



Unidad de Planeación
Minero Energética



Estudio **Técnico**

Para la adopción del
**Plan de Abastecimiento
de Gas Natural 2023-2038**
Resumen Ejecutivo



RESUMEN EJECUTIVO

El contexto actual del país requiere señales claras que permitan contribuir con la política de transición energética, a través de generación de energías renovables impulsadas por tecnologías que permitan el desarrollo del potencial de fuentes no convencionales, en este sentido, el gas cobra vital importancia para el proceso de transición energética propuesto por el gobierno nacional, es así que las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026, al hablar de una transición energética justa, segura, confiable y eficiente, refieren la importancia de garantizar el abastecimiento de gas natural. En la misma línea, el documento Diálogo social para definir la hoja de ruta para la Transición Energética Justa en Colombia, direcciona el gas natural como parte de los programas y proyectos estratégicos para su implementación.

En el marco de la actualización del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural – ETPAGN para el periodo 2023 – 2038, adelantado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, y en concordancia con los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía – MME a partir de lo establecido por los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución MME 40052 de 2016, este documento tiene como objetivo identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural. Para lo anterior, se consideran tres escenarios de oferta y tres de demanda, a partir de la mejor

información institucional disponible, con la cual se logre representar las condiciones que favorezcan la toma de decisiones oportunas con el menor nivel de incertidumbre, y que aseguren que los proyectos requeridos para garantizar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento entren en servicio de manera oportuna, contribuyendo al bienestar social de la población como servicio público domiciliario.

La definición de los escenarios de oferta tiene como objetivo evaluar alternativas de crecimiento progresivo del potencial de este energético desde diversas fuentes de suministro y el aseguramiento de la demanda mediante alternativas de importación. Si bien uno de los escenarios considera el potencial suministro de oferta proveniente de yacimientos “offshore”, estos no son incluidos aún dentro del ejercicio de simulación de transporte.

✱ **Escenario 1 de oferta:** se compone del potencial de producción nacional y la capacidad de importación instalada. En cuanto al componente nacional, se contempla la proyección del potencial de producción reportado en la declaración de producción publicada por el MME¹; para completar el período de análisis hasta 2038, se asumen los valores de las reservas probadas estimadas en el Informe de Recursos y Reservas de la ANH², como oferta nacional desde 2033. Por otra parte, se incluye la capacidad actual

de importación y regasificación (400 GBTUD) de la Sociedad Portuaria del Cayao - SPEC LNG, con la cual se respaldan las OEF de las plantas de generación térmica. 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 400 GBTUD, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.

✱ **Escenario 2 de oferta:** se compone por las reservas 2P, la totalidad de los recursos contingentes C1 y C2 de proyectos continentales, es decir, recursos 2C tipo “Onshore”, y de capacidad adicional de importación. Para este último, se tiene en cuenta una ampliación de la capacidad de regasificación de acuerdo con la primera fase de expansión anunciada por el operador SPEC LNG (400 a 450 GBTUD a partir de 2024). La capacidad adicional (50 GBTUD) se considera para sectores térmicos y no térmicos. A partir de diciembre de 2031 la totalidad de la capacidad equivalente de 450 GBTUD, maneja un supuesto de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.

✱ **Escenario 3 de oferta:** 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 y la expansión máxima de la capacidad de importación instalada. En síntesis, a la oferta nacional descrita en el Escenario 2 se adicionan los recursos contingentes tipo 2C asociados a proyectos “Offshore”. Mientras que, a nivel de importación, se asume una ampliación de la capacidad de regasificación de SPEC LNG de acuerdo con la segunda fase anunciada por el operador, pasando de 400 a 450 GBTUD en 2024 y posteriormente a 530 GBTUD a partir del primer trimestre de 2027 hasta noviembre de 2031; para este periodo los 130 GBTUD adicionales se asumen 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 530 GBTUD.

A nivel de demanda, 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.

1. Resolución MME 01743 del 28 de diciembre de 2023.

2. Corte a diciembre de 2022, informe publicado en 2023.

✱ **Escenario 1 de demanda:** se emplea la proyección de demanda baja estimada probabilísticamente a partir del escenario medio elaborado para cada sector de consumo. Este escenario será considerado como la referencia de menor demanda en el balance de gas natural.

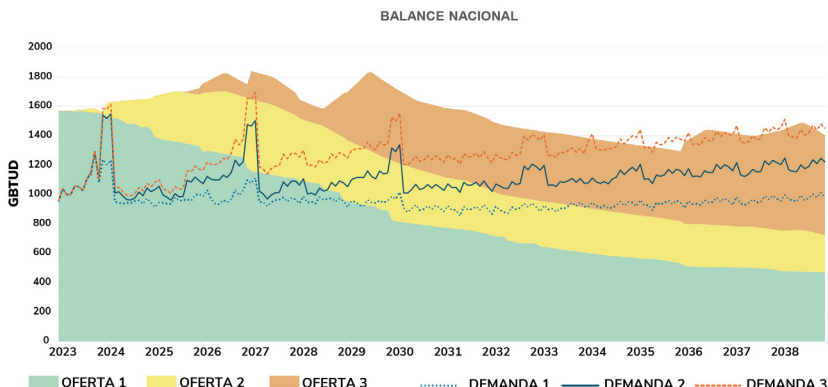
✱ **Escenario 2 de demanda:** se utiliza la proyección de demanda media o tendencial, la cual estima una tasa de crecimiento promedio mayor a la del primer escenario y para el sector térmico una exigencia por un Fenómeno de El Niño de alto impacto. Este escenario de demanda será el referente para considerar durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al tratarse de la mejor estimación entre los escenarios seleccionados.

✱ **Escenario 3 de demanda:** como supuesto “qué pasaría si” 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 en todos los sectores de consumo.

A partir de estos insumos, se desarrollan análisis de balance y transporte de gas natural, encontrando que, con nueva oferta nacional, aporte de gas importado e infraestructura de transporte, se contrarrestan los momentos de desabastecimiento con el fin de asegurar la estabilidad y el abastecimiento de gas natural durante los próximos 15 años.

Por ejemplo, a nivel de un balance volumétrico general, en el cual no se consideren 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, al comparar los escenarios de Oferta 1 y Demanda 2, se requeriría la adición de nueva oferta hacia finales del 2026; mientras que para el caso del escenario de Oferta 2, la necesidad se trasladaría hacia el 2030.



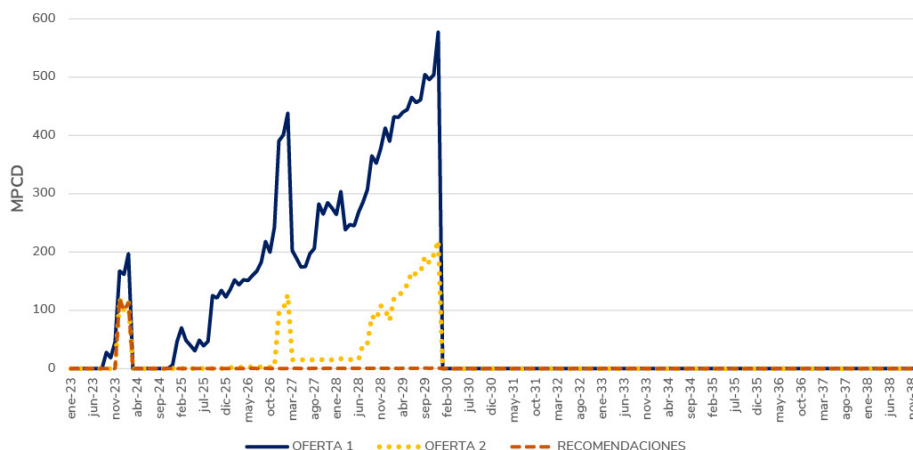
Por otra parte, de considerarse las restricciones contractuales y las limitaciones de transporte, como se realiza mediante el modelo de simulación, los escenarios de Oferta 1 y 2 resultarían deficitarios respecto a la Demanda 2, desde períodos más tempranos, entre 2025 y finales de 2026.

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.

Ahora bien, para los análisis de modelamiento y simulación se tiene en cuenta los siguientes aspectos: a nivel de oferta se consideraron los Escenarios 1 y 2 descritos previamente como los de menor nivel de incertidumbre, mientras que a nivel de demanda se seleccionó un único escenario de

referencia, Demanda 2. Lo anterior, permite estimar las necesidades futuras de oferta y transporte bajo las consideraciones planteadas, 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 determina que una única solución de infraestructura sea de oferta o transporte, no solucionaría todas las necesidades estimadas.

Así las cosas, se evidencia la necesidad de construir un tercer escenario de simulación, denominado Escenario de Recomendaciones, el cual integra un amplio número de alternativas de infraestructura seleccionadas y valoradas bajo diferentes condiciones de simulación a nivel de capacidades, ubicaciones y fechas de puestas en operación, considerando entre otros, la información proporcionada por agentes del sector, así como resultados de estudios previos, proporcionando el mayor número posible de soluciones a las necesidades identificadas, como se refleja en el siguiente gráfico.



Es pertinente resaltar que el déficit proyectado al inicio del horizonte de tiempo (finales de 2023 e inicios de 2024) no se tradujo en un desabastecimiento de gas natural en atención a la planeación operativa y la toma de acciones realizada desde la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País (CACSSSE).

El Escenario Recomendaciones se concibe como un conjunto de supuestos de infraestructura que se integran articuladamente para dar respuesta a las necesidades de abastecimiento y confiabilidad del sistema. Bajo este escenario, se identifican una serie de nuevos proyectos de infraestructura que complementan los ya adoptados y que, a su vez, necesitan de un paquete de medidas adicionales que los acompañen con el fin de garantizar el abastecimiento y confiabilidad del sector del gas natural:

- **Gasoducto para conexión VIM – Interior:** la construcción de este gasoducto posibilita el flujo de

producto entre la Costa Atlántica y el interior del país desde diversas fuentes de manera alternativa a los tramos Cartagena – Barranquilla – Ballena – Barrancabermeja – Sebastopol – Vasconia.

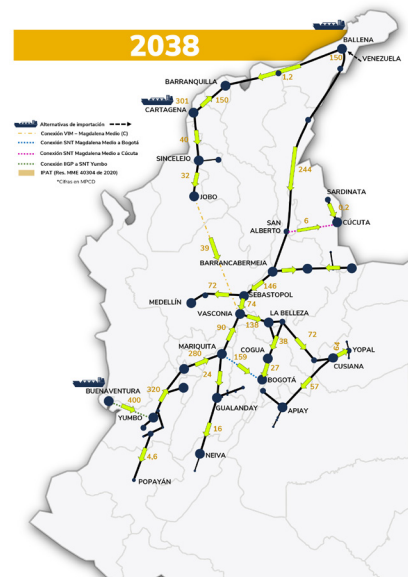
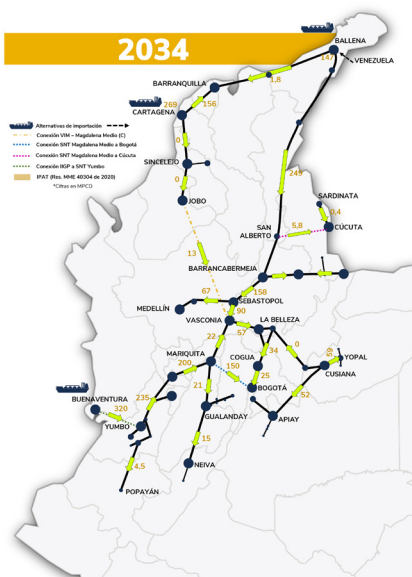
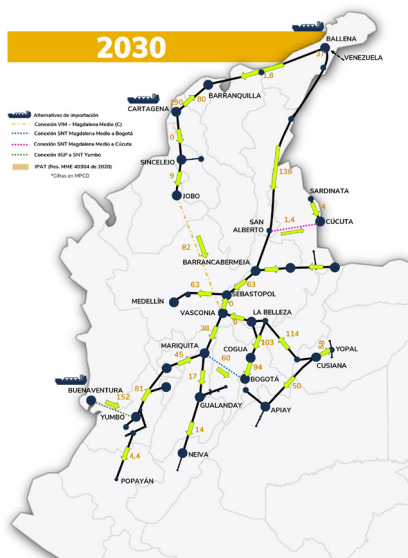
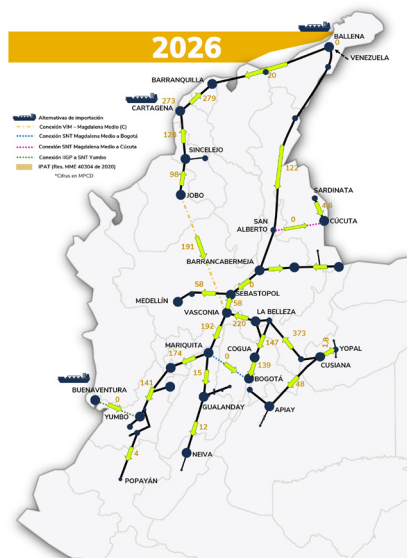
- **Gasoducto para conexión Cúcuta al SNT Magdalena Medio:** bajo los escenarios de oferta y demanda disponibles, al final de la presente década se evidencia que la región pierda la mayor parte de su autosuficiencia, de manera que sería necesario el suministro desde fuentes externas, en particular a través de una conexión con el SNT del Magdalena Medio que permita traer gas natural desde el tramo Ballena – Barrancabermeja.

- **Gasoducto para conexión Bogotá al SNT Magdalena Medio:** la ciudad de Bogotá y sus alrededores como principal nodo de demanda del interior del país, no cuenta con alternativa de seguridad de abastecimiento y confiabilidad con capacidad equivalente a la dispuesta en el tramo Cogua-Sabana. Adicionalmente, la declinación de la oferta proveniente de los campos de los Llanos Orientales hace insuficiente el abastecimiento de la demanda local en el mediano plazo mediante la conexión actual.
- **Importación en la Guajira con conexión a SNT:** considerando la potencial necesidad de oferta nacional en el corto y mediano plazo, es necesario diversificar y ampliar la capacidad de importación desde un punto en la Costa Atlántica con conexión directa al SNT y disponibilidad de flujo hacia los dos principales sistemas regionales, la costa y el interior del país a partir de 1T 2026, oferta que se requiere abierta a todos los sectores de consumo y con una capacidad de entrega entre 50 y 150 MPCD.
- **Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico – IIGP:** si bien este proyecto hace parte de la infraestructura de gas natural adoptada previamente mediante Resolución MME 40304 de 2020, la reducción estimada de oferta nacional hacia la fecha de puesta

en operación proyectada para esta infraestructura, así como su ventaja competitiva por distancia respecto a otros puntos de importación analizados para abastecer los requerimientos de demanda de regiones como el Suroccidente, se observan flujos tempranos por abastecimiento entre 170 y 300 MPCD, los cuales muestran un crecimiento hasta los 400 MPCD de capacidad hacia el final del período de análisis.

- **Importación en Cartagena con conexión al SNT:** bajo el escenario de recomendaciones simulado, esta fuente de oferta genera una solución inmediata aportando cantidades de gas natural al mercado; específicamente, este punto permitirá contar con una oferta total de 530 GBTUD a partir del cuarto trimestre del año 2031.

De manera general, a partir de las estimaciones de oferta, las proyecciones de demanda y los proyectos derivados del Escenario de Recomendaciones, se evidencia el cambio paulatino en los flujos de transporte a nivel nacional, a medida que se presenta el desplazamiento en la oferta hacia la Costa Atlántica, mientras que la oferta asociada a los campos del interior presenta una declinación.



Los valores registrados a nivel de flujos de transporte se refieren al promedio diario mensual de diciembre de cada año de referencia.

Los flujos pueden presentar variaciones a lo largo de cada año en función de la demanda requerida y la oferta local disponible, como se muestra en el documento del ETPAGN.

Una vez caracterizadas las principales obras necesarias, la identificación de los beneficiarios es fundamental. Para esto se debe tener presente que cuando un proyecto tenga como finalidad garantizar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento, todos los usuarios deberán ser objeto de cobro, incluyendo los de la Demanda Esencial, esto siempre y cuando no paguen un costo superior a su costo de racionamiento y sean beneficiarios de los proyectos. Teniendo en cuenta lo anterior, la identificación de los beneficiarios parte de los beneficios que genere la infraestructura, clasificando a los beneficiarios en dos tipos, unos directos, que son aquellos que utilizan de forma continua la infraestructura a través de contratos suscritos con el SNT o como consecuencia de una contingencia, y los indirectos, que son

aquellos que perciben un beneficio colateral por la mera existencia de la infraestructura.

Como resultado de: los análisis de simulación, la identificación de los beneficiarios, el beneficio – costo de los mismos y del ejercicio de estimar el impacto en cargos de transporte, en el marco del ETPAGN 2023-2038, la UPME se permite recomendar los siguientes proyectos al MME para su consideración y adopción mediante el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, así como, la necesidad específica relacionada con la infraestructura de Importación en Cartagena con conexión al SNT y otras obras sobre infraestructura registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural.

Tabla 1. Proyectos recomendados del ETPAGN 2023-2038

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO sugeridas	NODOS Beneficiarios	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	MENOR COSTO INDICATIVO MUSD	ACCIONES En función de resultados del escenario Recomendaciones
Gasoducto para conectar VIM - Interior en Magdalena Medio . Se analizaron 3 alternativas: A) Conexión Jobo-Antioquia-Mariquita. B) Conexión Sincelajo-Vasconia. C) Conexión Jobo-Vasconia.	No inferior a 400 MPDC	4T 2026	TODOS	8396,51	877	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda la alternativa (C) Jobo-Vasconia , por menor costo indicativo y FPO requerida para evitar potencial déficit estimado.
Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio (en tramo Mariquita / Vasconia).	No inferior a 215 MPDC	1T 2030	BOGOTÁ	14688,09	209	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO sugeridas	NODOS Beneficiarios	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	MEJOR COSTO INDICATIVO MUSD	ACCIONES En función de resultados del escenario Recomendaciones
Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio (desde sección Aguachica / San Alberto)	No inferior a 8 MPCD	1T 2030	CÚCUTA	379,72	112	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	TODOS	30764,82	925	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. FPO inferior a enero de 2030.
Importación en Guajira con conexión al SNT.	50 MPCD - Fase 1 150 MPCD - Fase 2	1T 2026 - Fase 1 2T 2029 - Fase 2	TODOS	6666,50	173	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Capacidades abiertas a todos los sectores de consumo.
Conexiones en tierra de proyectos OFFSHORE a SNT . Ley 2128 de 2021	Por establecer para cada proyecto	Por establecer para cada proyecto	TODOS	Por establecer para cada proyecto.	255	ADOPTAR Articular con cronograma de avances de proyectos offshore para establecer la ubicación de las conexiones en tierra, capacidades y FPO, según características declaradas por los operadores.

En lo que respecta a los proyectos recomendados, es importante tener presente que, aunque el análisis costo-beneficio para la obra “Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio” permite su recomendación, su materialización puede generar un mayor impacto a nivel de los cargos de transporte. Por lo anterior, se recomienda al MME y a la CREG contemplar alternativas para la agregación de tramos prevista en el numeral i) literal a) del artículo 29 de la Resolución CREG 175 de 2021, es decir,

se recomienda al MME impulsar señales de política y/o identificar herramientas regulatorias nuevas o existentes que permitan apalancar este proyecto y garantizar la confiabilidad del sistema en la población objeto.

Así mismo, desde la UPME se recomienda al MME que con la adopción del PAGN se lleven a cabo todos los ajustes normativos previos a la apertura de un nuevo proceso de convocatoria pública en donde se consideren y revisen a profundidad cada uno de los aspectos

identificados en experiencias anteriores. De igual forma, se recomienda la conformación de una mesa de trabajo interinstitucional con las entidades que intervienen en los procesos de selección y la creación de un Comité Asesor de Planeación de Hidrocarburos con por lo menos un subcomité enfocado en la planeación en el sector de gas combustible, 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.

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 simulado, genera una solución inmediata aportando cantidades de gas natural al mercado; específicamente, este punto permitiría contar con una oferta total de 530 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.

Tabla 2. Necesidad identificada sobre el punto de importación en Cartagena

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO sugerida	NODOS Beneficiarios	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	ACCIONES En función de resultados del escenario recomendaciones
Importación en Cartagena con conexión al SNT	50 MPCD - Fase 1 130 MPCD - Fase 2 530 MPCD - Fase 3	2T 2024 - Fase 1 1T 2027 - Fase 2 4T 2031 - Fase 3	TODOS	14188,31	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Capacidades abiertas a todos los sectores de consumo. Requiere armonización regulatoria para comercialización de GNI.

Finalmente, se presenta un listado de 11 necesidades de infraestructura identificada adicionales a los IPAT adoptados previamente por el MME que, en articulación con los nuevos proyectos recomendados son requeridos para que no se generen cuellos de botella en el SNT y posibiliten que el flujo del gas natural llegue a todos los destinos finales.

De esta manera, a partir de los proyectos descritos, la siguiente gráfica muestra los cambios que se presentarían en la infraestructura de transporte del gas natural.

Infraestructura actual de transporte de gas natural

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

*Cifrase n MPCD



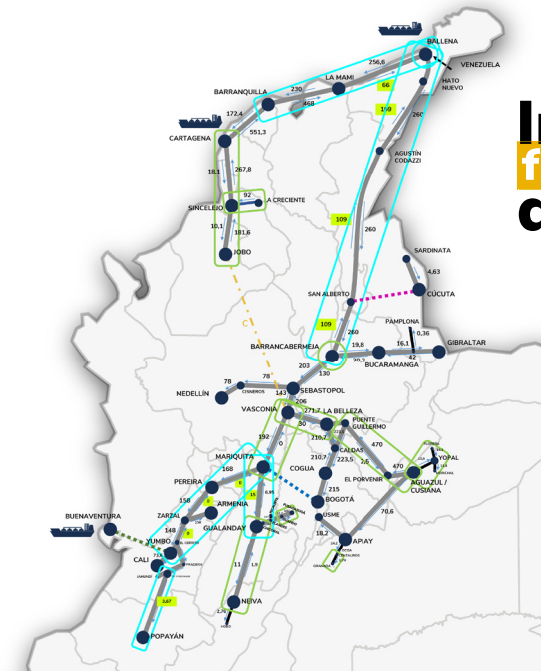
Infraestructura futura de transporte de gas natural

IPAT Adoptado

Necesidad identificada

- Alternativas de importación
- Conexión VIM-M agdalena Medio(C)
- Conexión SNTM agdalena Media Bogotá
- Conexión SNTM agdalenaM edio a Cúcuta
- Conexión IIGP aS NT Yumbo
- IPAT (Res. MME 40304d e2 020)

*Cifrase nM PCD





Unidad de Planeación
Minero Energética



Estudio **Técnico**

Para la adopción del
**Plan de Abastecimiento
de Gas Natural 2023-2038**
Resumen Ejecutivo

