



Unidad de Planeación
Minero Energética



ENE
20
25

Resumen Ejecutivo

Documento

Complementario

Estudio Técnico

Para la Adopción del

Plan de Abastecimiento

de Gas Natural 2023-2038



RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de la publicación del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural – ETPAGN para el periodo 2023 – 2038, adelantado por la UPME, y presentado al público mediante la Circular 045 de 2024, el pasado 26 de junio de 2024, se evaluaron diversos escenarios de oferta y demanda con la mejor información institucional disponible con corte al año 2023. Ante las necesidades de suministro y transporte observadas, se recomendaron diversos 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 proyectos IPATS adoptados previamente a través de la Resolución MME 40304 de 2020 y la implementación de otras obras para resolver necesidades de infraestructura identificadas sobre la red nacional existente de suministro y transporte.

No obstante lo anterior y teniendo en cuenta que el proceso de planeación es un ejercicio continuo debido a las diferentes dinámicas del sector, la UPME realiza una revisión permanente de los datos empleados en los análisis que soportan las recomendaciones realizadas en sus diferentes documentos, con el fin de brindar, de forma actualizada, las señales y herramientas necesarias para la toma de decisiones y acciones interinstitucionales que permitan garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del sector de gas natural.

En ese orden de ideas, y en concordancia con los lineamientos establecidos en la normatividad vigente, la UPME se permite publicar el presente Documento Complementario, el cual incluye los análisis y resultados correspondientes, considerando la nueva información reportada durante el año 2024 en las Declaraciones de Producción – DP publicadas por el Ministerio de Minas y Energía – MME,¹ 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 2024.² El presente documento hace parte integral del Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038.

Con esto presente, es importante precisar que en este documento no se realizan modificaciones sobre las consideraciones establecidas para los escenarios de oferta y demanda presentados en el ETPAGN 2023 -2038, ni sobre las metodologías empleadas, las cuales fueron puestas para conocimiento de la ciudadanía como parte de un ejercicio de retroalimentación y debida planeación. En este sentido, se ratifican las recomendaciones presentadas al MME en el documento publicado previamente y se incluye la estimación de costos indicativos sobre un grupo de proyectos presentados como necesidades identificadas de infraestructura, lo cual permite ampliar el grupo de proyectos sobre los cuales se recomienda su adopción final al Ministerio de Minas y Energía.

A continuación, se describen los tres escenarios de oferta definidos en el ETPAGN 2023-2038, integrando la actualización de información institucional más reciente publicada oficialmente por la ANH y el MME durante el transcurso de 2024, así como las perspectivas planteadas por el agente operador de infraestructura de importación alrededor de la ampliación de capacidad prevista³. Aunque uno de los escenarios planteados considera el potencial proveniente de yacimientos “costa afuera”, estas cantidades no son incluidas dentro del ejercicio de simulación de transporte. Por otra parte, los recursos prospectivos de gas natural tampoco son consideradas por tratarse de volúmenes sin evidencia de descubrimiento y certeza sobre su comercialidad.

¹ MME, Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2024 - 2033. Disponible para consulta en: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>

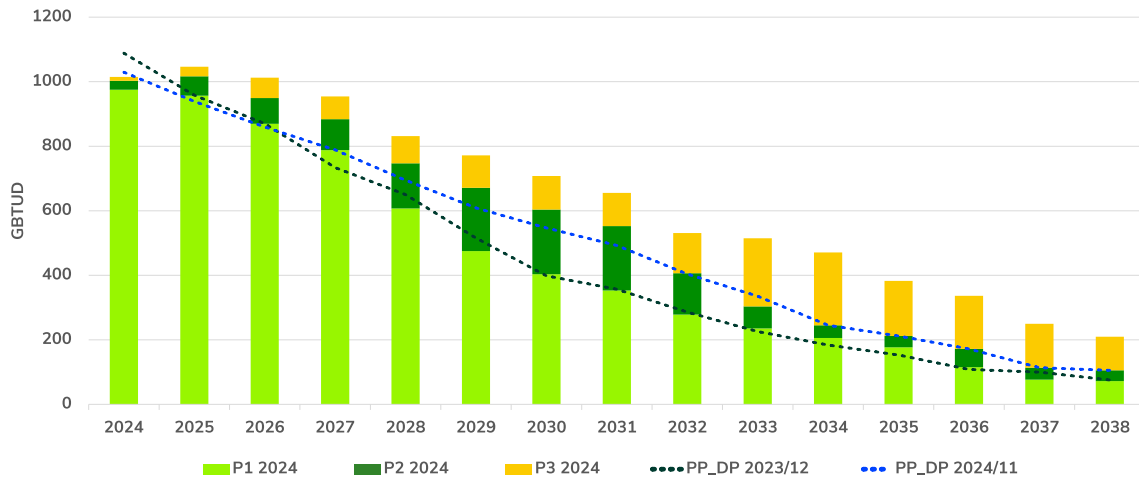
² ANH, Informe anual de Reservas y Recursos IRR 2023. Información suministrada mediante Acuerdo de Confidencialidad ANH-UPME el 19 de junio de 2024. Informe general disponible para consulta en: <https://www.anh.gov.co/es/noticias/informe-anual-de-reservas-y-recursos-irr-2023/>

³ Comité de Mercado de Gas Natural, Presentación SPEC LNG: Activo vital que conecta a Colombia con mercados de GNL para fortalecer la seguridad energética nacional diciembre de 2024.

- **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 Cayao - SPEC LNG, con la cual se respaldan las 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 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.

Es importante resaltar que, en lo referente al agregado nacional de cada escenario propuesto, se observan marcadas diferencias entre la última información reportada por los agentes productores a la ANH respecto a las cifras registradas en el informe del año anterior, lo cual genera nuevas condiciones en el sistema de suministro para el período 2024 a 2028 en todos los escenarios. En atención a lo anterior, se reflejan cambios particulares sobre las necesidades de abastecimiento estimadas previamente, las cuales se ven afectadas por los tiempos requeridos para ejecutar los procesos de adopción de proyectos, selección de inversionistas, desarrollo de obras y entrada en operación de la infraestructura propuesta.

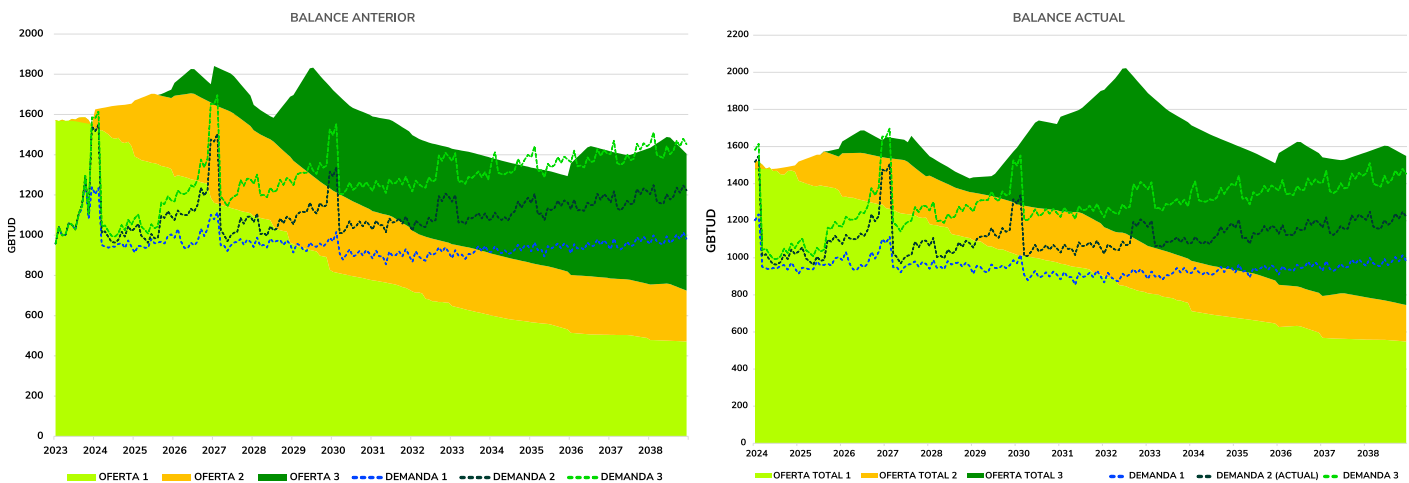
La anterior situación impacta el ejercicio de planeación y permite reflejar con mayor precisión la situación actual del energético y las necesidades que deben atenderse. Para ello, es necesario armonizar y estandarizar la normativa que rige las declaraciones realizadas por los agentes ante el MME y la ANH.



Fuente: Elaboración UPME con datos Ministerio de Minas y Energía y Agencia Nacional de Hidrocarburos
* PP_DP hace referencia al Potencial de Producción descrito en la Declaración de Producción

En cuanto a los escenarios de demanda de gas natural, este documento se sustenta en la metodología, análisis y estimaciones realizadas a nivel nacional, regional y sectorial para el período de estudio por la Subdirección de Demanda de la UPME, descritos de forma detallada en el documento titulado “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037”⁴, y descritos en el documento ETPAGN 2023 – 2038 .

A partir de estos insumos, se actualizan los análisis presentados a nivel de balance volumétrico y de transporte de gas natural, presentado en el ETPAG 2023 -2038, encontrando que a nivel de un balance volumétrico general⁵, al comparar los escenarios de oferta respecto a la demanda de referencia (Demanda Media), se requeriría la adición de nueva oferta hacia finales del 2026 para el caso de Oferta 1; mientras que para el caso del escenario de Oferta 2, la necesidad se trasladaría hacia el 2030. Por otra parte, bajo el escenario de Oferta 3, no se evidencian necesidades de abastecimiento a lo largo del período de análisis,



En cuanto a los balances regionales, particularmente la Costa Atlántica muestra un superávit sostenido de este energético gracias a la capacidad de importación disponible actualmente instalada en Cartagena y a que el mayor potencial de nueva oferta nacional se concentra en proyectos ubicados en dicha región; mientras que el interior del país, presenta necesidades de abastecimiento y confiabilidad, situación que no solo obedece a la insuficiente oferta nacional, sino además por la capacidad limitada de transporte de gas natural entre la costa atlántica y el interior del país.

4 UPME, Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037. Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf

5 A nivel de balance volumétrico no se consideran 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.

Respecto a los análisis de modelamiento y simulación del sistema, se tienen en cuenta los Escenarios de Oferta 1 y 2 descritos previamente, mientras que a nivel de demanda se seleccionó un único escenario de referencia, Demanda 2. Lo anterior, permite estimar las necesidades futuras de suministro y transporte logrando establecer un conjunto de supuestos de infraestructura que, de manera integrada y articulada, posibiliten la minimización de las necesidades proyectadas; no obstante, estas necesidades se distribuyen a lo largo del territorio nacional y las alternativas de transporte para cada centro de consumo varían de acuerdo con su localización, por lo que se entiende que una única solución de infraestructura sea de suministro o de transporte, no solucionaría todas las necesidades estimadas. Bajo esta premisa, se evalúa un tercer escenario de simulación, denominado Escenario de Recomendaciones, bajo diferentes condiciones a nivel de capacidades y fechas de puestas en operación, proporcionando el mayor número posible de soluciones a las necesidades identificadas.

De esta forma, de considerarse las restricciones contractuales y las limitaciones de transporte, los escenarios de Oferta 1 y 2 resultan en necesidades de abastecimiento desde períodos más tempranos a los estimados a nivel de balance, encontrándose que se requiere de la implementación de acciones conjuntas e inmediatas para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad de gas natural para el país, tales como: la optimización de operaciones de producción y de eficiencia energética que permita ampliar la disponibilidad de gas al mercado, la ampliación de la infraestructura de transporte nacional y la conexión de campos aislados, incentivos para el desarrollo acelerado de recursos contingentes e incluso prospectivos, y el aumento de capacidades y alternativas de importación. Lo anterior, siguiendo los análisis y recomendaciones plasmadas a lo largo del ETPAGN 2023-2038.

Como resultado de: los análisis descritos, la UPME se permite recomendar los siguientes proyectos al MME para su consideración y adopción mediante el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, adicionales a los ya adoptados mediante la Resolución MME 40304 de 2020:

Tabla 1. Proyectos recomendados al MME

PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Gasoducto para conectar VIM - Interior en Magdalena Medio a través de la Conexión Jobo-Vasconia.	No inferior a 400 MPCD	4T 2027 (100 MPCD) 1T 2030 (400 MPCD)	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras.
Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio (en tramo Mariquita / Vasconia).	No inferior a 215 MPCD	1T 2030	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.
Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio (desde sección Aguachica / San Alberto)	No inferior a 8 MPCD	1T 2030	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.
Infraestructura de importación de gas del Pacífico (IIGP) Incluye la construcción de una Planta de regasificación y almacenamiento de GNL en Buenaventura, así como un Gasoducto desde la planta hasta un punto de entrega al SNT en Yumbo.	400 MPCD de regasificación, 170000 m3 de almacenamiento de GNL, 400 MPCD de capacidad de transporte en Yumbo	58 meses a partir de la selección del inversionista	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 1T 2030 por tiempos asociados a construcción de gasoducto.

PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Infraestructura de importación de gas en Guajira con conexión al SNT.	250 MPCD de regasificación 120000 m3 de almacenamiento de GNL	58 meses a partir de la selección del inversionista	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 1T 2026
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).	No inferior a 192 MPCD	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP.	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Requiere articulación con IPAT adoptado Bidireccional Yumbo- Mariquita
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).	No inferior a 200 MPCD.	1T 2030	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad.
Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión al tramo Cusiana - Apiay)	No inferior a 120 MPCD.	1T 2030	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a la oferta y demanda de la región Central.
Gasoducto Aguazul - Yopal (con conexión a los tramos Yopal-Floreña, Yopal-Morichal y Cusiana-El Porvenir).	No inferior a 13,9 MPCD en Yopal	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable transportador incumbente.	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a oferta y demanda alrededor de Yopal. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 4T 2026
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	No inferior a 1,1 MPCD.	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable transportador incumbente.	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	No inferior a 17 MPCD.	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable transportador incumbente.	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Necesario para evitar déficit en tramos de la región Tolima-Huila conectados desde Gualanday. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 4T 2026.

PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando - Fusagasugá	No inferior a 1,6 MPCD.	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable transportador incumbente.	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras
Conexiones de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio.	No inferior a 3,5 MPCD (Agregado entre diferentes ramales)	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable transportador incumbente.	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. Articular con características específicas de cada ramal declaradas por transportador incumbente para establecer la mejor ubicación de las conexiones. Incluye los ramales: Yariguíes – Puerto Wilches, Cantagallo – San Pablo y Brisas de Bolívar, San Vicente de Chucurí y Galán –Yondó.

En lo que respecta al punto de importación en Cartagena con conexión al SNT Costa Atlántica, es importante resaltar que en esta región ya existe una infraestructura de importación y regasificación correspondiente a la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC). Esta infraestructura, bajo el escenario de Recomendaciones, genera una solución inmediata aportando cantidades de gas natural al mercado; específicamente, este punto permitiría contar con una oferta total de 533 GBTUD a partir del cuarto trimestre del año 2031. No obstante, con el fin de agilizar la entrada de esta capacidad adicional a sistema, se recomienda realizar una armonización regulatoria que permita la comercialización del gas a los diferentes sectores de demanda.

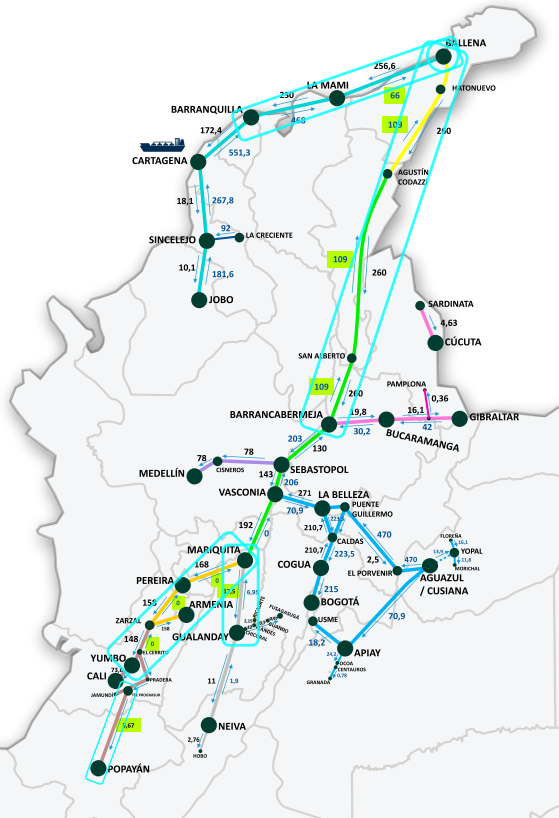
De otra parte, en este documento se relacionan otros proyectos de infraestructura que pueden ser requeridos en el mediano y largo plazo, sobre los cuales se debe realizar un seguimiento particular en articulación con agentes productores y operadores para establecer con mayor precisión las capacidades requeridas, las fechas de puesta en operación y la estimación de beneficios y costos asociados a su implementación.

Finalmente, se reitera la recomendación para conformar el Comité Asesor de Planeación para el sector de gas natural, con el objeto de armonizar criterios, estrategias, metodologías e información primaria para tener en cuenta en la planeación, seguimiento e implementación de la política energética del sector.

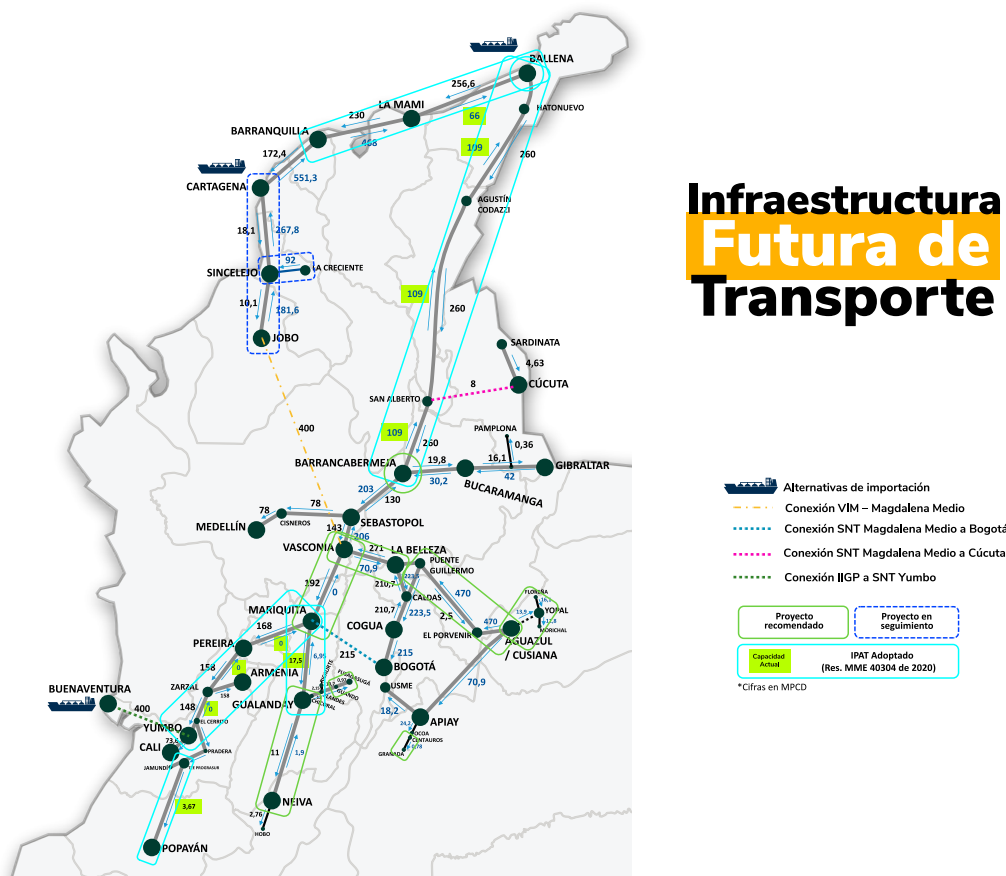
A partir de los resultados obtenidos, la siguiente gráfica muestra los cambios que se presentarían en la infraestructura de transporte del gas natural.

Infraestructura Actual de Transporte

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



Infraestructura Futura de Transporte



Fuente: Elaboración UPME con información de Gestor del Mercado de Gas Natural (actualizado a noviembre de 2024)



Unidad de Planeación
Minero Energética



2025

