 2025.

Atentamente,

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General
Dirección General

Elaboró: LEIDY BRIGITH VERA RUNCERIA
Revisó: MARIA PAULA TORRES MARULANDA, JUAN CAMILO SÁNCHEZ SALAZAR, JOHANA CAROLINA BASTIDAS BURGOS,
MAURICIO ANDRES PALMA OROZCO, Carlos Adrián Correa Flórez, YENNY CAROLINA BARRERA RODRÍGUEZ, ADRIANA CRISTINA BARRERA CASTRO
Aprobó: Carlos Adrián Correa Flórez