

Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038

Unidad de Planeación Minero Energética

Subdirección de
Hidrocarburos

Ministro de Minas y Energía

Andrés Camacho Morales

Director General UPME

Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirector de Hidrocarburos

Mauricio Andrés Palma Orozco

Colaboradores UPME

César Augusto Pineda Gómez

Andrés Popayán Pineda

Grigory Ibrahim Massy

Nashla González Cleves

Beatriz Herrera Jaime

Raúl Báez Delgado

Henry Oliveros Carvajal

Paula Lucía Sánchez García

Kelly Andrea Toro Toro

Mónica Cristina Castañeda Lasso

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	5
1. MARCO NORMATIVO	8
2. CONTEXTO ENERGÉTICO INTERNACIONAL	10
2.1. Mercado Internacional del Gas Natural	14
2.1.1. Oferta.....	14
2.1.2. Demanda	16
2.2 Contexto Mundial de Gas Natural Licuado (GNL)	18
2.3 Perspectivas del Mercado Mundial de GNL	20
3. PERSPECTIVAS DE OFERTA DE GAS NATURAL	23
3.1. Producción Histórica de Gas Natural	23
3.2. Distribución de Reservas y Recursos de Gas Natural	25
3.2.1. Reservas de Gas Natural	26
3.2.2 Recursos Contingentes de Gas Natural	27
3.3. Declaración de Producción de Gas Natural	28
3.4. Escenarios de Oferta de Gas Natural para Elaboración de los Balances	30
3.4.1. Escenario de Oferta 1	30
3.4.2. Escenario de Oferta 2.....	31
3.4.3. Escenario de Oferta 3.....	32
3.4.4. Escenarios de Oferta Consolidados.....	33
4. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL	35
4.1. Distribución Geográfica de las Proyecciones.....	37
4.2. Escenarios de Demanda de Gas Natural	38
5. BALANCE DE GAS NATURAL	40
5.1. Balance Volumétrico Nacional.....	40
5.2. Balance Regional	42

5.2.1.	Balance Costa Atlántica.....	43
5.2.2.	Balance Interior del País.....	43
5.3.	Alternativas de Oferta de Gas Natural	44
5.3.1.	Aceleración de inversiones y actividades en campos productivos.....	45
5.3.2.	Optimización de Producción y Eficiencia Energética.....	45
6.	PRECIOS DE GAS NATURAL	48
6.1.	Precios Internacionales de Gas Natural	48
6.2.	Precios Nacionales de Gas Natural.....	49
7.	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	54
7.1.	Descripción de la Metodología de Estimación.....	54
7.2.	Distribución Nodal de la Oferta	61
7.3.	Proyectos de Transporte adoptados según PAGN 2019-2028 (IPAT).....	65
7.4.	Consideraciones de los Escenarios de Modelamiento.....	66
7.5.	Resultados del Modelo de Transporte de Gas Natural	67
7.5.1.	Seguimiento de Proyectos adoptados del PAGN 2019-2028	68
7.5.2.	Nuevos Proyectos de Infraestructura de Gas Natural	72
7.5.3.	Nuevas Inversiones en Sistemas de Transporte Existentes	80
7.5.4.	Componentes de la Oferta para abastecer la Demanda de Gas Natural	88
7.6.	Indisponibilidad y Demanda Desabastecida Esperada - Análisis de Confiabilidad	89
8.	ALTERNATIVAS DE INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL.....	91
8.1.	Almacenamientos Estratégicos.....	92
8.2.	Infraestructura de Importación de Gas natural – Venezuela y Alternativas	92
8.3.	Reconversión de Infraestructura de Transporte	95
8.4.	Transporte por Oleoducto Multifásico	95
9.	ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS DE INFRAESTRUCTURA	97
9.1.	Metodología de Estimación de Costos de Infraestructura	97
9.2.	Costos Indicativos de Regasificación	99

9.3.	Estimación de Costos de Nuevas Propuestas de Infraestructura	100
9.4.	Costos de Racionamiento	102
9.5.	Identificación de Beneficiarios	104
10.	ENFOQUE TERRITORIAL APLICADO AL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	106
10.1.	Descripción Metodológica	106
10.2.	Alertas Tempranas dentro del Enfoque Territorial	110
10.3.	Metodología de Evaluación Económica	111
11.	CONCLUSIONES	114
12.	RECOMENDACIONES	116
13.	BIBLIOGRAFÍA	119

Siglas

AEO:	Perspectiva Energética Anual (Annual Energy Outlook)
AIE:	Agencia Internacional de Energía
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DOE:	Departamento de Energía de Estados Unidos
EIA:	Administración de Información de Energía de Estados Unidos
FMI:	Fondo Monetario Internacional
FPO:	Fecha de Entrada en Operación
GEI:	Gas de Efecto Invernadero
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GNC:	Gas Natural Comprimido
GNI:	Gas Natural Importado
GNL:	Gas Natural Licuado
GPCD:	Giga pie cúbico día
HH:	Henry Hub
IP:	Ingreso al productor
IPAT:	Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte existente
JKM:	Japan Korean Marker
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MPCD:	Millones de pies cúbicos día
MTPA:	Millones de toneladas métricas por año
OEF:	Obligaciones de energía en firme
ONU:	Organización de las Naciones Unidas
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PAGN:	Plan de Abastecimiento de Gas Natural
PIB:	Producto Interno Bruto
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNT:	Sistema Nacional de Transporte
STEO:	Perspectivas energéticas a corto plazo (Short Term Energy Outlook)
TM:	Toneladas métricas
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
WTI:	West Texas Intermediate

Índice de Gráficos

Gráfico 1-1. Esquema Generalizado de Normatividad aplicada al PAGN	9
Gráfico 2-1. Consumo Mundial de Energía Primaria 2022	11
Gráfico 2-2. Evolución del Consumo Mundial de Energía Primaria	13
Gráfico 2-3. Evolución de las Reservas Probadas de Gas Natural	15
Gráfico 2-4. Evolución de la Oferta Mundial de Gas Natural	16
Gráfico 2-5. Evolución del Consumo Mundial de Gas Natural	17
Gráfico 2-6. Distribución Regional de Capacidad de Regasificación y Licuefacción	19
Gráfico 2-7. Infraestructura de Licuefacción y Regasificación de GNL en América Latina y el Caribe	22
Gráfico 3-1. Oferta Histórica de Gas Natural	24
Gráfico 3-2. Distribución de la Producción Nacional de Gas Natural por Cuenca Productora	25
Gráfico 3-3. Distribución Regional de Reservas de Gas Natural a diciembre de 2022	26
Gráfico 3-4. Distribución Regional de Recursos Contingentes de Gas Natural a 2022	27
Gráfico 3-5. Comparativo del Potencial de Producción entre 2019 y 2023	29
Gráfico 3-6. Comparativo Distribución Regional del Potencial de Producción Agregado	29
Gráfico 3-7. Comparativo entre Potencial de Producción y Reservas	30
Gráfico 3-8. Escenario 1 de Oferta de Gas Natural	31
Gráfico 3-9. Escenario 2 de Oferta de Gas Natural	32
Gráfico 3-10. Escenario 3 de Oferta de Gas Natural	33
Gráfico 3-11. Escenarios de Oferta de Gas Natural 2023-2038	34
Gráfico 4-1. Distribución Regional – Municipal de la Demanda de Gas Natural	38
Gráfico 4-2. Escenarios de Demanda de Gas Natural a nivel Nacional	39
Gráfico 5-1. Balance Nacional entre Oferta y Demanda de Gas Natural	41
Gráfico 5-2. Proyección de Déficit Nacional bajo Demanda 2 (Media)	42
Gráfico 5-3. Alternativas de Oferta Nacional por Aceleración de Inversiones y Actividades Operativas	45
Gráfico 5-4. Relación entre Producción de Gas Comercializada y Fiscalizada	46
Gráfico 5-5. Distribución de Producción de Gas Fiscalizada en 2022	46
Gráfico 6-1. Evolución de precios en el mercado de GNL	48
Gráfico 6-2. Evolución de Precios Gas Natural por Fuente Nacional	50
Gráfico 7-1. Representación Generalizada de Principales Tramos del Modelo de Transporte de Gas Natural	64
Gráfico 7-2. Flujos de Transporte entre Barranquilla y Barrancabermeja	68
Gráfico 7-3. Flujos de Transporte entre Mariquita - Gualanday	70
Gráfico 7-4. Flujos de Transporte entre Pradera y Popayán	70
Gráfico 7-5. Flujos de Transporte entre Yumbo/Cali - Mariquita	71
Gráfico 7-6. Flujos de Transporte Conexión VIM – Interior mediante Gasoducto Jobo-Medellín-Mariquita	73
Gráfico 7-7. Flujos de Transporte Conexión VIM – Interior mediante Conexión Sincelejo-Vasconia	74
Gráfico 7-8. Flujos de Transporte de la Conexión Mariquita - Bogotá	75
Gráfico 7-9. Flujos de Transporte desde Sardinata y la Nueva Conexión SNT a Cúcuta	76
Gráfico 7-10. Flujos de Importación desde Cartagena con Conexión a SNT	77
Gráfico 7-11. Flujos de importación desde Costa Atlántica con Conexión a SNT	77
Gráfico 7-12. Flujos de Importación desde IIGP hacia Conexión Yumbo/Cali	78
Gráfico 7-13. Ubicación de proyectos Costa Afuera con recursos potenciales de gas natural	79
Gráfico 7-14. Flujos de Transporte asociados al Tramo Vasconia-Mariquita	80
Gráfico 7-15. Flujos de Transporte asociados al Tramo Gualanday-Neiva	81

Gráfico 7-16. Flujos de Transporte asociados	81
Gráfico 7-17. Flujos de Transporte asociados al Tramo Cartagena-Sincelejo	82
Gráfico 7-18. Flujos de Transporte asociados al Tramo Jobo – Sincelejo	83
Gráfico 7-19. Flujos de Transporte asociados	84
Gráfico 7-20. Flujos de Transporte asociados al Tramo La Belleza - Vasconia	84
Gráfico 7-21. Flujos de Transporte asociados al Tramo Cusiana - El Porvenir – La Belleza	85
Gráfico 7-22. Flujos de Transporte asociados a los Tramos Aguazul-Yopal y Floreña-Yopal	86
Gráfico 7-23. Flujos de Transporte asociados al Tramo Centauros - Granada	87
Gráfico 7-24. Déficit de Abastecimiento Estimado para los Escenarios de Oferta Evaluados	88
Gráfico 7-25. Componentes de la Oferta del Escenario Recomendaciones	89
Gráfico 8-1. Balance Nacional - Escenario Importación desde Venezuela	94
Gráfico 9-1. Descripción Metodología Estimación de Costos de Infraestructura	97
Gráfico 10-1. Componentes Metodología	107
Gráfico 10-2. Componentes Metodología de Evaluación Económica	112

Índice de Tablas

Tabla 2-1. Capacidades de Almacenamiento y Regasificación de GNL en América Latina y el Caribe.....	22
Tabla 3-1. Consideraciones de los Escenarios de Oferta de Gas Natural.....	34
Tabla 4-1. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector no Térmico.....	36
Tabla 4-2. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector térmico.....	37
Tabla 7-1. Capacidades Máximas de Mediano Plazo (CMMP) del Sistema Nacional de Transporte.....	62
Tabla 7-2. Proyectos IPAT adoptados del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2028.....	65
Tabla 7-3. Consideraciones de los Escenarios de Oferta empleados en el Modelamiento.....	67
Tabla 9-1. Asociación de Zonas del SNT a Regiones definidas para Estimación de Costos de Racionamiento.....	103
Tabla 9-2. Distribución de Costos de Racionamiento por Región y Sector con datos PAGN 2019-2028.....	104

Introducción

En el marco de la actualización del Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAGN adelantada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, y en concordancia con los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía - MME para garantizar el abastecimiento y confiabilidad de este recurso energético, se adelantaron múltiples espacios de discusión y participación con diferentes asociaciones, entidades gubernamentales y agentes involucrados en la cadena de gas natural, alrededor de las alternativas de suministro en el corto, mediano y largo plazo, la proyección de la oferta nacional e importación, el crecimiento de la demanda sectorial, las necesidades de infraestructura de transporte de gas natural, y medidas disruptivas para el sector en el contexto de la transición energética, entre otros factores considerados. Producto de este ejercicio de construcción colaborativo, se recibieron una serie de comunicaciones¹ con diversos planteamientos sobre los temas citados, los cuales fueron analizados y valorados durante el proceso de elaboración de este documento

Con esta información, y el propósito de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, en concordancia 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, se consideran tres escenarios de oferta y tres de demanda, a partir de la mejor información institucional disponible, con la cual se logre representar con el menor nivel de incertidumbre las condiciones que favorezcan la toma de decisiones oportunas, 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.

Este documento se encuentra estructurado en diez secciones diferentes para facilitar el análisis e interpretación de la información; incluye una revisión del marco normativo relacionado con la elaboración del plan, un breve análisis del contexto internacional del mercado de gas natural, el planteamiento de escenarios de oferta, demanda y balance nacional y regional, el contexto y proyección de los precios de referencia, el modelamiento del sistema nacional de transporte con la definición de flujos e infraestructura existente y requerida, la estimación de costos indicativos y beneficios de principales proyectos de referencia, la descripción metodológica del enfoque territorial a tenerse en cuenta en cada uno de los proyectos, entre otros elementos.

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 “*onshore*” a nivel nacional 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 se incluyeron dentro del ejercicio de simulación de transporte por la incertidumbre en la que se encuentran estos proyectos en la actualidad.

¹ Comunicaciones con radicado UPME 20231110216062, 20231110232082, 20231110213402, 20231110213452, 20231110213462, 20231110212082, 20231110227662, 20241110009852, 20231110215172, 20231110215872, 20231110236702, 20231110236912, 20231110269802, entre otras

En ese sentido, el *Escenario Base* considera las cantidades estimadas con menor nivel de incertidumbre, mientras los siguientes contemplan la incorporación de nueva oferta a partir de la ampliación del potencial de proyectos existentes, la entrada de recursos ya descubiertos con diferentes requerimientos de inversión e infraestructura para su comercialidad, y la incorporación de alternativas de importación como medida de confiabilidad. Se estima que a nivel de oferta nacional agregada al sistema a lo largo del período 2023-2038, entre los tres escenarios establecidos, se cuenta con cantidades totales que oscilan entre 2.876 TBTU para el caso base y 6.138 TBTU para el escenario de mayor oferta.

A nivel de demanda, partiendo del documento “*Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037*” 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 “*que pasa si*” la demanda de gas natural presentara un incremento a partir de la sustitución de combustibles líquidos hacia un escenario más descarbonizado.

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 conexión, se contrarrestan los momentos de desabastecimiento a lo largo del periodo de análisis. Teniendo en cuenta este escenario, la oferta adicional requerida para solventar situaciones operativas a nivel de posibles restricciones en el abastecimiento, como los eventos presentados a lo largo del 2023², como las presentadas a lo largo de 2023, requiere la implementación de acciones como: la optimización de operaciones de producción y de eficiencia energética, la conexión de campos aislados, el desarrollo de recursos contingentes e incluso prospectivos, y el aumento de capacidades y puntos de importación.

Con base en los resultados del modelamiento desarrollado, se plantean medidas necesarias para asegurar la estabilidad y el abastecimiento eficiente de gas natural durante los próximos 15 años. Particularmente, el desarrollo del potencial de oferta nacional descubierto en la costa norte y la disparidad entre la demanda y la oferta en el interior del país, que resaltan la necesidad estratégica de ampliar y diversificar la conectividad entre ambas regiones, lo cual requiere a su vez, señales, medidas normativas y de política pública por parte de organismos institucionales que fortalezcan la aceleración las inversiones para conectar los campos a las instalaciones de tratamiento y sistemas de transporte, así como las de iniciativas de importación vía regasificación de gas natural licuado - GNL y conexión con sistemas internacionales, o la reconversión y expansión de la infraestructura de transporte existente.

Las diferencias observadas respecto al Estudio Técnico PAGN 2019-2028 en cuanto a la concentración actual de la oferta nacional, respecto a la localización del potencial futuro, demanda una serie de retos en la planeación que permitan materializar el desarrollo de la

² Eventos de fuerza mayor en: Cerro Bravo que afectó Gasoducto Mariquita-Cali y el abastecimiento del Suroccidente del país, Gasoducto La Belleza – Vasconia sin suspensión del servicio, suministro a la Costa Atlántica por afectación en pozos de producción y planta de tratamiento, entre otros.

infraestructura necesaria para su interconexión con el Sistema Nacional de Transporte - SNT hacia los principales centros de consumo.

Teniendo en cuenta lo anterior, los resultados de los análisis realizados respecto a los proyectos definidos por la UPME y adoptados por el MME mediante la Resolución MME 40304 de 2020, ratifican la pertinencia y necesidad en términos de seguridad de abastecimiento y confiabilidad de gas natural. Adicionalmente, se recomiendan una serie de nuevos proyectos de infraestructura que complementan aquellos ya adoptados y que fueron identificados por la UPME, con la última información disponible y que mediante este documento se ponen a consideración del MME.

En tal sentido, y además del desarrollo de las fuentes nacionales, de manera general se propone incentivar la construcción y puesta en operación de iniciativas privadas de regasificación de GNL tanto en la Costa Pacífica como en la Costa Atlántica, así como, evaluar la viabilidad de ubicar un nuevo punto de importación en esta última región. Además, se contempla la importancia de explorar nuevas alternativas para fortalecer la infraestructura de suministro y transporte como: interconexión de zonas aisladas, almacenamiento estratégico, reconversión de infraestructura existente, transporte por oleoducto multifásico, entre otras.

Por último, se resalta la necesidad de un acompañamiento interinstitucional con el fin de lograr que los mecanismos abiertos y competitivos que adelante la UPME para la adjudicación de los proyectos identificados a lo largo de este documento, alcancen su eficiente desarrollo y 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 un pilar estratégico dentro de los objetivos de abastecimiento y confiabilidad del gas natural en Colombia.

1. Marco Normativo

A partir de la expedición de la Constitución Política de 1991, y con la posterior inclusión normativa de la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio público de gas natural como uno de sus objetivos esenciales, el Estado busca contar con una prestación efectiva de este servicio público domiciliario. En este contexto, el régimen de servicios públicos descrito en esta sección pretende, a través de la planificación, regulación, supervisión, vigilancia y otros mecanismos de política pública, garantizar de manera eficiente la cobertura y prestación de este servicio público en todo el país.

Específicamente, el artículo 365 enfatiza que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, siendo su deber asegurar una prestación eficiente para todos los habitantes del país. Además, el artículo 366 se refiere a la obligación de mejorar el bienestar general y la calidad de vida de la población.

Dicho esto, y con el propósito de asegurar el suministro de gas natural en el país, el Decreto 1056 de 1953 declaró de utilidad pública la industria del petróleo, incluyendo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, que incluyen el gas natural. Posteriormente, la Ley 142 de 1994 definió el servicio público domiciliario de gas combustible como el conjunto de actividades para la distribución, así como, las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte que constituyen servicios públicos esenciales y el Estado tiene la facultad de intervenir en los mismos con el objetivo de asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, interrumpida y eficiente.

En línea con lo anterior, el MME expidió el Decreto 2100 de 2011, por medio del cual “(...) se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de Gas natural y se dictan otras disposiciones”, lo anterior, como respuesta a la necesidad de incentivar el desarrollo oportuno de infraestructura de suministro y transporte, promover una mayor confiabilidad y propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

Posteriormente, mediante el Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015, se definieron el objeto y los lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento del gas natural. Específicamente, dentro del artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, el cual modificó el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, se estableció que, con el fin de “(...) garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de Gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas natural para un periodo de diez (10) años (...)”. Así mismo, el artículo 5 asignó a la CREG la obligación de expedir la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el PAGN, definiendo los mecanismos para el desarrollo de proyectos por los transportadores o por mecanismos abiertos y competitivos, la metodología de remuneración y las obligaciones de los agentes que ejecuten alguno de los proyectos. Adicionalmente, el artículo 4 asignó al MME la obligación de establecer los lineamientos que deberá contar el PAGN.

Con base en lo establecido en el Decreto 2345 de 2015, el MME, mediante la Resolución 40052 de 2016, estableció los lineamientos y competencias para la elaboración del mencionado PAGN,

el cual incluye, entre otros, la descripción de los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural en el país, soportado en los análisis técnicos, económicos, sociales y costo-beneficio presentados a lo largo del documento.

Adicionalmente, por medio de la Ley 2128 de 2021 se plasmaron mecanismos para incentivar el abastecimiento de gas combustible en el país y ampliar su utilización, con el fin de generar impactos positivos en el medio ambiente, en la calidad de vida y la salud de la población, así como el acceso al servicio público, según lo establecido en la Ley 1955 de 2019.

La UPME, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en los artículos 4 y 17 del Decreto 2121 de 2023, en relación con la función de elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas y en general de los planes indicativos de hidrocarburos, así como, con los lineamientos establecidos por el MME mediante la Resolución 40052 de 2016, entre los que se destacan: i) la descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el PAGN, ii) la identificación de beneficiarios de cada proyecto, y iii) el análisis de costo - beneficio que soportan los proyectos recomendados, se desarrolló este estudio para brindar una visión prospectiva de escenarios de seguridad en el abastecimiento y confiabilidad de gas natural como servicio público en el país. En ese sentido, corresponderá al MME la adopción del PAGN, en los términos descritos en el artículo 1 de la citada Resolución.

Partiendo de los referentes normativos y de política pública descritos, presentamos gráficamente las principales normas del sector que rigen el mercado de gas natural en Colombia, y que soportan el análisis contenido en este documento.

Gráfico 1-1. Esquema Generalizado de Normatividad aplicada al PAGN



Fuente: Elaboración UPME

2. Contexto Energético Internacional

En el periodo 2021-2022, a nivel global se estaban superando los impactos que tuvo el desarrollo de la pandemia del COVID-19 en los diferentes mercados. En particular, el sector energético global vivió una crisis sin precedentes caracterizada por el incremento de los precios de las fuentes de energía, el cual fue impulsado por la disminución de la oferta de gas natural ante la inestabilidad geopolítica, en conjunto con la creciente tendencia internacional asociada a la toma de decisiones relacionadas con el cambio climático, así como los esfuerzos globales en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero – GEI.

Al respecto, resultados de estudios internacionales coinciden en manifestar que la crisis energética fue originada por tres circunstancias principales: i) el movimiento global contra las emisiones de carbono provenientes de fuentes de energía de combustibles fósiles que comenzó a principios de la década de 2000, ii) la interrupción de las cadenas de suministro global causada por la suspensión del comercio mundial durante la pandemia, y iii) la insuficiencia en el suministro energético para satisfacer la creciente demanda post pandemia como consecuencia de conflictos geopolíticos.

En particular, en relación con el último punto, a partir del conflicto entre Rusia y Ucrania se hicieron evidentes importantes desequilibrios de los mercados energéticos producidos por el repunte de la demanda tras la pandemia en conjunto con un invierno frío en Europa que se acompañó con una baja tasa de generación de electricidad a partir de energías renovables. Con esto, la reducción del suministro de gas ruso derivó en un aumento adicional de los precios de la energía a nivel global, convirtiéndose en uno de las principales impulsores de la inflación, tanto en economías avanzadas como en desarrollo, impactando el crecimiento económico global.

Esta crisis se llevó a cabo en paralelo con el proceso de transición energética que experimenta el planeta en la búsqueda de un futuro más sostenible, que limite la velocidad de los impactos cada vez más peligrosos del cambio climático que vienen afectando en distintos aspectos las dimensiones ambientales, sociales y económicas. En ese marco, muchos países se han comprometido con el proceso de transición a la energía renovable, promulgando políticas públicas que promuevan la inversión en este tipo de proyectos y desincentiven el financiamiento de proyectos asociados con recursos no renovables, tal como se presentó en el reciente evento mundial contra el cambio climático: la Conferencia de las Partes 28 (COP28).

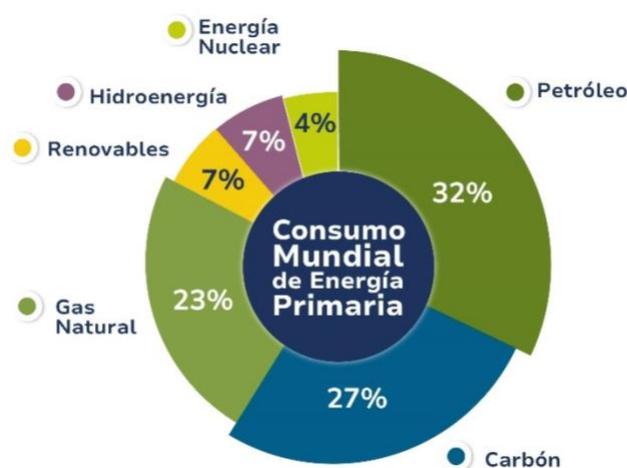
Ahora, aunque la transformación del sistema energético global es un imperativo y sigue su curso, se han enfrentado desafíos en el corto plazo derivados de problemas de asequibilidad y escasez. Estas coyunturas alertaron a los gobiernos a considerar la seguridad energética como requisito esencial del proceso de transición, es decir, suministros adecuados y a precios razonables.

Adicionalmente, como lo plantea el Fondo Monetario Internacional - FMI, si bien el objetivo común radica en una transición efectiva, equilibrando el sistema energético en lo vinculado con sostenibilidad, equidad y seguridad, no todos pueden realizar la transformación a la misma velocidad. Lo anterior, dadas las diferencias entre economías avanzadas y emergentes, pues los países enfrentan condiciones macroeconómicas, desafíos geopolíticos, entre otros, que generan dificultades al momento de plantear la hoja de ruta de la transición.

A pesar de las dificultades expuestas, en 2022 el consumo mundial de energía creció un 1,1% en comparación con el 2021. Los países OCDE consumieron el 38,8% del total mundial, registrando un aumento del 1%, mientras el resto de las economías que responden por el 61,2% restante, incrementaron el uso de energía primaria en un 1,3%.

En la estructura de consumo, las fuentes fósiles mantuvieron una participación estable del 82%, a pesar del crecimiento récord en el sector de las energías renovables, las cuales se vieron favorecidas por nuevos desarrollos solares y eólicos, impulsando su participación en la generación de electricidad. El Gráfico 2-1 presenta la estructura del consumo mundial de energía primaria durante el 2022.

Gráfico 2-1. Consumo Mundial de Energía Primaria 2022



Fuente: Elaboración UPME con datos Institute for Energy Research 2023

El petróleo, con una cuota del 32%, es la fuente de mayor participación en la canasta energética mundial y aumentó su demanda en 2,9 millones de barriles por día durante el 2022, aunque con un incremento menor que el registrado entre los años 2020 y 2021, y un 0,7% por debajo de los niveles anteriores a los registrados en la pandemia 2020. La mayor parte del crecimiento del consumo de petróleo surgió particularmente del aumento de demanda de combustible para aviones y en menor medida del diésel, que creció 0,7 millones de barriles por día, precisando que la gasolina y el diésel representaron cerca de la mitad de la demanda mundial de petróleo.

En particular, el consumo de los países de la OCDE aumentó 1,4 millones de barriles por día, mientras que los no miembros OCDE materializaron un aumento de 1,5 millones de barriles por día, destacando que, por primera vez en décadas, el consumo de petróleo en China disminuyó en 2022, debido a que las estrictas políticas de cero COVID, redujeron el crecimiento económico y la movilidad de personas y mercancías.

Por su parte, el carbón constituye la segunda fuente de consumo en la estructura energética mundial con un aporte del 27%. Durante el 2022, su demanda aumentó 0,6% frente al 2021, el nivel más alto de utilización de esta fuente desde 2014, aun en presencia de una economía global más débil. La región Asia Pacífico fue la única con crecimiento positivo de carbón y tanto China

como India aumentaron su demanda en 1% y 4% respectivamente, mientras que en América del Norte y Europa su utilización se redujo en 6,7% y un 3,1% correspondientemente. Los países pertenecientes a la organización OCDE consumieron cerca de un 10% menos que su nivel anterior a la pandemia, en tanto que las economías No OCDE aumentaron el consumo de carbón algo más del 6%.

La producción mundial de carbón también aumentó alrededor del 7% con respecto a 2021, alcanzando niveles récord. China, India e Indonesia fueron los países responsables de más del 95% del aumento de la producción mundial, compensando la caída presentada en las demás regiones del mundo.

En relación con el gas natural, este se sitúa en la tercera posición en la matriz de consumo energético global con un aporte del 23%. Tras un aumento del 4,8% en 2021, el consumo mundial de gas disminuyó un 3,1% en 2022, su primer descenso desde 2009, debido a una menor demanda de gas en la Unión Europea, Rusia, Brasil y China, provocando la reducción en un punto porcentual su participación relativa en la estructura del consumo de energía primaria. Los sectores de industria y generación eléctrica fueron los de mayor afectación, aunque en muchos países el consumo de los hogares también se vio disminuido.

Los precios altos y volátiles del gas, junto con la desaceleración económica (menor actividad industrial y política de cero COVID), además de los efectos de la guerra entre Rusia y Ucrania que limitaron el suministro de esta fuente a Europa y Asia, contribuyeron a la caída del consumo, y de igual modo conllevaron transformaciones significativas en términos de flujos físicos, inversión, comercio y funcionamiento del mercado de gas.

La región de Norte América fue la única en mostrar dinamismo, aumentando su consumo de gas en 4,7% en comparación con el 2021, mientras que el resto del mundo contabilizaron tasas de crecimiento negativas en el mismo periodo, resaltando la contracción vivida en Europa y Eurasia que se contrajeron en 12,9% y 10,7% respectivamente. Asia Pacífico que incluye la mayoría de las economías emergentes redujo su consumo en 3,1%, al igual que Centro y Suramérica que también disminuyó en 3,6%.

El suministro de Gas Natural Licuado - GNL creció un 5%, similar a 2021 y los aumentos provinieron principalmente de América del Norte. El incremento de la demanda mundial de GNL fue provocado por Europa mientras que los países de la región de Asia Pacífico redujeron sus importaciones. Japón reemplazó a China como el mayor importador de GNL del mundo y representó cerca del 60% del crecimiento de la demanda mundial de GNL en 2022. Europa aumentó sus importaciones de GNL en un 57% mientras intentaba desconectarse del gas natural ruso vía gasoducto.

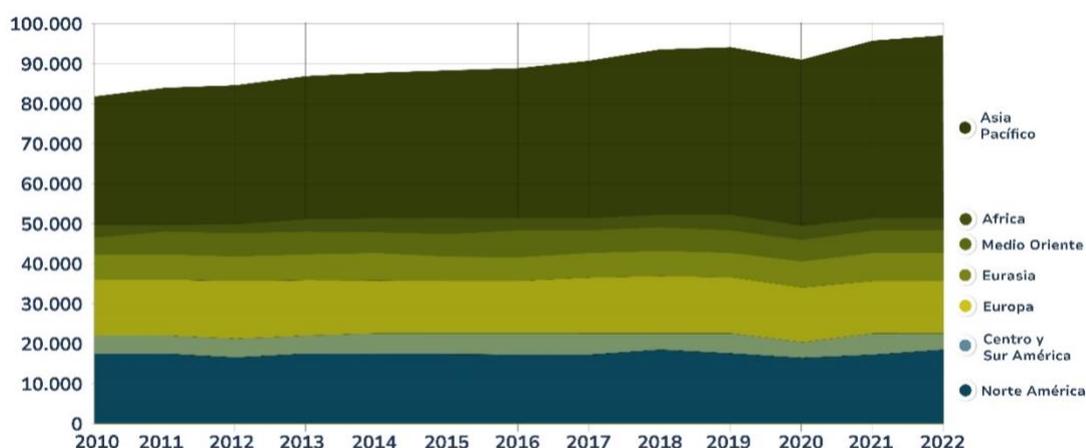
Por su parte, la generación mundial de electricidad aumentó un 2,3% en 2022, cifra inferior a la tasa de crecimiento del 6,2% observada durante el 2021, debido esencialmente a un menor crecimiento económico global. No obstante, el incremento de la industrialización y el acceso a la electricidad en todo el mundo han impulsado aún más la demanda de electricidad.

La energía eólica y solar alcanzaron el 14% de participación en la generación eléctrica, valor levemente por debajo de la tasa de crecimiento del 16% del 2021. La energía solar registró el

25% y la energía eólica el 13,5% del crecimiento de la generación total. El carbón siguió siendo el combustible dominante con una participación del 35,8%, un poco por encima del 35,4% de 2021. La generación eléctrica con base en gas natural se mantuvo estable con una participación cercana a su promedio de 10 años en el 24%. Las energías renovables (excluida la hidráulica) cubrieron el 84% del crecimiento de la demanda neta de electricidad en 2022.

Finalmente, la hidroenergía aportó el 7% del total de energía primaria registrando un aumento del 1,1% frente a 2021, mientras que la energía nuclear que ha venido perdiendo peso relativo principalmente en los países industrializados, disminuyó un 4,4%, en comparación con el año anterior, aun así, contribuyó a la matriz energética de energía primaria con el 4%. El Gráfico 2-2 presenta la evolución regional del consumo total de energía primaria, en millones de barriles equivalentes de petróleo.

Gráfico 2-2. Evolución del Consumo Mundial de Energía Primaria



Fuente: Elaboración UPME con datos Institute for Energy Research 2023

El gráfico anterior permite identificar que Asia Pacífico y Norte América son las regiones que presentan mayores niveles históricos de demanda. Específicamente, estas concentran dos terceras partes del consumo mundial de energía primaria y durante el 2022 fueron responsables del 46% y 20% respectivamente, acorde con el nuevo orden mundial emergente y el preponderante papel de la región asiática, cuyo dinamismo económico a escala global ha sido solo interrumpido a causa de la crisis del coronavirus.

En este sentido, Norteamérica mantiene una participación estable que se ha reducido levemente en el último decenio, producto de mayor eficiencia en los procesos industriales y un desarrollo acelerado en torno al gas de esquistos que ha permitido la sustitución entre fuentes con resultados positivos. Las demás regiones salvo Europa que ha profundizado el ahorro y conservación de la energía preservan casi inalterable, la proporción de consumo de fuentes primarias.

2.1. Mercado Internacional del Gas Natural

Como se ha mencionado previamente, ante la interrupción del suministro de gas natural proveniente de Rusia, se desencadenó una crisis de este producto a nivel global, marcando un punto de inflexión en los mercados, los cuales experimentaron cambios estructurales y demostraron una flexibilidad y resiliencia significativa frente a las afectaciones por parte de la oferta y la demanda, junto con una volatilidad de precios sin antecedente que los elevaron a máximos históricos.

Paralelamente, el mercado de este producto sigue estando insuficientemente abastecido, corriendo el riesgo de ser impactado por las tensiones geopolíticas de Oriente Medio, que actualmente se están presentando. Con esto, las grandes divergencias entre las perspectivas de la demanda mundial frente a las bajas inversiones en gas natural alimentan la posibilidad de que los shocks energéticos empeoren hacia 2030 y más allá.

Por otra parte, el mercado mundial del energético está parcialmente fragmentado sobre la base de que importantes cantidades de este energético son transportadas por ducto, ocasionando no solo diferencias de precios entre regiones, sino que los altos precios en una parte del mundo no necesariamente se transmiten a los compradores en otros lugares; a diferencia del mercado del petróleo que está más integrado y tiende a comercializarse a un precio único en la mayoría de los lugares del planeta.

A continuación, se presenta el análisis de perspectivas del mercado internacional de gas natural, desagregando su revisión entre el mercado de oferta y demanda.

2.1.1. Oferta

La oferta mundial de gas natural, que había aumentado un 5,3% en 2021, disminuyó en 2022, en un contexto de menor demanda, mientras la caída de la producción de Rusia se vio compensada por una mayor producción en América del Norte, Oriente Medio y Centro y Suramérica.

El movimiento de desinversión en el sector de hidrocarburos surgido en el proceso de transición energética, redujo el flujo de capitales y limitó el desarrollo de nuevos recursos de hidrocarburos generando una desigualdad entre oferta y demanda, que junto con las dificultades geopolíticas culminó con la crisis presentada durante el periodo 2021-2022.

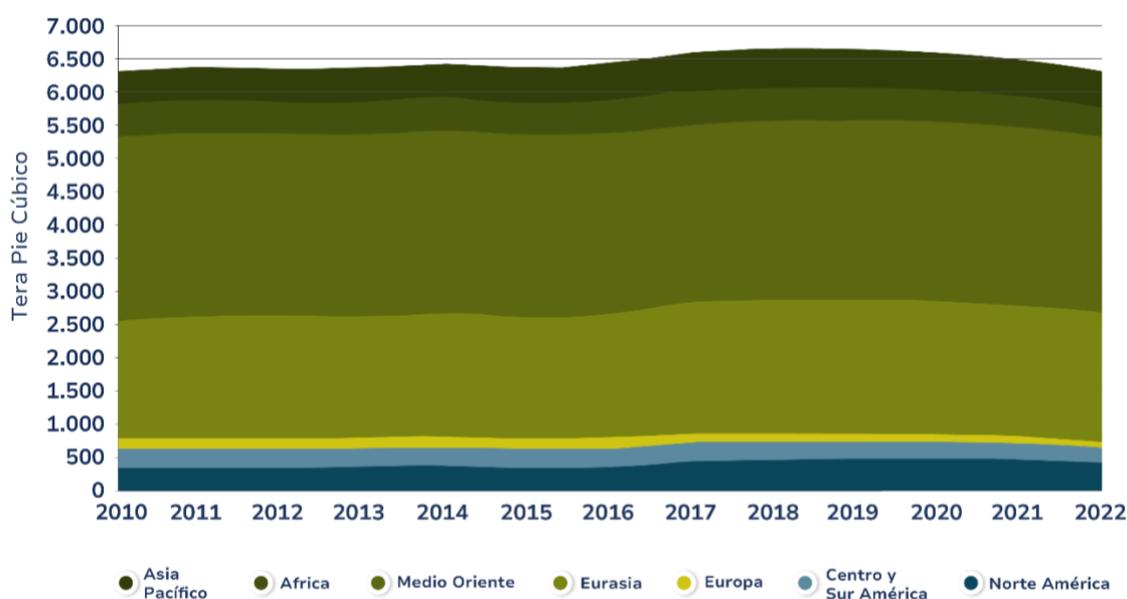
Los resultados indican que, a pesar de contar con reservas probadas suficientes de gas natural globalmente, los niveles de suministro a gran escala son insuficientes para abastecer la creciente demanda, significando exposición a nuevos recortes de oferta que pueden poner en riesgo la seguridad energética al mantener tensa la oferta mundial a medida que se acelera la reapertura de China y la vuelta de la industria aeronáutica, ocasionando discontinuidades económicas futuras, especialmente para los países importadores.

Una mirada a la evolución de las reservas probadas mundiales de gas natural, señalan que a 2022 el mundo contaba con aproximadamente 6.350 Tera pies cúbicos (TPC), con una tasa de crecimiento media negativa cercana al 0,9% en los últimos cinco años, según la información de

la publicación de la 72ª Revisión Estadística de la Energía Mundial publicado por el Energy Institute con sede en el Reino Unido. El Gráfico 2-3 presenta el avance del comportamiento anual de las reservas mundiales de gas natural.

Regionalmente, el Medio Oriente concentra el mayor volumen de reservas de gas natural con el 41,3% del total, seguida por la región de Eurasia cuya participación asciende al 30,5%, territorios que en conjunto poseen más de dos tercios del recurso global, equivalente a 4.676 TPC. De este colectivo, sobresalen Rusia, Irán y Catar como los países de mayor disponibilidad del recurso, visto que los tres cuentan con la mitad de las reservas del mundo al sumar 3.325 TPC.

Gráfico 2-3. Evolución de las Reservas Probadas de Gas Natural



Elaboración UPME con datos Institute for Energy Research 2023

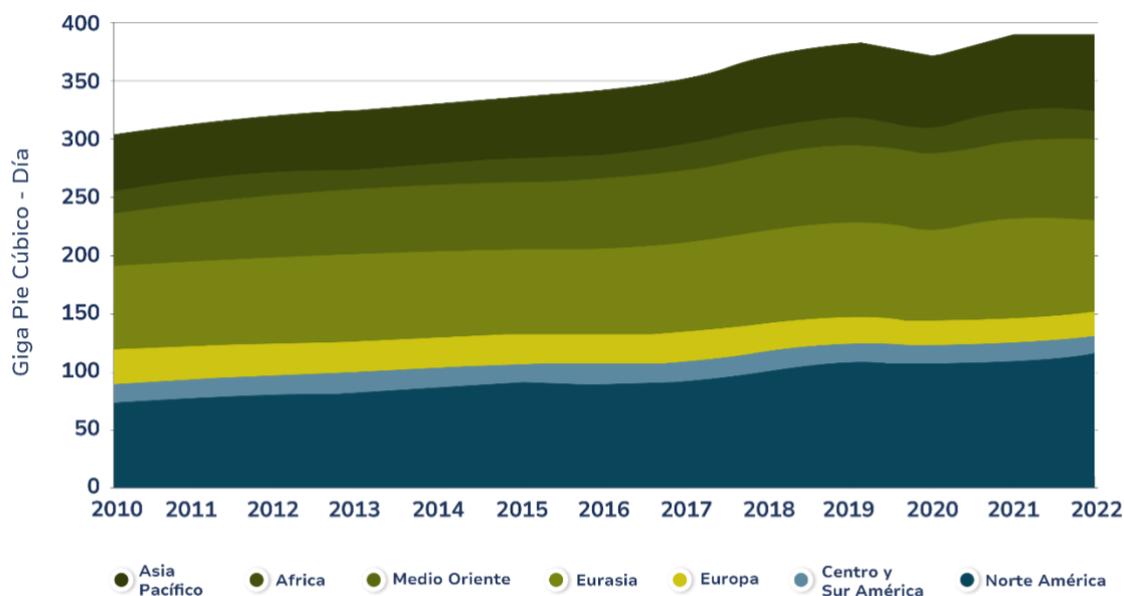
El continente americano participa con 11,3% de las reservas probadas a nivel mundial, destacándose Norte América que provee el 7,2% de las totales, gracias a los desarrollos de gas de esquisto en Estados Unidos. Mientras tanto, la región de Asia Pacífico aporta el 8,4% del volumen, África contribuye con 6,9% y la participación de Europa es marginal con 1,5%.

La producción mundial de gas natural durante el 2022 fue en promedio de 391,2 Giga píe cúbico por día (GPCD), representando un ligero descenso en relación con el volumen alcanzado en 2021. Norteamérica con un aporte del 29,8% fue la región de mayor producción y desde hace más de una década viene mostrando tasas de crecimientos positivas. Las zonas de Eurasia, Medio Oriente y Asia Pacífico contribuyeron a la oferta de manera uniforme y fueron responsables por el 55% de la producción global de gas natural.

África produjo el 6,2% del gas natural, en tanto que Europa respondió por el 5,4% y Centro y Suramérica la región de menor aporte, contribuyó con el 4% del suministro total. El Gráfico 2-4 incorpora la evolución de la oferta de gas natural en el ámbito global.

La producción de gas natural disminuyó un 12% en Rusia debido a menores exportaciones a Europa, propiciando un crecimiento negativo de la región de Eurasia en 9,6%, descenso este que fue contrarrestado por aumento de la producción en la mayoría de los países de Medio Oriente y de Europa.

Gráfico 2-4. Evolución de la Oferta Mundial de Gas Natural



Elaboración UPME con datos Institute for Energy Research 2023

La producción de gas natural también disminuyó en África en 3,9% durante el 2022, con una menor producción en Argelia, Egipto y Nigeria. En cambio, el suministro de gas natural siguió creciendo en América del Norte en cerca de 4,2 puntos porcentuales, incluido Estados Unidos y Canadá que incrementaron en 3,6% y 7,4% correspondientemente. Del mismo modo la zona de Asia Pacífico amplió la oferta en 1,1%, destacándose China que produjo un 6% más que en el 2021, India que sumó un 4,4% adicional y Australia aumento en un 7,3%.

La región de Centro y Sur América igualmente registro resultados positivos incrementando su contribución en 3,7%, impulsado por el desarrollo del campo de Vaca Muerta en Argentina y por México, a pesar de una caída de casi el 7% en Brasil, donde el consumo de gas se desplomó.

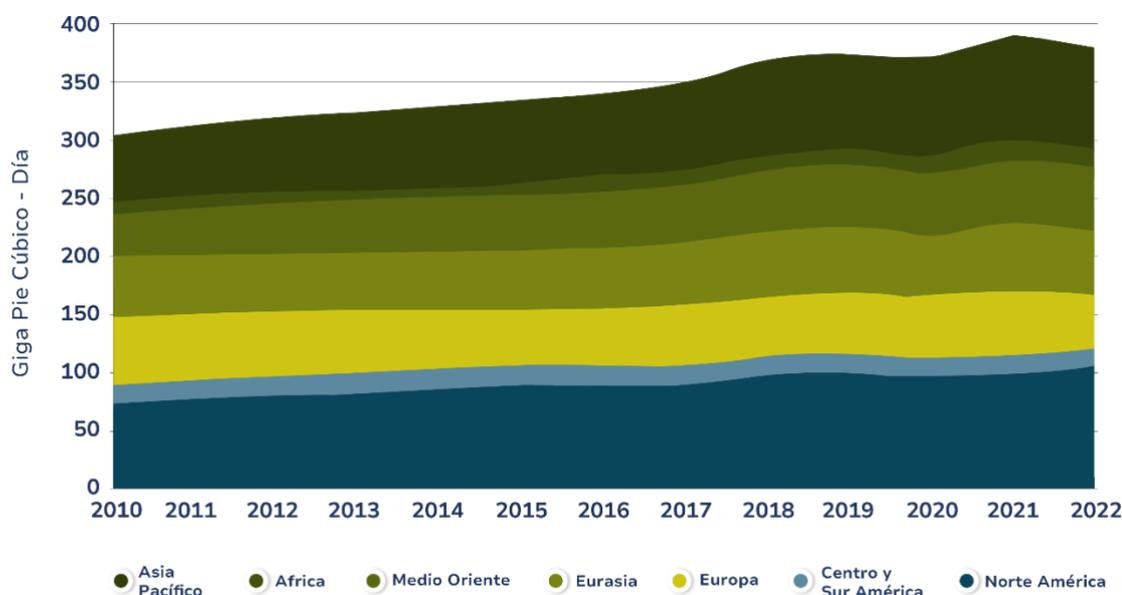
2.1.2. Demanda

Durante el 2022, el consumo mundial de gas natural disminuyó por primera vez desde el 2009, presentando una variación de negativa de 3,1% frente al 2021, motivada principalmente por la crisis energética, por desaceleración de la economía en la región asiática y el invierno moderado en el hemisferio norte, frenando la demanda en la Unión Europea, Rusia, Brasil y China. El continente europeo vio disminuida la participación del gas natural en la estructura de consumo, debido principalmente a los precios récord del gas, las políticas de conservación de la energía y las temperaturas moderadas al finalizar el 2022.

El consumo de gas natural también disminuyó en Rusia en 2,9 %, debido a las sanciones de Occidente y su impacto en el sector industria. En Asia Pacífico la reducción alcanzó el 2,2% resultado de la subida de los precios del GNL y desaceleración económica en China (menor actividad industrial y política de cero COVID), que contribuyó a la caída del 1,2% del consumo de gas, su primer descenso desde 1992.

Adicionalmente la demanda cayó en Japón y Corea del Sur, por menores requerimientos para el sector eléctrico, como resultados de los precios altos en Japón y la competencia de la energía nuclear y las renovables en Corea. En Brasil, la reducción del uso del gas fue del 20,9%, por mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica, recortando la generación con gas. El Gráfico 2-5. registra la evolución del consumo global de gas natural de manera regional, en la cual se aprecia un consumo creciente en todas las regiones y una participación relativa baja de las regiones de Centro y Sur América y de África.

Gráfico 2-5. Evolución del Consumo Mundial de Gas Natural



Elaboración UPME con datos Institute for Energy Research 2023

En Norteamérica, el consumo de gas natural incrementó 4,7%, destacándose el crecimiento del 5,4% en Estados Unidos y 4,4% en Canadá, en un entorno de mayor producción de gas natural, crecimiento económico y mayor demanda por parte de los sectores industrial y eléctrico. También aumentó en Medio Oriente un 2%, en especial Arabia Saudita que creció 4,7%, por aumento de la generación de electricidad con gas, la desalinización de agua y la producción petroquímica.

Regionalmente, Asia Pacífico y América de Norte demandaron durante el 2022 la mitad del gas natural consumido a nivel global, en tanto Centro y Suramérica y África contribuyeron de manera conjunta con el 8,2% del total por la reducción de consumo en las dos regiones durante el pasado año. El resto de regiones respondieron de manera igualitaria por el 40% adicional.

2.2 Contexto Mundial de Gas Natural Licuado (GNL)

El GNL se convirtió en la energía flexible, eficiente y confiable necesaria para garantizar la seguridad energética, particularmente en las economías europeas y en menor escala las asiáticas que se vieron impactadas por limitación del suministro de gas, situación que contribuyó a la crisis del 2022, la cual tuvo un alto costo, tanto en términos financieros como ambientales y sociales.

La industria del GNL desempeñó un papel clave para redirigir los flujos globales de energía probablemente a la mayor escala en un período tan corto de tiempo. El comercio mundial de GNL creció un 6,8% en 2021, impulsado por el reinicio de la economía mundial después de prolongados bloqueos por COVID, y un invierno universalmente frío en el hemisferio norte, así como otros fenómenos climáticos extremos incluidas sequías en Turquía y Brasil, que contribuyeron al aumento de la demanda de GNL para compensar la escasez de energía hidroeléctrica.

Durante el 2022, el crecimiento de las exportaciones de GNL estuvo impulsado por el aumento de la capacidad de licuefacción en los Estados Unidos superando a Catar que lo convierte en el segundo país con las mayores instalaciones para el procesamiento de gas. En primer lugar, se encuentra Australia con una capacidad nominal de tratamiento de 80,9 MTPA (millones de toneladas métricas por año) y se mantuvo como el principal exportador, seguido por Estado Unidos cuya capacidad permite procesar 80,5 MTPA, luego Catar que dispone de 80,1 MTPA.

El comercio mundial de GNL continuó estando dominado por los flujos al interior de la región de Asia Pacífico y en segunda instancia por el flujo interregional entre América del Norte y Europa, aun cuando este último continente, también recibió gas de Australia, pese a la distancia. Durante el 2022 se alcanzó un nuevo récord de transacciones con 401,5 TM, conectando 20 mercados exportadores con 46 mercados importadores, incluyendo a El Salvador y Alemania que pusieron en marcha sus proyectos de regasificación. Japón ocupa el lugar como el mayor importador de GNL del mundo, luego está China y en tercer lugar se mantuvo Corea del Sur.

Las regiones de Medio Oriente y África dieron prioridad a la necesidad de GNL de Europa y aumentaron sus exportaciones al viejo continente en comparación con el 2021, mientras que las exportaciones de GNL de Rusia fueron a cubrir demanda de los países asiáticos y en menor proporción a Europa. El abastecimiento de GNL para Suramérica, provino en buena parte de compradores chinos a Rusia que desviaron sus flujos y en menor medida de la oferta existente en la región americana. En Europa el único productor de GNL es Noruega y exportó la totalidad de sus 2,7 toneladas de producción a países en el interior de esa región.

La capacidad global operativa de licuefacción ascendió a 476,4 MTPA a finales de 2022, con una tasa de utilización promedio del 89% de la capacidad, un aumento importante en comparación con el 80,4% del 2021, pese a la suspensión de operaciones en algunas plantas de Estados Unidos y Australia, indisponibilidades que fueron compensadas por aumento del suministro de otras plantas de licuefacción en Oriente Medio.

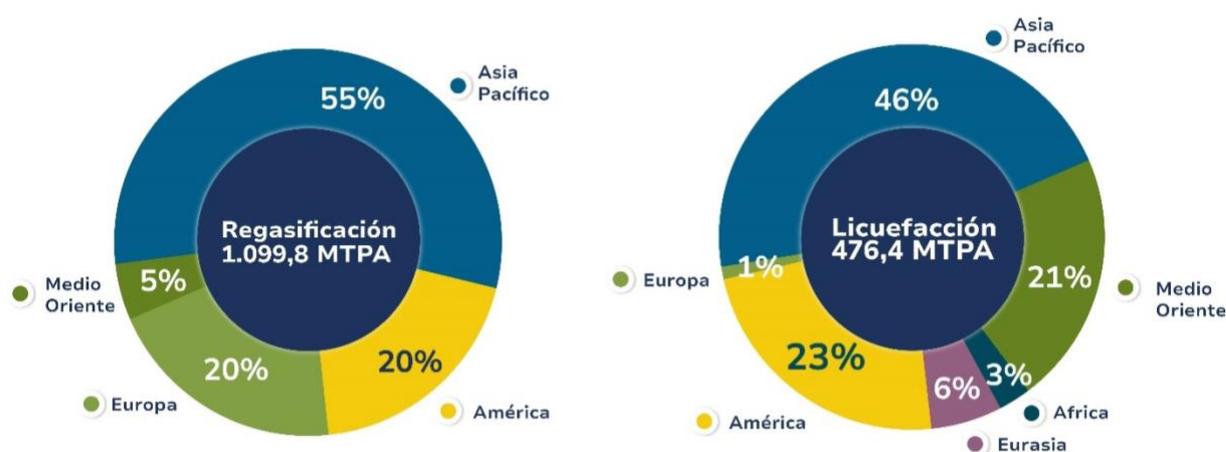
La flota de transporte de GNL está constituida por 668 buques incluidos 45 con tecnología FSRU- Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación, operativas y 8 con tecnología FSU – Unidad Flotante de Almacenamiento, representando un crecimiento del 4% en el tamaño de la flota entre 2021 y 2022, con capacidades que varían entre 170.000 y 200.000 metros cúbicos, los cuales permanecen dentro del límite superior de la capacidad del Canal de Panamá luego de su expansión en 2016. A medida que se desarrolla capacidad adicional de GNL en la Costa del Golfo de Estados Unidos, buques más grandes se han vuelto más comunes con el tiempo, y están ganando terreno por sus economías de escala para viajes de larga distancia que permiten atravesar el Ártico.

Por el breve periodo de aumento del comercio de GNL, la flota mundial es relativamente joven, habida cuenta que los buques menores de 20 años comprenden el 87,7% de la flota activa y los buques más nuevos son más grandes y eficientes con mayores economías durante su vida operativa.

La capacidad mundial de importación de GNL (plantas de regasificación) suma 1.099,8 MTPA superando la capacidad de licuefacción en masa del doble y se encuentra localizada en 48 países. Este excedente se encuentra mayoritariamente en Japón, Corea del Sur y China y permite a los países satisfacer picos ocasionales de demanda, particularmente en invierno. A nivel regional Asia Pacífico cuenta con la mayor capacidad de infraestructura, representando el 55% del total, Europa dispone del 20% al igual que el continente americano y Medio Oriente da cuenta del 5% restante.

Individualmente, Japón posee el 25% del volumen global de regasificación, seguido por China que contabiliza el 13,7% y Corea del Sur almacena el 13,1%. Nueve terminales de regasificación adicionales iniciaron operaciones en 2022 con un volumen de 23,4 MTPA. El Salvador y Alemania se unieron a las filas de países importadores de GNL y un proyecto FSRU inició operaciones en Brasil. Cinco nuevas terminales comenzaron a operar en Asia: dos terminales terrestres en China, una en Tailandia, una en Japón y un proyecto offshore de pequeña escala en Indonesia. El Gráfico 2-6 presenta la distribución regional de la capacidad de licuefacción y regasificación.

Gráfico 2-6. Distribución Regional de Capacidad de Regasificación y Licuefacción



Fuente: Elaboración UPME con datos GIIGNL Annual Report 2023

2.3 Perspectivas del Mercado Mundial de GNL

Las condiciones del mercado de GNL han experimentado cambios importantes en los últimos años, pasando de precios muy bajos durante el exceso de oferta a mediados de 2020 a precios notablemente altos en 2021, a medida que la demanda se recuperó rápidamente del brote de COVID-19. Los precios al contado del GNL se han disparado superando récords anteriores y, con las limitadas incorporaciones de reservas de gas natural, es probable que el equilibrio frágil genere perturbaciones y suban nuevamente.

De acuerdo con las estimaciones de la firma Wood Mackenzie la demanda mundial de GNL crecerá un 52% entre 2023 y 2033, alcanzando los 611 MTPA, por una mayor demanda en los mercados asiáticos, a medida que los precios globales del GNL disminuyen en los próximos años, cuando empiece la operación de suministros de GNL a gran escala que aún están en construcción. Después de 2035, el crecimiento de la demanda mundial de GNL será limitado. Y estará respaldado por los mercados asiáticos emergentes, a medida que los gobiernos de las economías desarrolladas apliquen estrategias de cero netos.

Europa seguirá dependiendo del GNL para sustituir las importaciones de gasoductos rusos y en la segunda mitad de esta década, la demanda de GNL subirá para compensar la caída de la producción de gas en el Reino Unido y Noruega. Las importaciones alcanzarán un máximo de 147 MTPA en 2029 una vez comience a disminuir rápidamente, productos de las estrategias de transición energética. A largo plazo, la demanda de GNL se reducirá año tras año como consecuencia de los esfuerzos de descarbonización y aumento de la participación de renovables. Sin embargo, los recientes acuerdos de GNL, con puntos de entrega europeo, proporcionarán cierta seguridad de suministro a la región hasta 2050.

Por su parte, China ha fortalecido gradualmente su consumo durante 2023 gracias a la recuperación económica y se espera que las importaciones de GNL se acelerarán de 73 MTPA en 2024 a 129 en 2029, respaldadas por una demanda activa y retrasos en las importaciones por tuberías de Asia Central. A partir de 2033, la demanda de GNL se estabilizará hasta el final de la década, a medida que las importaciones por ducto desde Rusia y Asia Central aumenten nuevamente. A más largo plazo, el GNL conserva una posición importante en China, promoviendo una combinación de energía más limpia y cubriendo la demanda máxima de invierno. Las importaciones anuales se mantendrán en alrededor de 120 MTPA hasta 2050.

El noreste de Asia utilizará cada vez más el GNL como combustible de transición en el mediano plazo para apoyar un abandono del carbón y de la energía nuclear, pero estima la firma que la demanda japonesa de GNL caerá unos 3 MTPA entre 2024 y 2028 una vez se acelere el uso de centrales nucleares. La puesta en marcha de nuevas unidades nucleares en Corea del Sur también limitará la necesidad de importaciones adicionales de GNL. La demanda regional de GNL oscilará entre 130 y 135 MTPA esta década. A más largo plazo, la demanda general de gas natural disminuirá en Japón, Corea del Sur y Taiwán, estimulada por los gobiernos que presionan para reducir el uso de combustibles fósiles en 2030, significando que las importaciones se reducirán en aproximadamente 91 MTPA en 2050 a medida que los objetivos de cero emisiones netas se fortalecen.

En el Sur de Asia, el crecimiento de la demanda de GNL a corto plazo sigue siendo débil debido a los altos precios del GNL. Sin embargo, India requerirá más GNL en la industria y esta fuente desempeñará un papel más importante en la generación de energía flexible, lo que equivale a un aumento de 6 MTPA para 2030. Con un beneficio limitado para el suministro interno, la dependencia de las importaciones de GNL seguirá aumentando y la demanda regional de GNL se duplicará en el transcurso de una década hasta alcanzar 72,5 MTPA para 2033. A más largo plazo, las perspectivas para Pakistán, Bangladesh y Sri Lanka se mantienen prácticamente sin cambios, y la India aportará la mayor parte de las ventajas.

En el Sudeste asiático los precios altos del GNL y la disponibilidad de volúmenes de gas interno entre 2023 y 2025 limitarán el crecimiento de la demanda hasta mediados de la década. A medida que los precios se reduzcan desde el 2026, el crecimiento de la demanda se fortalecerá, particularmente en Tailandia, Malasia e Indonesia. La fuerte demanda de GNL para generar energía, junto con la disminución de la producción local de gas por ducto, harán que la demanda se acelere aún más en el largo plazo. A partir de 2023, todos los países del sudeste asiático serán importadores de GNL después de que Filipinas y Vietnam importaran sus primeros cargamentos a mediados del 2023. La demanda regional crecerá de 63 MTPA en 2030 a 135 en 2050.

Medio Oriente y África en el corto plazo iniciarán importaciones, gracias a un acuerdo de cooperación firmado entre Jordania y Egipto y estima Wood Mackenzie que Egipto importará GNL a partir de 2026 para compensar la disminución de la producción nacional. El crecimiento en Medio Oriente está respaldado por las importaciones de Bahrein.

Por su parte, en los países de Sur América la demanda de GNL se mantendrá prácticamente estable en toda la región y no superará los 3 MTPA. En Argentina, el desarrollo continuo de infraestructura sustentará un impulso en la producción nacional de gas natural, reduciendo el requerimiento estacional de importaciones de GNL. Chile se beneficiará de la mayor disponibilidad de gas por gasoducto argentino, reduciendo sus propias necesidades de GNL. Y el aumento de la producción nacional en Brasil, junto con una buena hidrología y un fuerte despliegue de energías renovables, restringirán las importaciones de GNL a niveles contratados y acuerdos inflexibles de conversión de GNL en energía.

Con esto presente, Suramérica es considerado un mercado emergente para la industria del gas natural, con necesidades de ampliar su infraestructura de transporte por gasoductos para alcanzar una mayor interconexión regional y con un potencial aún en desarrollo de licuefacción y regasificación. En la actualidad cuenta con más de diez terminales de importación con una capacidad alrededor de 47 MTPA entre Brasil, Argentina, Chile y Colombia, así como tres terminales más en construcción en Brasil con más de 10 MTPA y otros proyectos pendientes de alcanzar decisiones finales de inversión en Argentina. Por otro lado, Centroamérica y el Caribe registran más de 10 terminales de regasificación con una capacidad alrededor de los 30 MTPA. En cuanto a las capacidades de licuefacción, entre ambas regiones se cuenta con alrededor de 19,2 MTPA. Se estima que para 2030 Latinoamérica pueda alcanzar capacidades de regasificación superiores a 86 MTPA y de licuefacción mayores a los 50 MTPA, considerando en este caso, proyectos en México, Surinam, Argentina y Perú.

En el Gráfico 2-7 se presenta la ubicación general de los proyectos de GNL en operación en la región, mientras en la Tabla 2-1 se relacionan las capacidades de almacenamiento y regasificación.

Gráfico 2-7. Infraestructura de Licuefacción y Regasificación de GNL en América Latina y el Caribe



Fuente: GIIGNL Annual Report 2023

Tabla 2-1. Capacidades de Almacenamiento y Regasificación de GNL en América Latina y el Caribe

PAÍS	UBICACIÓN	INICIO	TIPO DE TERMINAL	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (Km3)	CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN (MTPA)
ARGENTINA	BAHIA BLANCA	2008	FLOATING	151	3,7
	ESCOBAR	2011	FLOATING	151	6,1
BRASIL	PECEM	2009	FLOATING	138	3,8
	GUANABARA BAY	2009	FLOATING	173	6,0
	BAHIA	2013	FLOATING	173	5,6
	SERGIPE	2020	FLOATING	170	5,6
	PORT OF ACU	2021	FLOATING	173	5,6
	SEPETIBA	2022	FLOATING	127	2,7
CHILE	QUINTERO	2009	ONSHORE	334	3,8
	MEJILLONES	2010	ONSHORE	187	1,5
COLOMBIA	CARTAGENA	2016	FLOATING	170	3,0
EL SALVADOR	ACAJUTLA	2022	FLOATING	137	2,0
JAMAICA	OLD HARBOUR	2019	FLOATING	170	3,0
	MONTEGO BAY	2016	ONSHORE	7	0,5
MEXICO	ALTAMIRA	2006	ONSHORE	300	5,7
	ENSENADA	2008	ONSHORE	320	7,6
	MANZANILLO	2012	ONSHORE	300	3,8
	PICHILLINGE	2022	ONSHORE	ND	0,8
PANAMA	COLON, COSTA NORTE	2018	ONSHORE	180	1,5
PUERTO RICO	PEÑUELAS, ECO ELECTRICA	2000	ONSHORE	160	2,0
	SAN JUAN	2020	ONSHORE	ND	1,1
REPUBLICA DOMINICANA	AES ANDRES	2003	ONSHORE	160	1,7

Fuente: Elaboración UPME con datos GIIGNL Annual Report 2023; GNL Global Forum 2023.

3. Perspectivas de Oferta de Gas Natural

El sector de gas natural en Colombia viene experimentando una disminución continua de las reservas probadas, de acuerdo con el reporte anual de la ANH, pasando de 5.727 GPC en 2012 a 2.817 GPC en 2022, una reducción superior al 50% durante la última década. Por otra parte, la producción nacional ha mantenido un promedio superior a los 1.000 MPCD durante los últimos cinco años, con expectativas de crecimiento moderadas considerando:

- El menor precio relativo frente a otros energéticos,
- La flexibilidad para ser empleado como energético y materia prima en diversos procesos y sectores productivos,
- El menor impacto ambiental frente a otros combustibles,
- Su contribución al bienestar social de la población como servicio público domiciliario,
- El uso como principal garantía de confiabilidad del sector eléctrico, particularmente en períodos de menor hidrología cuando el sistema de generación hidráulica instalado a nivel nacional resulta insuficiente para satisfacer la demanda,
- Fuente de energía fundamental para llevar a cabo la transición energética.

A continuación, se presenta la evolución histórica y la proyección de la producción, las reservas y los recursos descubiertos de gas natural a nivel nacional y regional, así como el planteamiento de diversos escenarios de oferta a 2038, con miras al balance y la simulación futura de la operación del sistema de suministro y transporte, los cuales se describen en los capítulos posteriores, para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el país.

3.1. Producción Histórica de Gas Natural

El gas natural que se comercializa en Colombia, se entrega a los diferentes sectores de la demanda a través los siguientes esquemas:

- Regiones productoras conectadas al SNT, incluyendo principalmente los Llanos Orientales, la Cordillera Oriental, el Valle Inferior del Magdalena y la Guajira, las cuales concentran alrededor de 900 MPCD de la oferta nacional actual.
- Gasoductos dedicados para el desarrollo de proyectos industriales, térmicos y petroleros, los cuales han alcanzado en 2023 cifras agregadas superiores a los 100 MPCD.
- Campos aislados al SNT cuya oferta agregada nacional es menor a 40 MPCD.
- GNC con cantidades entregadas del orden de 15 MPCD en el último año.

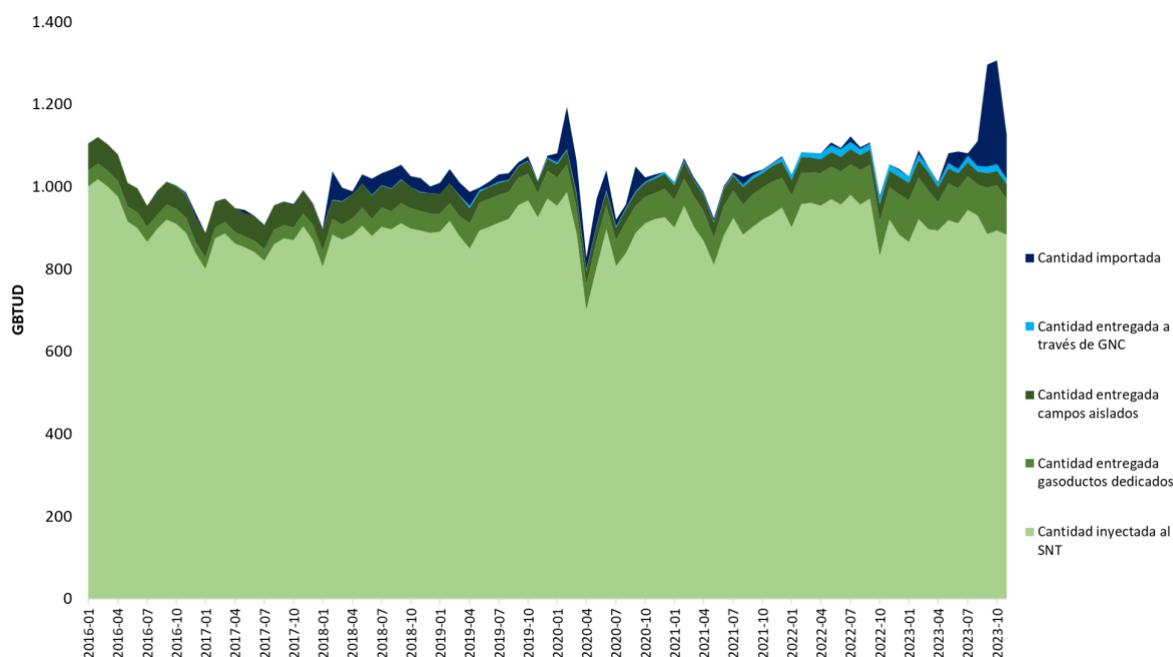
- GNI mediante la planta de regasificación operada por SPEC LNG instalada en la ciudad de Cartagena desde el año 2016, con aportes significativos en período de mayor demanda termoeléctrica y con capacidad actual hasta 400 MPCD.

En el Gráfico 3-1 se presenta la producción e importación histórica de gas natural según la modalidad de entrega al sistema. De igual forma, en el Gráfico 3-2 se muestra la distribución porcentual de la oferta nacional comercializada por región productora.

De acuerdo con la información descrita, más del 85% de la producción nacional es inyectada al SNT, mientras cerca del 10% es entregada mediante gasoductos dedicados y menos del 5% corresponde a campos aislados y GNC. Por otra parte, salvo períodos muy específicos relacionados con mayor demanda del sector termoeléctrico por mayor intensidad estacional asociada a veranos y ocurrencia del fenómeno de El Niño, casi la totalidad de la oferta requerida ha sido suplida por fuentes nacionales. Sin embargo, se destaca que, durante el último trimestre de 2023, hasta 329 GBTUD de la cantidad total proviene de GNI.

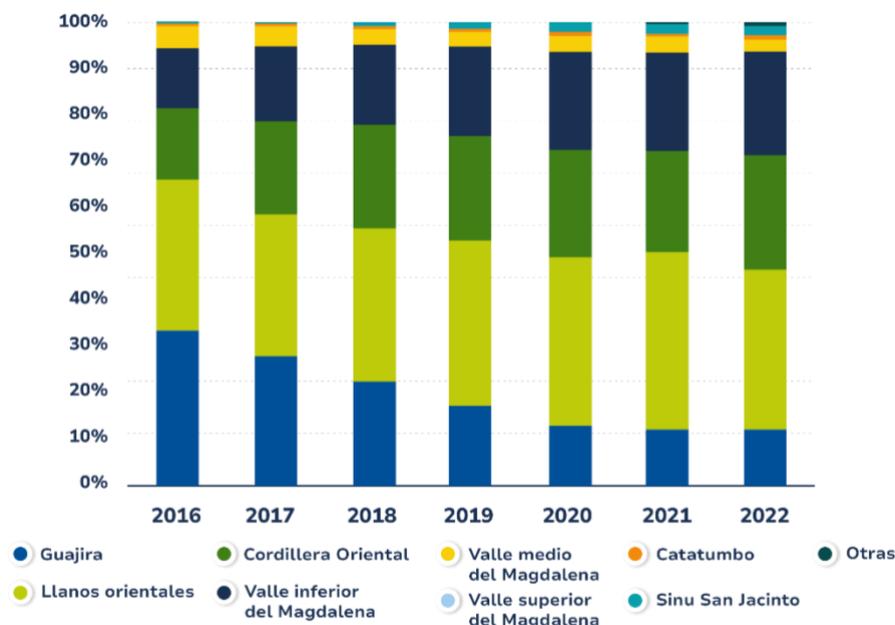
La oferta nacional se ha concentrado en campos productores de los Llanos Orientales y la Cordillera Oriental a nivel del interior del país, y del Valle Inferior del Magdalena y La Guajira en la costa Caribe. El departamento del Casanare aporta más del 55% de la producción nacional de gas natural a través de los campos Cupiagua, Pauto Sur y Cusiana, entre otros, mientras que Sucre y Córdoba han aumentado progresivamente su participación a más del 20% nacional a partir de diversos descubrimientos con puestas rápidas en operación, en contraste con los campos de La Guajira, como Chuchupa, que ha reducido considerablemente su potencial de producción y representa actualmente alrededor del 10% de la oferta disponible.

Gráfico 3-1. Oferta Histórica de Gas Natural



Fuente: Elaboración UPME con datos Bolsa Mercantil de Colombia, Gestor del Mercado de Gas natural

Gráfico 3-2. Distribución de la Producción Nacional de Gas Natural por Cuenca Productora



Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos.

3.2. Distribución de Reservas y Recursos de Gas Natural

Las reservas y recursos de hidrocarburos representan diversas cantidades con potencial de ser extraídos del subsuelo y ser comercializados. Son clasificados según el nivel de incertidumbre asociado a su posible explotación, lo cual depende del grado de conocimiento del yacimiento, las características fisicoquímicas propias de los fluidos, del medio poroso y de las estructuras geológicas presentes, la disponibilidad de tecnología, equipos e infraestructura para su desarrollo, del contexto económico de la actividad, y de variables socioambientales, entre otros factores.

Las reservas son aquellos volúmenes estimados en yacimientos ya descubiertos, comercialmente recuperables bajo condiciones técnicas e infraestructura definidas siguiendo una tasa de producción prevista. Por otra parte, los recursos se clasifican entre contingentes y prospectivos; los primeros corresponden a volúmenes de hidrocarburos a ser potencialmente recuperables desde yacimientos descubiertos y técnicamente conocidos, mediante proyectos de desarrollo que actualmente no son considerados comerciales debido a diversas contingencias, como la falta de mercados viables, limitaciones técnicas y operativas, licenciamiento, cantidades y calidades insuficientes para asegurar su factibilidad, entre otras. Los recursos prospectivos son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos potencialmente explotables desde reservorios no descubiertos o proyectos en fase temprana de exploración. A pesar del limitado conocimiento geológico y económico, estos recursos también pueden tener asociada una posibilidad de desarrollo comercial. Sin embargo, por tratarse de cantidades estimadas sin evidencia de

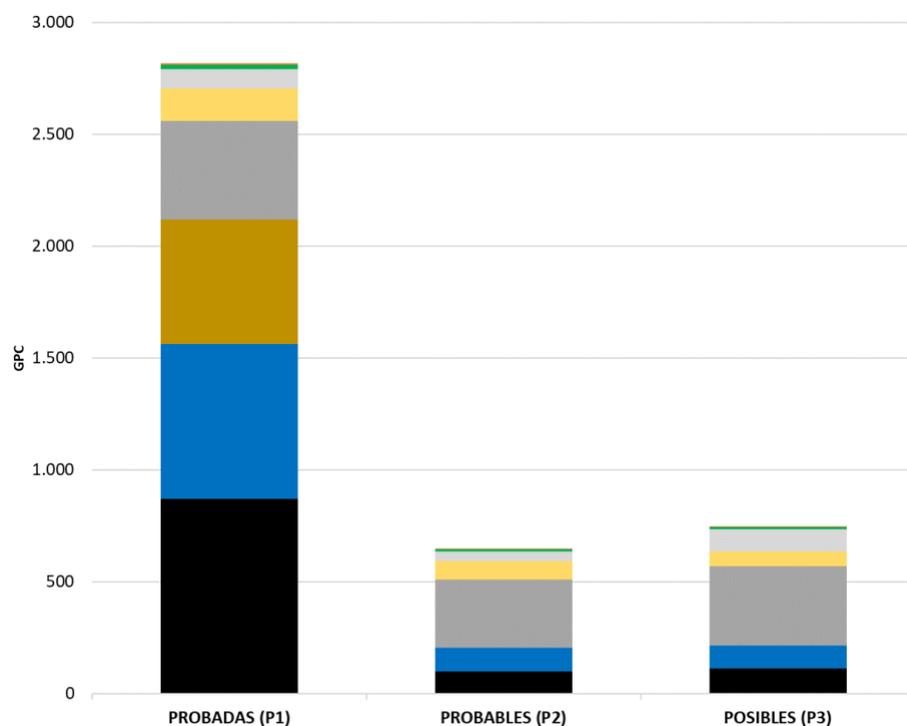
descubrimiento, los recursos prospectivos “onshore” u “offshore” no serán considerados en los escenarios de oferta que se describen en el numeral 3.4 por su alto nivel de incertidumbre.

A continuación, se presenta una breve descripción de la distribución espacial de los diferentes tipos de reservas y recursos ya descubiertos a nivel nacional, estimados por las compañías operadoras y certificados por firmas auditoras especializadas, de acuerdo con el informe de reservas y recursos publicado por la ANH con corte a diciembre de 2022.

3.2.1. Reservas de Gas Natural

Las reservas se categorizan por el rango de incertidumbre y grado de madurez comercial del proyecto de producción en probadas, probables y posibles. A diciembre 31 de 2022, se estiman volúmenes de 2.817 GPC, 647 GPC y 747 GPC, respectivamente. La distribución regional de estas cantidades se muestra en el Gráfico 3-3. Más del 90 % de las reservas probadas se ubica entre las cuencas de Llanos Orientales, Cordillera Oriental, La Guajira y el Valle Inferior del Magdalena, mientras que las reservas probables y posibles se concentran en el Valle Inferior del Magdalena con alrededor del 48% en cada caso.

Gráfico 3-3. Distribución Regional de Reservas de Gas Natural a diciembre de 2022

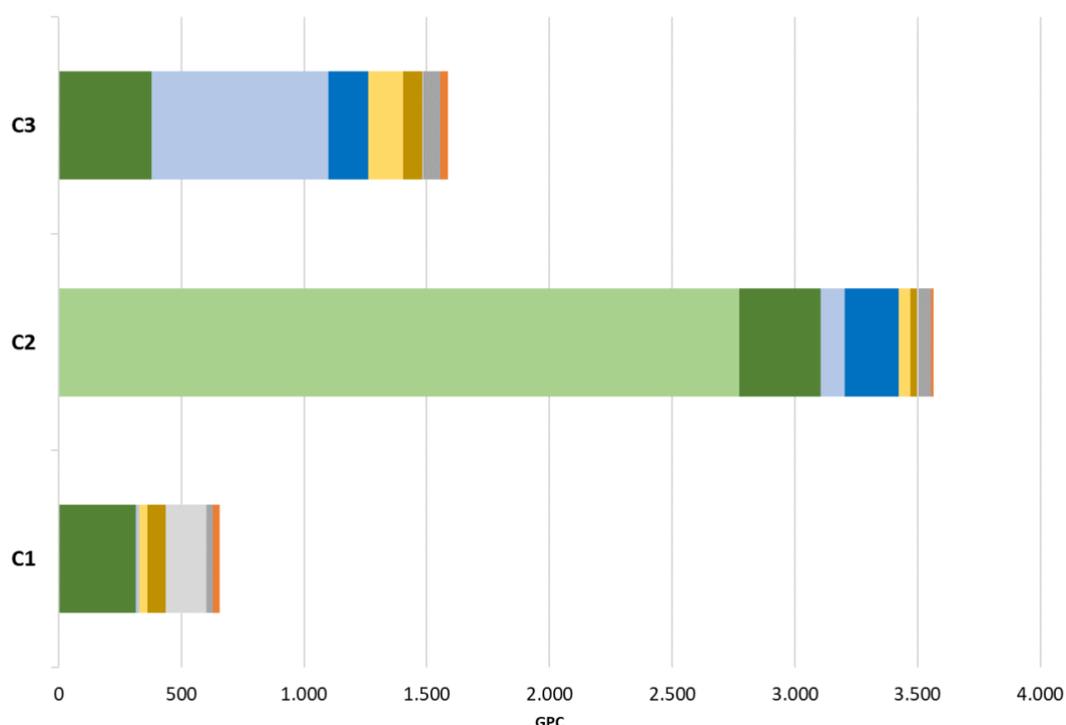


Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos

3.2.2 Recursos Contingentes de Gas Natural

De manera análoga a las reservas, los recursos contingentes se categorizan de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado a las estimaciones recuperables y con base en la madurez del proyecto siguiendo la metodología SPE-PRMS. Aquellos recursos con menor incertidumbre (C1), se estiman en 655 GPC; los de probabilidad media (C2) representan el mayor potencial reportado con 3.566 GPC; y los de mayor incertidumbre (C3) se proyectan en 1.585 GPC, a corte de diciembre de 2022. A continuación, el Gráfico 3-4 expone su distribución geográfica.

Gráfico 3-4. Distribución Regional de Recursos Contingentes de Gas Natural a 2022



	C1	C2	C3
SINU OFFSHORE	0	2774	0
GUAJIRA	315	330	378
CESAR RANCHERIA	14	99	724
CORDILLERA ORIENTAL	1	218	162
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	32	47	140
GUAJIRA OFFSHORE	75	30	79
SINU SAN JACINTO	167	6	1
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	26	51	73
OTRAS	25	10	28

Fuente: Elaboración UPME con datos de Agencia Nacional de Hidrocarburos

Alrededor del 89% del potencial estimado de recursos C1 y C2 se asocia a proyectos ubicados en la Costa Atlántica. En el caso de C1, el 59% se encuentra en la cuenca de La Guajira y 26% en la de Sinú San Jacinto. Más del 82% del total de estos volúmenes se asocia a nuevos proyectos de producción por desarrollar y menos del 10% corresponde a potencial costa afuera.

En cuanto a los recursos contingentes tipo C2, el 79% corresponde a proyectos nuevos costa afuera “*offshore*” con proyecciones de iniciar su comercialidad a finales de la presente década, en la medida que se logren implementar los planes de inversión requeridos a nivel de perforación y de desarrollo de infraestructura de tratamiento y conexión al sistema nacional de transporte.

Finalmente, en cuanto a los recursos contingentes tipo C3, más del 60% de las cantidades estimadas pertenece a proyectos de gas asociado a mantos de carbón entre los departamentos de La Guajira y Cesar; por otro lado, el potencial costa afuera “*offshore*” es del orden del 5% y mientras que alrededor del 20% corresponde a ampliación de proyectos actualmente en producción ubicados en el interior del país, particularmente en la Cordillera Oriental, el Valle Medio del Magdalena y los Llanos Orientales.

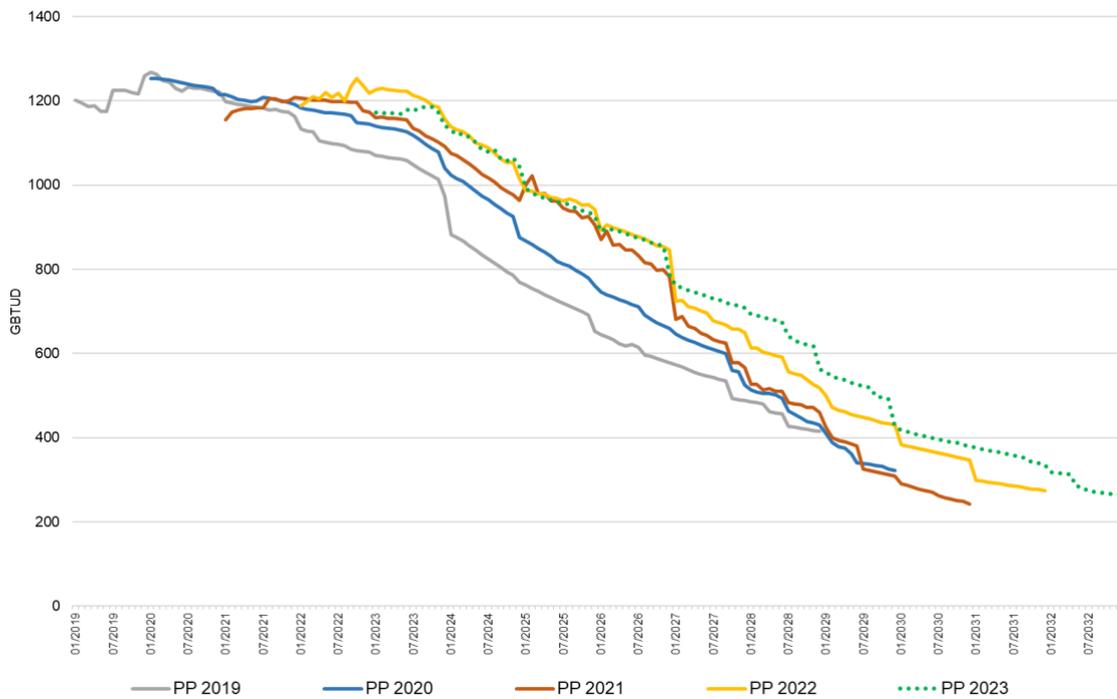
3.3. Declaración de Producción de Gas Natural

Los productores, los productores-comercializadores, así como los comercializadores de gas natural importado deben presentar y actualizar anualmente al MME o a quien este determine, la declaración de producción con el potencial de oferta disponible proyectada por un período de diez años, incluyendo la información de los diferentes proyectos comerciales, considerando el mayor nivel de certeza posible en las estimaciones.

En el Gráfico 3-5 se presenta la información consolidada de la declaración de producción 2023-2032 publicada por el MME a través de la Resolución No. 00478 del 30 de mayo de 2023, modificada mediante la Resolución No. 00943 del 05 de septiembre de 2023 del MME. De igual forma se presentan los potenciales declarados anualmente entre 2019 y 2022. Se observa un comportamiento decreciente del potencial de producción con el tiempo, consistente con el comportamiento histórico, donde a medida que se van explotando las reservas estimadas, se reducen los volúmenes remanentes de proyectos comerciales por la declinación de los campos, afectando la disponibilidad de oferta hacia el final del período declarado.

Se puede inferir que anualmente las compañías operadoras logran incorporar recursos adicionales en la oferta proyectada para los primeros años del siguiente período, generando un relativo desplazamiento en el tiempo de la disponibilidad de oferta, contribuyendo a mantener la mayor parte del abastecimiento de la demanda con fuentes nacionales. Sin embargo, en la medida en que las reservas probadas se han reducido durante los últimos años, la capacidad de declarar nueva oferta se ha visto afectada. Por ejemplo, si se comparan las cantidades agregadas reportadas en 2019 respecto a 2023, se presenta una reducción superior al 20%, al pasar de 3.251 a 2.567 TBTU reportados.

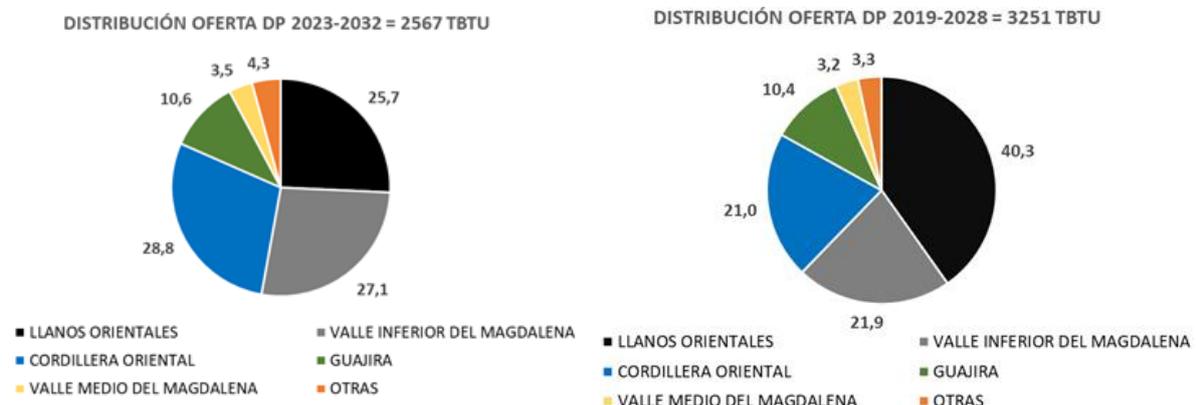
Gráfico 3-5. Comparativo del Potencial de Producción entre 2019 y 2023



Fuente: Elaboración UPME con datos Ministerio de Minas y Energía

Por otro lado, la distribución regional del potencial de producción agregado en 2019, considerado en la elaboración del plan de abastecimiento anterior adoptado por el MME a través de la Resolución No. 40304 de 2020, presenta cambios importantes en la concentración de la oferta respecto a la distribución actual, como los son la disminución en la participación de los Llanos Orientales del 40% al 25%, el aumento del VIM en un 5% y de la Cordillera Oriental en más del 7%. Más del 85% de la oferta nacional se concentra en los departamentos de Casanare, Sucre, Córdoba y La Guajira.

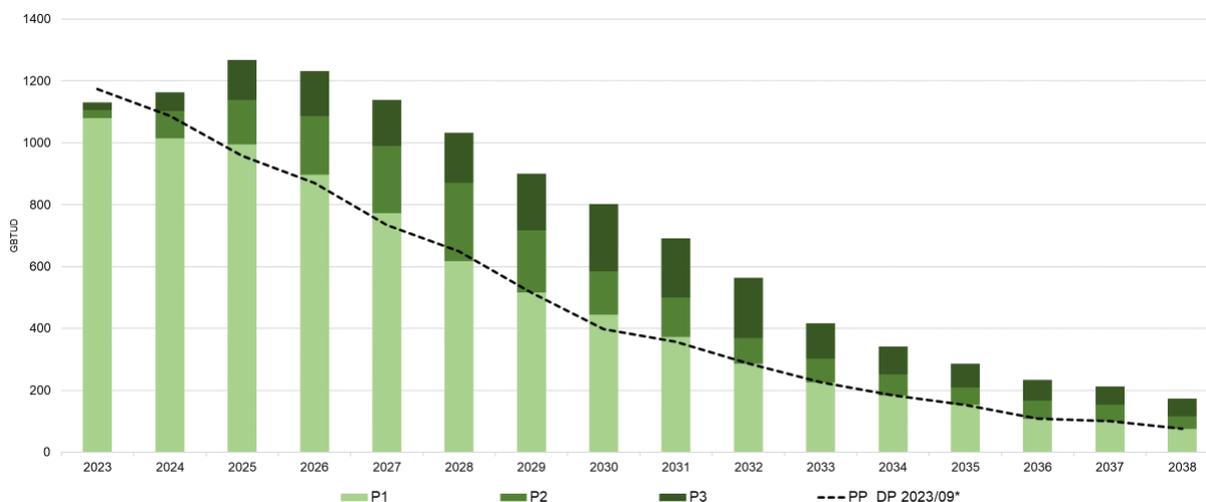
Gráfico 3-6. Comparativo Distribución Regional del Potencial de Producción Agregado



Fuente: Elaboración UPME con datos Ministerio de Minas y Energía

Por otra parte, en el Gráfico 3-7 se muestra la proyección de oferta reportada en la declaración de producción y la estimación de reservas registradas en el informe anual presentado a la ANH con corte a diciembre de 2022, mostrando una alta correlación entre las reservas probadas y el potencial declarado, característica que será considerada para el planteamiento de los escenarios de oferta propuestos en el numeral 3.4.

Gráfico 3-7. Comparativo entre Potencial de Producción y Reservas



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

3.4. Escenarios de Oferta de Gas Natural para Elaboración de los Balances

A continuación, se describen los tres escenarios de oferta considerados en los análisis del PAGN para el período 2023-2038, a partir de la mejor información institucional más reciente publicada oficialmente por la ANH, el MME, y considerando perspectivas planteadas por diversas agremiaciones y agentes del sector alrededor del potencial de este recurso estratégico, para alcanzar las metas propuestas de transición energética a nivel nacional.

El comportamiento definido entre los diferentes escenarios tiene por objetivo evaluar alternativas de crecimiento progresivo del potencial de oferta de gas natural desde diversas fuentes de suministro nacional e importado. En ese sentido, el Escenario Base considera las cantidades estimadas con menor nivel de incertidumbre, mientras los demás, contemplan la incorporación de nueva oferta a partir de la ampliación del potencial de proyectos existentes, la entrada de recursos ya descubiertos con diferentes requerimientos de inversión e infraestructura para su comercialidad, y la implementación de alternativas de importación como medida de confiabilidad para garantizar el abastecimiento en el corto, mediano y largo plazo.

3.4.1. Escenario de Oferta 1

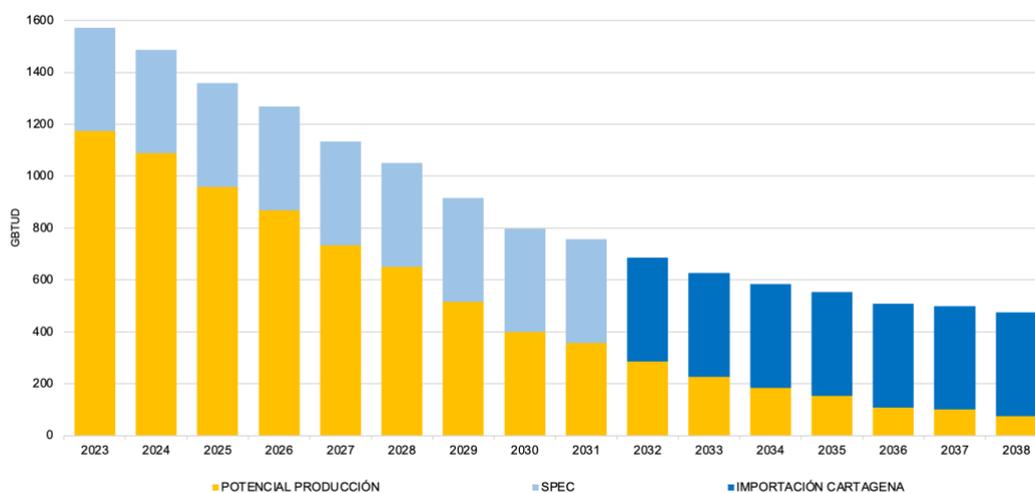
El *Escenario Base* de oferta de gas natural incluye el potencial de producción nacional estimado en la última declaración de producción publicada por el MME con base en la información

reportada por cada uno de los agentes productores nacionales e importadores de gas para la vigencia 2023-2032.

Así mismo, se incluye la capacidad actual de regasificación de la Sociedad Portuaria del Cayao - SPEC LNG, con la cual se respaldan las OEF, de las centrales térmicas de la costa caribe Termocandelaria S.A ESP, Termobarranquilla S.A ESP y Prime Energía S.A ESP - Planta Termoflores. Esta capacidad se asume constante en el tiempo por 400 GBTUD. Una vez finalizado el compromiso contractual de SPEC, extendido recientemente hasta noviembre de 2031³, a partir de diciembre 2031 se asume un punto de suministro de GNI ubicado en la costa caribe con una capacidad de 400 GBTUD, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional. La entrada en operación de fuentes adicionales de importación para asegurar el abastecimiento de la demanda proyectada se analizará posteriormente en el balance de gas natural en el Capítulo 5.

Como se puede observar en el Gráfico 3-8, la proyección de la oferta total decrece continuamente, siguiendo la tendencia de declinación de los campos actuales. Es pertinente destacar que este escenario considera cantidades menores de oferta nacional a los demás escenarios evaluados, en función de la fuente de información de referencia, asociada principalmente al desarrollo de reservas probadas con potencial comercial declarado.

Gráfico 3-8. Escenario 1 de Oferta de Gas Natural



Fuente: Elaboración UPME

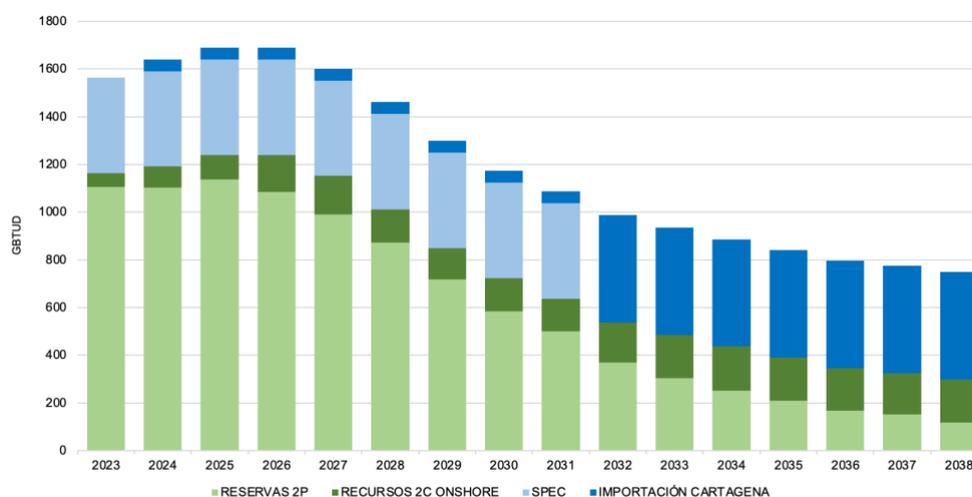
3.4.2. Escenario de Oferta 2

Este escenario incorpora nuevas alternativas para ampliar el potencial de oferta disponible respecto al escenario base, desde fuentes de suministro nacionales e importadas. A continuación, se describen los supuestos planteados:

³ La extensión del compromiso contractual hasta noviembre del 2031, de acuerdo con lo indicado en los reportes se daría con Termocandelaria S.A ESP y Termobarranquilla S.A ESP.

- 100 % de las reservas probadas (P1) y de las reservas probables (P2), es decir, el total de las cantidades estimadas como reservas 2P.⁴
- 100 % de los recursos contingentes C1 y C2⁵ de proyectos continentales, es decir, recursos 2C continentales “Onshore”, de manera análoga con el planteamiento realizado para las reservas. Se asume que la incorporación de este tipo de recursos tendría menor complejidad técnica, operativa, comercial y financiera que el desarrollo de proyectos costa afuera “Off Shore”.
- Ampliación de la capacidad de regasificación de acuerdo con la primera fase anunciada por el operador SPEC LNG, pasando de 400 a 450 GBTUD a partir de diciembre de 2024 hasta noviembre de 2031, para este periodo los 50 GBTUD adicionales se asumen disponibles para la atención de toda la demanda nacional exceptuando las centrales térmicas que renovaron contratación con SPEC LNG hasta noviembre de 2031. A partir de diciembre de 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en la costa caribe de 450 GBTUD, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.

Gráfico 3-9. Escenario 2 de Oferta de Gas Natural



Fuente: Elaboración UPME

3.4.3. Escenario de Oferta 3

El tercer escenario de oferta integra un mayor volumen de oferta disponible en concordancia con las metas de transición energética propuestas dentro de la política energética del gobierno

⁴ Según la metodología PRMS (Petroleum Resources Management System), mediante reservas 2P se considera una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la suma de las reservas probadas (P1) más las probables (P2) estimadas.

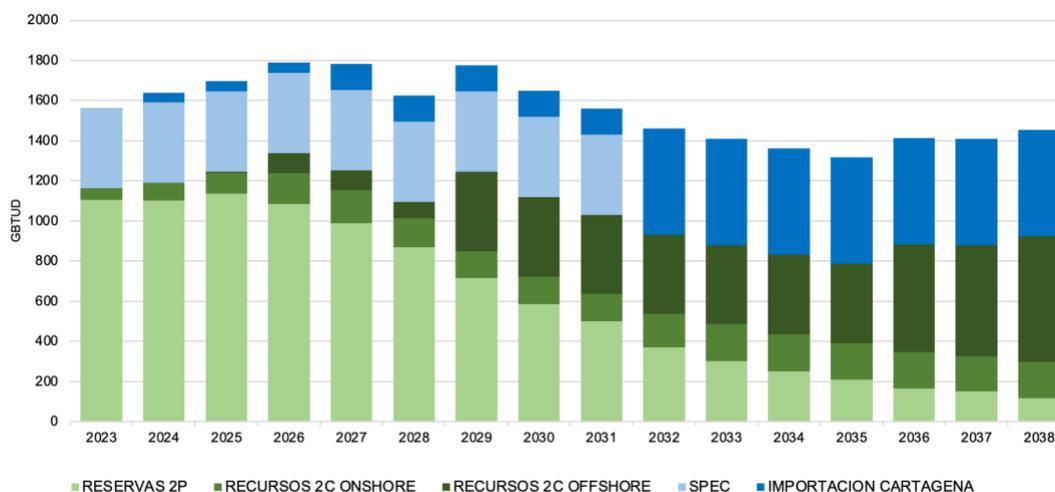
⁵ De manera análoga a las reservas, los recursos contingentes se categorizan de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado a las estimaciones recuperables y con base en la madurez del proyecto. Para el caso de 2C, se estima una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la suma de las recursos C1 más los recursos C2 estimadas. Mayor información disponible en: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>

nacional. En ese orden de ideas, se incluye la oferta nacional descrita en el Escenario 2, y se adicionan los recursos contingentes 2C a nivel costa afuera “Offshore”, donde en la actualidad se concentra el mayor potencial estimado de nueva oferta nacional en el mediano y largo plazo.

En total, se estima un volumen alrededor de 5,83 TPC de oferta nacional disponible entre los años 2023 y 2038, incluyendo un potencial aproximado de 2,15 TPC de proyectos costa fuera, del cual, cerca del 77% se concentra en contratos de la cuenca Sinú “Offshore”. El objetivo particular de este escenario es valorar las necesidades de desarrollo y ampliación de infraestructura de transporte para posibilitar la comercialidad de estos recursos.

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 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 exceptuando las centrales térmicas que renovaron contratación con SPEC LNG hasta noviembre de 2031. A partir de diciembre de 2031, se asume entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en la costa caribe de 530 GBTUD.

Gráfico 3-10. Escenario 3 de Oferta de Gas Natural



Fuente: Elaboración UPME

3.4.4. Escenarios de Oferta Consolidados

Para facilitar la interpretación de los escenarios de oferta planteados, en la Tabla 3-1 se presenta un resumen detallado de las fuentes de gas natural incluidas para cada caso, y en el Gráfico 3-11 se muestran comparativamente las cantidades totales consideradas por cada escenario.

Los cambios en la concentración espacial de la oferta respecto a estudios anteriores, sumados a las proyecciones de declinación y a la particular ubicación de los descubrimientos con mayores potenciales por desarrollar, así como a nueva infraestructura de importación, generan nuevos retos para la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, aspectos que serán analizados en el capítulo 7 del documento, a partir del cual se establecerán las alternativas de solución

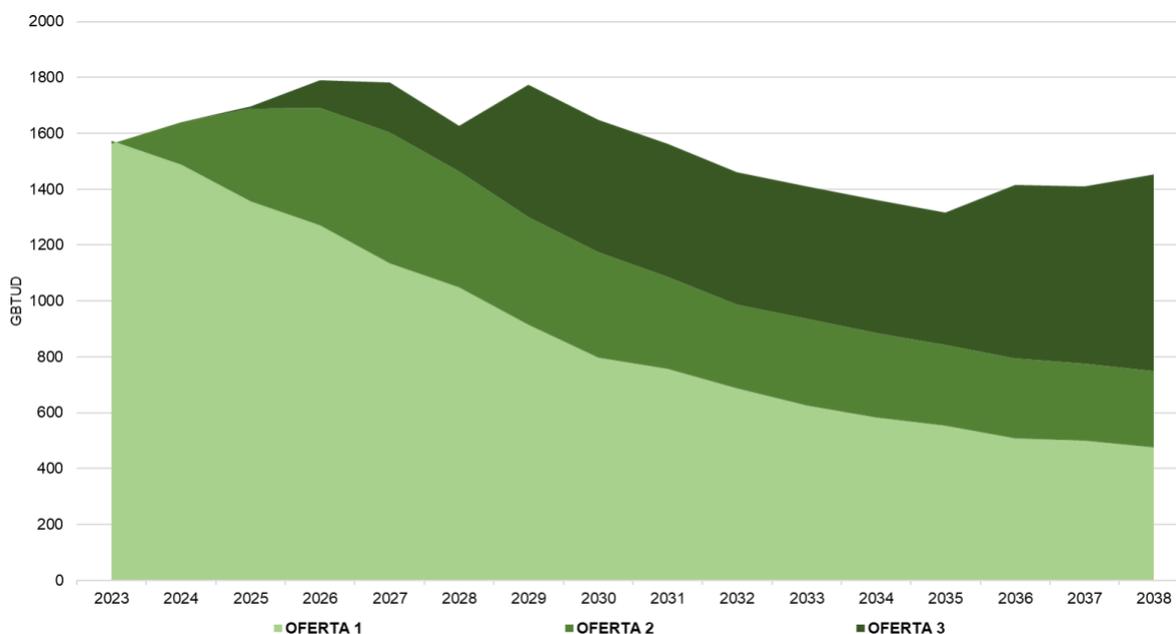
requeridas para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de gas natural a nivel nacional.

Tabla 3-1. Consideraciones de los Escenarios de Oferta de Gas Natural

FUENTE	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE+OFFSHORE
SPEC	ACTUAL 400 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIADA FASE 1 400 A 450 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIADA FASE 2 400 A 530 GBTUD HASTA 2031/11
IMPORTACIÓN CARTAGENA	400 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	530 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12

Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 3-11. Escenarios de Oferta de Gas Natural 2023-2038.



Fuente: Elaboración UPME. Resolución anual.

4. Proyecciones de Demanda de Gas Natural

Las proyecciones de demanda de gas natural consideradas en el PAGN, se soportan en la metodología, análisis y estimaciones realizadas a nivel nacional, regional y sectorial para el período de estudio, descritas en el documento publicado por la UPME titulado “*Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037*”⁶.

A continuación, se presentan los escenarios de referencia a utilizar en el desarrollo del balance y del modelamiento del sistema de transporte planteados respectivamente en los Capítulos 5 y 7 de este documento. Los escenarios propuestos se construyeron a partir de la proyección desagregada de los diferentes sectores de este mercado de manera regional y nodal, siguiendo la estructura de red del modelo de transporte empleado por la UPME.

En relación con la demanda proyectada del sector no térmico, se considera la necesidad de gas natural para los 7 sectores históricos que se registran como principales consumidores de este energético, como son: Residencial, Industrial, Petroquímico, Petrolero, Terciario, Transporte y Compresores. En síntesis, la metodología de estimación de este componente parte de una serie de regresiones econométricas a modo de panel, como se describe en la Tabla 4-1, las cuales permiten modelar el Escenario Medio (Tendencial) para cada sector. Acto seguido, se estiman los escenarios Bajo y Alto por medio del factor del error estándar generado en cada una de las regresiones realizadas.

6 El detalle de las proyecciones de demanda se encuentra en el siguiente enlace: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

Tabla 4-1. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector no Térmico

		Residencial	Industrial y Petroquímico	Terciario
Estimación escenario Medio	VARIABLES EXPLICATIVAS	Nivel de cobertura del servicio Consumo por usuario	Consumo de gas natural a escala de punto de salida PIB agregado sectorial Proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial	Consumo de gas natural a escala de punto de salida, así como, el PIB agregado sectorial y las proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial
	METODOLOGÍA	Regresión panel de datos		
	PERIODO DE TIEMPO	2005-2023	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 entre la demanda de gas natural industrial y el PIB industrial	Se establece una relación estadística histórica entre la demanda de gas natural del sector terciario 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				

		Transporte	Petrolero	Compresores
Estimación escenario Medio	VARIABLES EXPLICATIVAS	Precios Gasolina Motor Corriente (GMC) y Gas Natural Comprimido (GNC) Para Gas Natural Licuado (GNL), se consideran actualizaciones del Plan Energético Nacional 2022-2052. Específicamente, se consideraron los escenarios de Actualización, Modernización e Innovación	Prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y refinados en el país directamente reportada por ECP.	Demanda agregada compresores Demanda agregada sectores residencial, industrial, petroquímico, transporte y petrolero. Participación de los futuros compresores de la prevista bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde el año 2030.
	METODOLOGÍA	Regresión panel de datos	Directamente prospectiva ECP	Regresión panel de datos
	PERIODO DE TIEMPO	2010-2023	2009-2023	2009-2022
	DESCRIPCIÓN	Se establece la relación de precios entre GNC y GMC	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 de la prevista bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde el año 2030.
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				

Fuente: Elaboración UPME con información Documento UPME *Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037*

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; los picos máximos observados en las proyecciones de demanda agregada del Gráfico 4-2 se asocian a la estimación de la potencial ocurrencia de un Fenómeno de El Niño durante estos periodos. De igual forma, se consideraron diferentes variaciones en la expansión de generación eléctrica, como se describe en la Tabla 4-

2 y más detalladamente en el Documento UPME “Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037”

Tabla 4-2. 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 que 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 tendencial 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, le sustrae 250 MW de nueva capacidad de generación con gas natural prevista para finales del año 2023. Por otra parte, mantiene la hidrología del escenario medio

Fuente: Elaboración UPME con información Documento UPME *Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037*

4.1. Distribución Geográfica de las Proyecciones

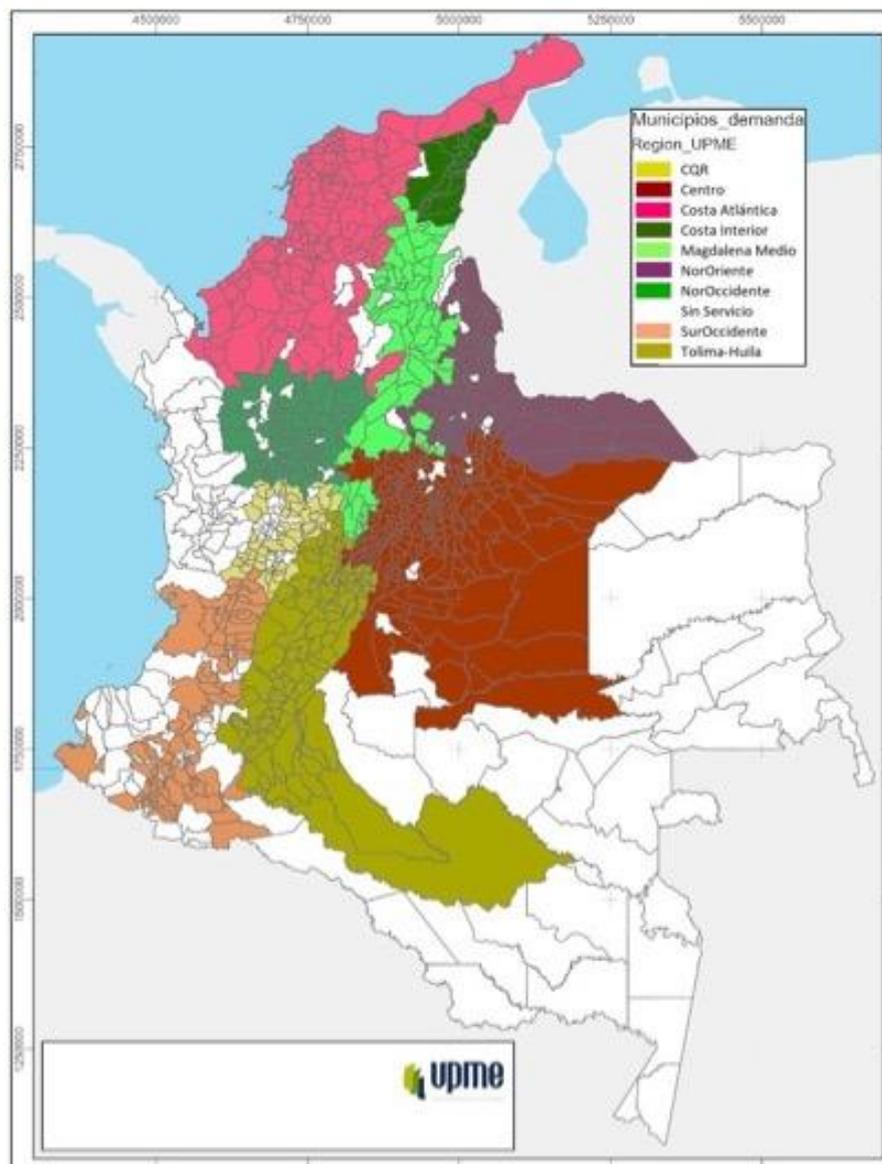
Como se destacó previamente, las proyecciones de demanda nacional adoptan la distribución regional y nodal del PAGN, en atención a la estructura del SNT, con el propósito de estimar los beneficiarios potenciales de las proyectos de infraestructura identificadas. Esta distribución se divide actualmente en 9 regiones y 172 nodos. El Gráfico 4-1 asocia los municipios con servicio de gas natural según el criterio de cercanía geográfica a los nodos del SNT.

La metodología empleada para asociar los puntos de salida registrados en el Gestor del Mercado de Gas Natural, el cual a la fecha reporta más de 780 puntos de referencia, con los nodos establecidos por la UPME para la representación de la demanda, considera los siguientes criterios:

- Mínima distancia entre punto de salida y nodo,
- Conectividad a través de estructura de red de transporte,
- Direccionalidad del flujo,
- Distribución espacial y geográfica a nivel de municipios asignados a puntos de salida,
- Definición de nodos específicos para infraestructura con alta demanda como plantas térmicas y refinerías, así como nueva infraestructura no vinculada con puntos de salida actuales,
- Validación visual mediante herramienta digital de geolocalización.

La asociación entre regiones, municipios, nodos y puntos de salida del SNT se amplía en el Capítulo 7 y en el Anexo Capítulo 4, Sección 4-1 “Distribución Regional y Cobertura de Gas Natural”.

Gráfico 4-1. Distribución Regional – Municipal de la Demanda de Gas Natural



Fuente: Elaboración UPME con datos SUI-SSPD

4.2. Escenarios de Demanda de Gas Natural

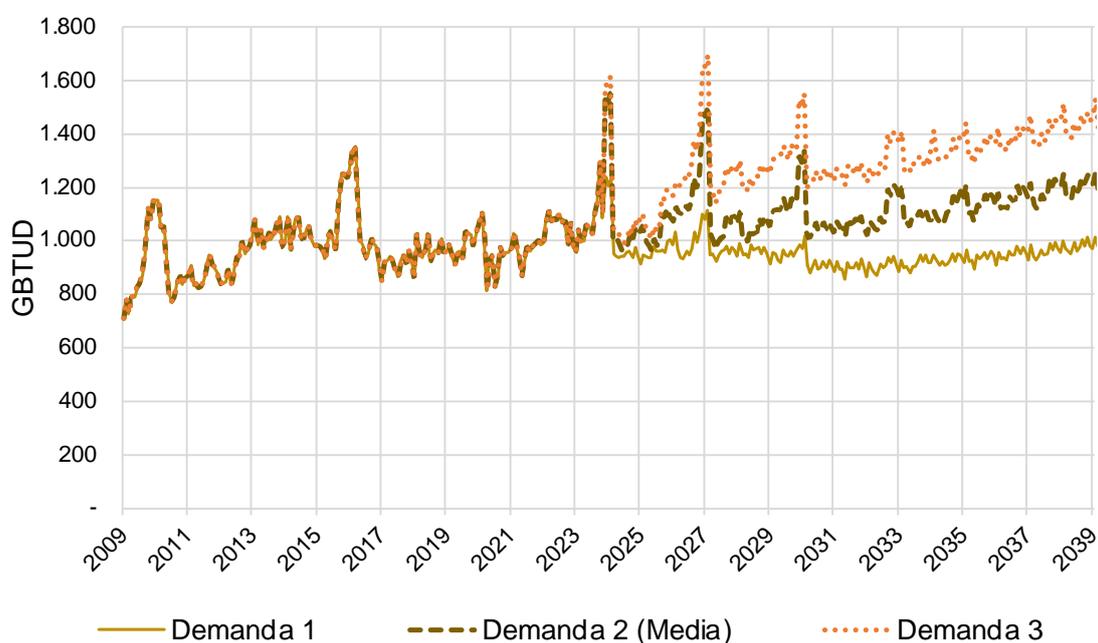
La selección de los escenarios a considerar en el modelamiento del PAGN busca analizar el nivel de estrés del sistema y el potencial de déficit bajo diferentes perspectivas de crecimiento tanto de la oferta como de la demanda. Los tres escenarios de oferta se encuentran descritos en el capítulo anterior. En cuanto a los escenarios de demanda, se considerarán los tres escenarios expuestos previamente. De esta forma, se valoran los efectos de las diferentes tendencias de crecimiento de los sectores de consumo no térmico, aunado con diversas exigencias térmicas por efecto del Fenómeno de El Niño.

En el caso de la Demanda 1, se emplea la proyección de demanda baja estimada probabilísticamente, la cual proyecta un decrecimiento promedio anual para el período 2022-2032 de -1,5% y una demanda nacional a diciembre de 2038 alrededor de 982 GBTUD. Este escenario será empleado como la referencia de menor demanda en el balance de gas natural.

Respecto a la Demanda 2, se usará la proyección de demanda media o tendencial, la cual estima una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 del orden de 0,4% y para el período 2032-2038 de 1,5%. Hacia diciembre de 2038 la demanda media nacional alcanzaría valores de 1223 GBTUD. Este escenario de demanda será la principal referencia a utilizar durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al considerarse como la mejor estimación entre los escenarios seleccionados.

Por último, mediante la Demanda 3 se busca valorar como supuesto “que pasaría si” se empleara gas natural como energético para reemplazar otros combustibles y productos con mayor impacto ambiental, 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 anteriormente, la cual estima un crecimiento nacional medio entre el período 2022-2032 del 2,1% y para 2032-2038 del 1,7%, con valores de 1452 GBTUD para diciembre de 2038.

Gráfico 4-2. Escenarios de Demanda de Gas Natural a nivel Nacional



Fuente: Elaboración UPME con datos SEGAS y Concentra

5. Balance de Gas Natural

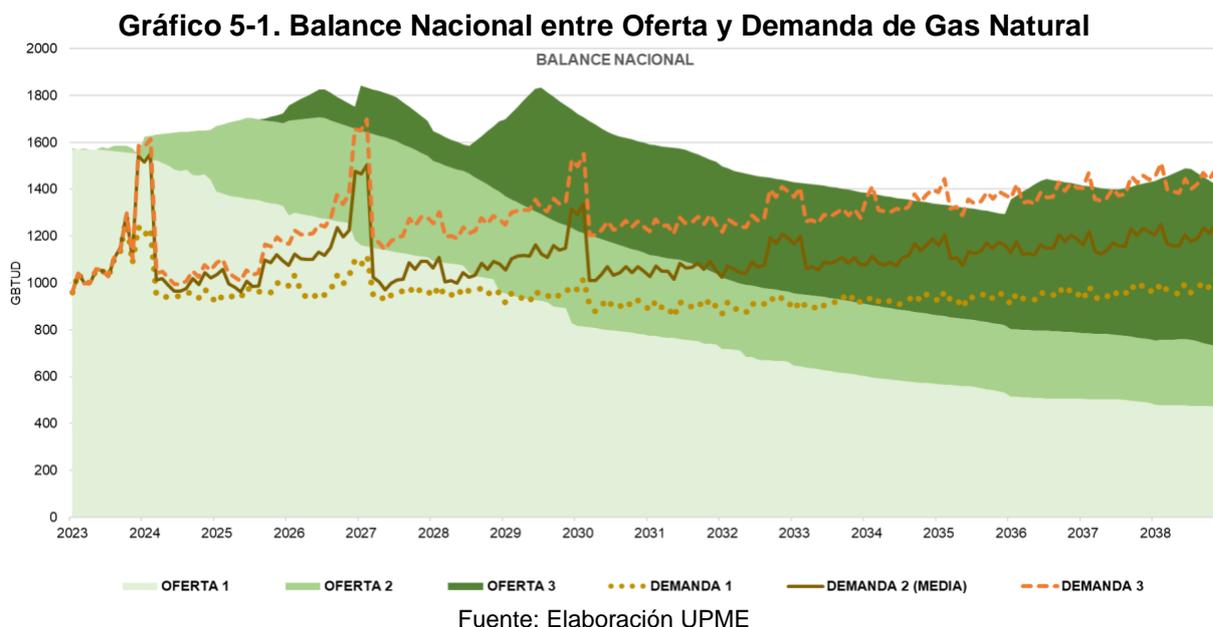
Si bien se estiman recursos potenciales significativos de gas natural por desarrollar, las reservas actuales son limitadas y han presentado un comportamiento decreciente de manera progresiva, lo cual ha llevado a la necesidad de importar cantidades adicionales a fin de asegurar el suministro desde finales de 2016. Por este motivo, los análisis que se presentan a continuación y posteriormente durante el modelamiento del sistema, consideran la capacidad de importación existente y las necesidades potenciales de ampliación para asegurar el suministro de la demanda respecto a cada escenario de oferta. Sin embargo, se aclara que para efectos de la planeación centralizada a cargo de la UPME la recomendación de los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad tienen como insumo el escenario 1 del lado de la oferta y el escenario 2 del lado de la demanda que se consideran los escenarios que generan menor grado de incertidumbre en los modelos de planeación.

A continuación, se exponen los tres escenarios definidos para la oferta de gas natural con el propósito de diagnosticar el riesgo de déficit de suministro respecto a los escenarios de demanda proyectados, los cuales, debido a la incertidumbre de los aportes hidrológicos que nutren el SIN, consideran diferentes supuestos respecto a la generación termoeléctrica, entre los cuales se destaca el comportamiento histórico de aportes observados en presencia del Fenómeno de El Niño, la expansión de capacidad de generación eléctrica entre otras variables descritas en el Capítulo 4.

En ese orden de ideas, este capítulo presenta la combinación de los escenarios de oferta y demanda, a fin de determinar potenciales riesgos de desabastecimiento futuro a nivel nacional y regional, sin considerar las limitaciones o restricciones en la capacidad de transporte en el SNT, aspectos que se analizarán detalladamente a lo largo del Capítulo 7. Es decir, se presenta un balance netamente volumétrico de gas natural.

5.1. Balance Volumétrico Nacional

Para valorar el balance volumétrico a nivel nacional, se presentan los tres escenarios de oferta respecto a cada proyección de demanda. El principal déficit a revisar, corresponde a la diferencia entre la Demanda 2 (Media) y cada oferta, cuando tal diferencia es mayor que cero. El Gráfico 5-1 expone, a escala nacional, el balance de oferta y demanda de gas natural.



De la proyección de déficit mostrado en el Gráfico 5-2, se observa que para el escenario de Demanda 2 (media) se requiere la entrada de nueva oferta nacional y/o capacidades adicionales de importación de forma temporal desde finales de 2026 por un período no inferior a tres meses para el escenario de menor oferta propuesto (Oferta 1) en atención al crecimiento proyectado por el Fenómeno de El Niño. Las cantidades de gas adicional requeridas en este caso son del orden de 300 MPCD. Si bien se observa un déficit inicial alrededor de 30 MPCD a inicios de 2024 para el escenario de menor oferta, se asume que éste puede resolverse con un leve aumento del potencial nacional, como el presentado históricamente a través de los agentes productores-comercializadores o mediante alternativas descritas en la parte final de este capítulo. Finalmente, Para este escenario de oferta, se presentaría posteriormente un déficit creciente en el tercer trimestre de 2028 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, el déficit de gas se trasladaría inicialmente hacia 2030 por un período aproximado de tres meses y por el orden de 100 MPCD. Por otro lado, desde inicios del año 2032 se observa un potencial déficit creciente para este escenario de oferta 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 las ampliaciones de capacidad de importación descritas en la Oferta 3, y con un comportamiento medio de la demanda (Demanda 2), no se observa riesgo de déficit a lo largo del período analizado. Sin embargo, el 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 de la demanda, por lo cual, por criterios de confiabilidad sería igualmente necesario contar con alternativas adicionales de importación de gas natural en el mediano plazo.

Gráfico 5-2. Proyección de Déficit Nacional bajo Demanda 2 (Media)

Fuente: Elaboración UPME

Los riesgos de desabastecimiento sin el aumento de nueva oferta nacional y el aporte de gas importado (con las capacidades de referencia proyectadas) persisten a finales de esta década y se acrecientan progresivamente en 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 2023.

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 que para comienzos del año 2025 sería 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.

Según los avances que se puedan alcanzar en los proyectos de exploración y explotación vigente en el país y la consecuente incorporación y desarrollo de nuevas reservas en el corto plazo, se deberá evaluar la factibilidad de desarrollar un nuevo proceso de construcción de infraestructura de importación. Los detalles asociados a estas necesidades de infraestructura se evaluarán con mayor detalle en el Capítulo 7.

5.2. Balance Regional

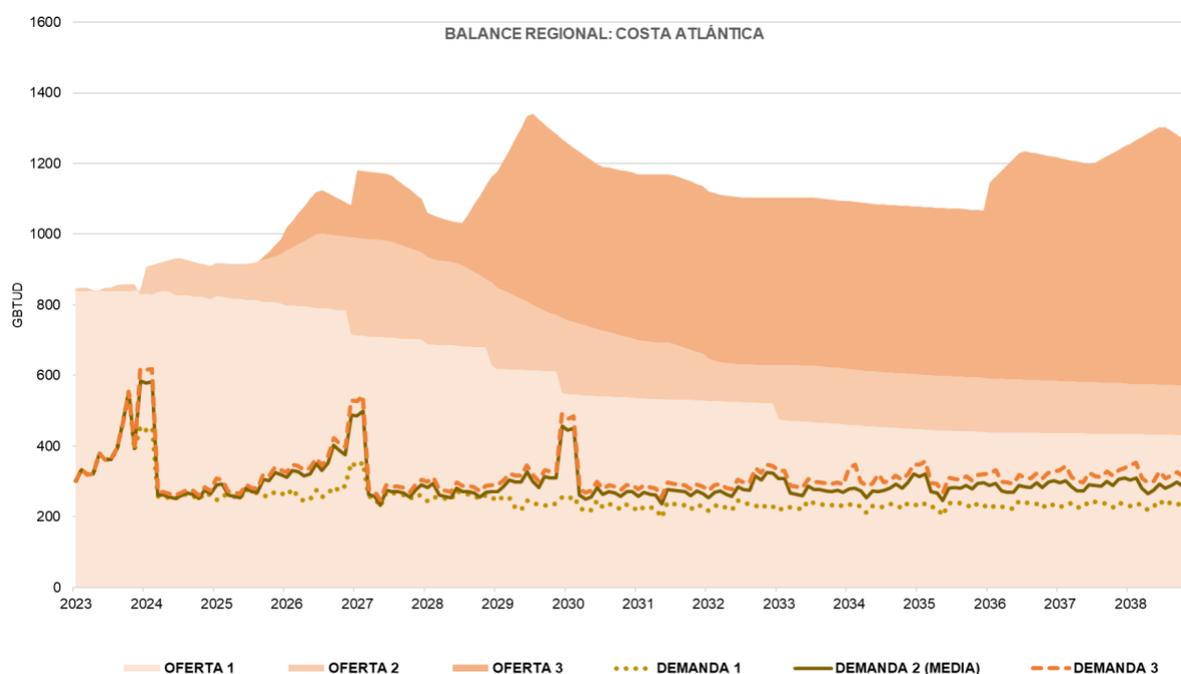
La oferta histórica de gas natural proviene principalmente de tres regiones productoras conectadas al SNT, cantidades menores de campos aislados, y desde el año 2016 de una fuente de importación mediante la planta de regasificación operada por SPEC LNG instalada en la

ciudad de Cartagena. En atención a la concentración regional de la oferta respecto a los principales centros de demanda, mediada a su vez por la capacidad de transporte disponible a través de la red troncal de gasoductos, resulta pertinente realizar un análisis particular del balance de gas natural a nivel regional, particularmente de la Costa Atlántica y el Interior del país. A continuación, se presenta el balance para los escenarios de oferta y de demanda planteados desde cada una de las regiones de referencia.

5.2.1. Balance Costa Atlántica

El Gráfico 5-3 expone, a nivel de esta región, el balance entre oferta y demanda. Se reconoce para el período evaluado un superávit sostenido de este energético en la región gracias a la capacidad de importación disponible actualmente en Cartagena y a que el mayor potencial de nueva oferta descubierta a nivel nacional se concentra en proyectos ubicados igualmente en la Costa Atlántica de Colombia. Esta disponibilidad de excedentes permitiría abastecer desde la Costa atlántica al interior del país en la medida en que se cuente con capacidades suficientes y múltiples que garanticen una mayor confiabilidad de la operación ante restricciones insalvables de la oferta.

Gráfico 5-3. Balance Regional de la Costa Atlántica



Fuente: Elaboración UPME

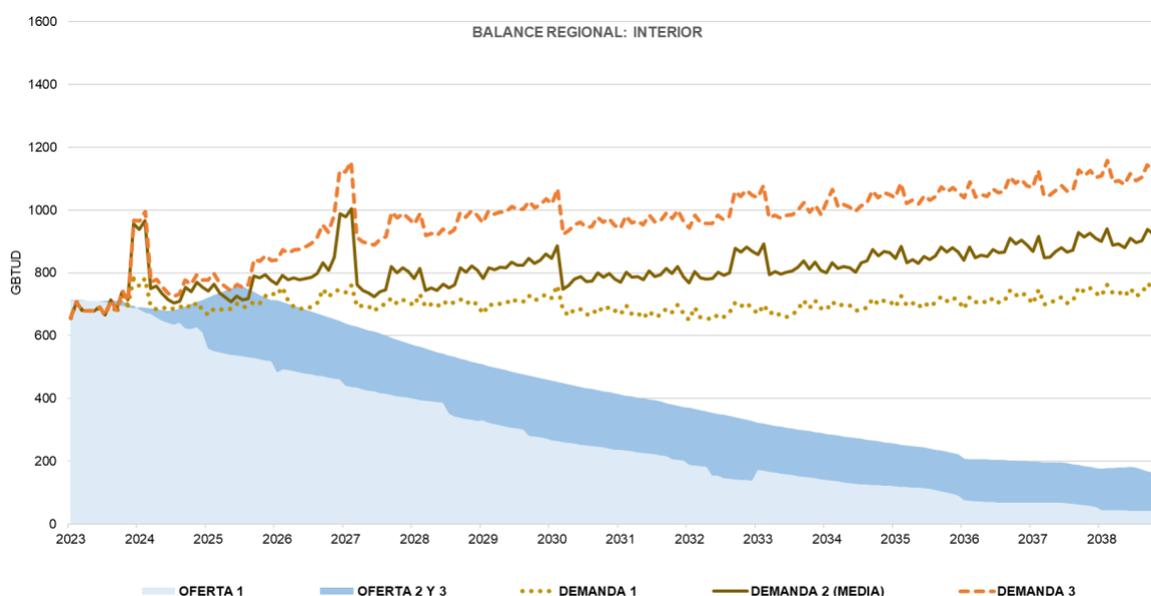
5.2.2. Balance Interior del País

El Gráfico 5-4 expone el balance oferta y demanda para las regiones ubicadas al interior del país, conectadas desde la estación Ballena en la Guajira hacia el sur, a través del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y la demás infraestructura de transporte de los departamentos del interior de Colombia. Se reconoce un potencial déficit que exige el suministro de gas natural desde la Costa Atlántica, como se viene realizando históricamente, así como de otras fuentes que se puedan incorporar a la red de transporte. Con la entrada en operación de un punto de suministro con capacidad constante alrededor de los 400 MPCD en el interior, el déficit proyectado durante los

intervalos de mayor demanda (máximos estaciones) se superaría temporalmente. No obstante, como se describió previamente, se precisa la entrada en operación de nueva y suficiente capacidad de producción nacional para los próximos años que asegure el suministro en condiciones normales y en condiciones de bajos aportes hidrológicos al SIN.

Por otra parte, se distingue el riesgo de desabastecimiento del interior del país no solo por razones de insuficiente oferta nacional, sino además por la capacidad limitada de transporte de gas natural entre la costa atlántica y el interior del país. Esta conexión costa – interior actualmente está determinada por el gasoducto Ballena – Barrancabermeja con una capacidad de transporte de 260 MPCD, y por consiguiente requiere como medida prioritaria habilitar como mínimo una capacidad de transporte adicional para transportar los excedentes de gas natural desde el valle inferior del Magdalena hacia el interior del país a principios de 2027 de 400 MPCD. Esta capacidad de transporte adicional se puede llevar a cabo a través de: i) la construcción de nueva infraestructura tendiente a anillar el SNT, ii) la reconversión de infraestructura existente para el transporte de otros hidrocarburos y sus proyectos asociados de conexión con el SNT o iii) la ampliación de la capacidad de transporte existente en el gasoducto Ballena - Barrancabermeja.

Gráfico 5-4. Balance Regional del Interior de Colombia



Fuente: Elaboración UPME

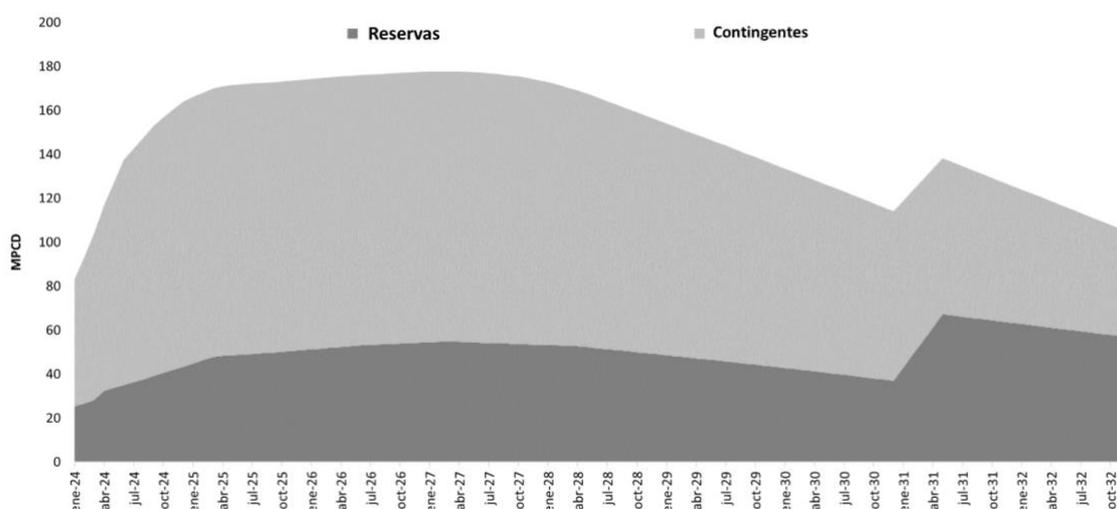
5.3. Alternativas de Oferta de Gas Natural

A continuación, se presentan alternativas adicionales de oferta de gas natural a los escenarios contemplados en el Capítulo 3, los cuales podrían agregar volúmenes en el corto y mediano plazo para reducir riesgos de déficit identificados en el balance, en la medida en que se logren superar condiciones y restricciones técnicas, operativas, ambientales y administrativas actuales por los operadores.

5.3.1. Aceleración de inversiones y actividades en campos productivos

De acuerdo con información suministrada por empresas productoras-comercializadoras con operación en campos de gas en el territorio nacional, se estiman unas cantidades no registradas en el último reporte de potencial de producción publicado por el MME, mediante acciones orientadas a acelerar las inversiones y actividades en campos productivos que permitan conectar de forma anticipada pozos a las facilidades o sistemas de transporte. Estos trabajos estarían concentrados principalmente en bloques situados en las cuencas Sinú San Jacinto y el Valle Inferior el Magdalena, con la meta de ingresar a partir del primer trimestre de 2024, y representarían volúmenes de oferta nacional adicional superiores a 80 MPCD a nivel de reservas y recursos contingentes. En el Gráfico 5-3 se muestran las cantidades estimadas, ubicadas principalmente en la Costa Atlántica entre los departamentos de Córdoba, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira, de las cuales, entre 40 a 100 MPCD se relacionan con contingencias y/o restricciones asociadas a la disponibilidad de facilidades, infraestructura de conexión y aspectos ambientales.

Gráfico 5-3. Alternativas de Oferta Nacional por Aceleración de Inversiones y Actividades Operativas



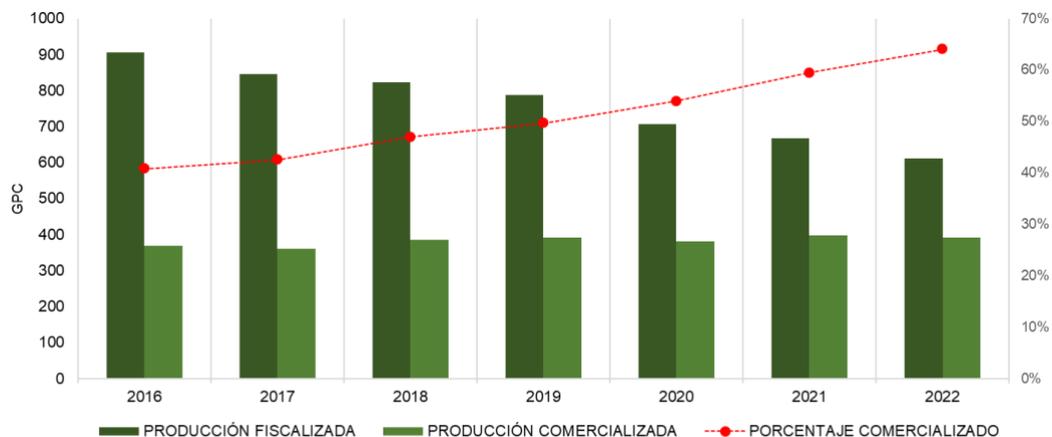
Fuente: Elaboración UPME con datos ACP

5.3.2. Optimización de Producción y Eficiencia Energética

Históricamente la producción fiscalizada de gas natural ha sido muy superior a la producción comercializada. De acuerdo con la información registrada sobre el balance de gas natural en la Forma 30 del sistema de información de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones – VORP de la ANH, el cual incluye la producción, plantas y consumos de gas natural, el porcentaje comercializado ha aumentado de forma representativa en los últimos años, alcanzando un 64% en 2022, respecto al total de producción fiscalizada, en comparación con valores inferiores al 40% presentados antes de 2016. La producción fiscalizada pasó de 906 GPC

a 612 GPC por año, mientras que la comercializada creció de 370 GPC a 392 GPC durante el mismo período, mostrando mejoras en el aprovechamiento del potencial de producción de los campos.

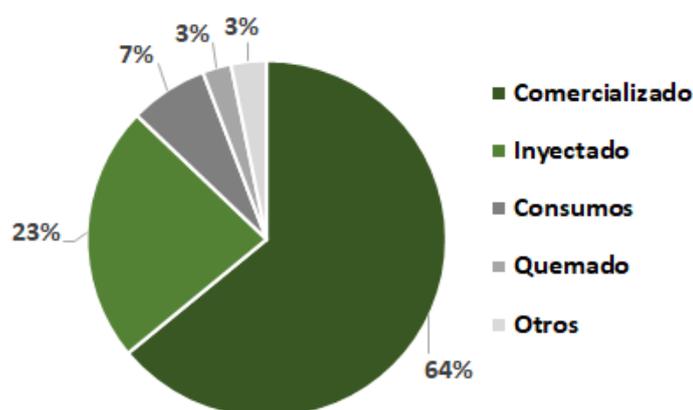
Gráfico 5-4. Relación entre Producción de Gas Comercializada y Fiscalizada



Fuente: ANH, Plataforma VORP-Solar; Cálculos UPME

Por otra parte, según la distribución de la producción de gas fiscalizada de 2022 descrita en el Gráfico 5-5, se identifican oportunidades de mejora respecto al uso de este energético a nivel de campo, a través de la optimización de consumos, la reducción del gas quemado y/o reinyectado a los yacimientos y la implementación de acciones que contribuyan a mejorar la eficiencia energética y la logística necesaria para alcanzar una mayor comercialización.

Gráfico 5-5. Distribución de Producción de Gas Fiscalizada en 2022



Fuente: Elaboración UPME con datos ANH, Plataforma VORP-Solar

Se esperan mejoras en estos indicadores en el corto y mediano plazo, en la medida en que se desarrollen estrategias operativas de eficiencia energética y de cierre de brechas, se realicen inversiones para conectar cantidades aisladas y se aprovechen incentivos tributarios para optimizar el consumo operativo.

Por ejemplo, de acuerdo a los análisis realizados en el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía PAI-PROURE 2022-2030⁷ de la UPME, en el que se evaluaron diversas acciones de gestión eficiente de energía – GEE, los proyectos orientados hacia la optimización de procesos, la generación de energía eléctrica y la recuperación de gas para el sector hidrocarburos, así como propuestas de medición inteligente, auditoría energética, distritos térmicos y certificación de la norma NTC ISO 50001 sobre uso y consumo eficiente de energía, a nivel transversal, se establecieron como medidas para acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 y el Estatuto Tributario.⁸

⁷ UPME, Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía PAI-PROURE 2022-2030. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>

⁸ UPME, Procedimiento para para acceder a los beneficios tributarios por proyectos de Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) y Gestión Eficiente de Energía (GEE). Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Documents/Pres_Incentivos_Tributarios_UPME.pdf

6. Precios de Gas Natural

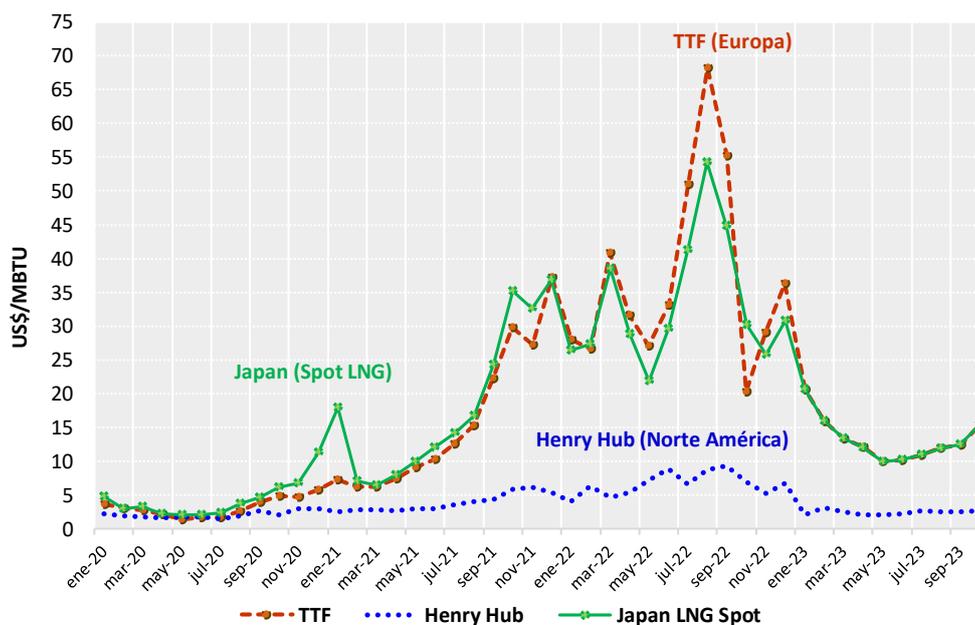
6.1. Precios Internacionales de Gas Natural

Los mercados de energía son naturalmente inelásticos en cuanto a los precios y, por lo tanto, volátiles. Igualmente, el gas natural es el mismo producto básico en todas partes del mundo, pero los precios pueden variar notablemente de un lugar a otro debido a la red de infraestructura necesaria para su movilización. Este relacionamiento parece indicar que se trata de un mercado segmentado básicamente porque la mayor parte del gas natural se moviliza por gasoductos, significando que los precios no sólo difieren entre regiones, sino también que los altos precios en una parte del mundo no necesariamente se transmiten a los compradores en otros lugares.

El precio del gas natural a nivel internacional, así como el del resto de combustibles, presentó niveles altos y volátiles a finales del 2021 y en lo corrido del 2022, ya que los mercados energéticos se enfrentaron a tensiones geopolíticas y de abastecimiento que generaron una crisis energética mundial, la cual fue contrarrestada con una serie de medidas a que permitieron realizar una sustitución entre energéticos, derivando en una menor demanda en el consumo particularmente en los países altamente consumidores y un flujo continuo de GNL hacia las economías desarrolladas.

El Gráfico 6-1 refleja el comportamiento de los precios de GNL en los principales mercados.

Gráfico 6-1. Evolución de precios en el mercado de GNL



Fuente: Elaboración UPME con datos Wood Mackenzie

En particular, a mediados del 2022, los precios del gas natural en Europa y los precios al contado del GNL en Asia se incrementaron a niveles récord por la disminución del suministro que provocó

escasez, se redujo la demanda de gas y se incentivó el cambio a otros combustibles como el carbón y petróleo para la generación de electricidad en algunas economías emergentes y en desarrollo.

Ahora bien, los precios de GNL en Asia son fundamentales para determinar el precio global de este producto. Lo anterior, dado que estos influyen en los flujos comerciales mundiales, debido al alto crecimiento del mercado originado en gran parte a la eliminación gradual del carbón y fragmentación de precios por causa del predominio de contratos bilaterales a largo plazo, mientras que los mercados de gas en Europa ofrecen una amplia gama de precios spot, al tratarse de un mercado maduro que mostraba un lento potencial de crecimiento antes de la guerra de Ucrania.

En este sentido, Europa compensó la menor oferta de gas ruso con importaciones de GNL, así como suministros alternativos de gasoductos de Noruega y otros lugares, al igual que la sustitución de gas por otras fuentes, especialmente carbón. La creciente demanda de GNL en Europa alejó la oferta mundial disponible de compradores tradicionales en Asia y el Pacífico, donde la demanda cayó un 7% durante el mismo lapso, producto de la combinación de varios factores que incluyeron alto precio, del clima templado y bloqueos continuos por COVID-19 en China.

Por otra parte, si bien la demanda de gas natural en países como Japón y Australia durante el 2022 se mantuvo sin cambios, en economías como China, India y Corea se contrajo. En Estados Unidos y Canadá los precios alcanzaron niveles similares a los del año 2008, aun así, fueron de los pocos países del mundo donde aumentó el consumo de gas, respaldado por la demanda de electricidad.

Finalmente, el aumento de oferta de GNL en África y Estados Unidos por el desarrollo de proyectos de licuefacción permitió mejorar las condiciones del mercado, sumado a un invierno templado 2022 a 2023 y destrucción de la demanda de gas en Europa que dejaron volúmenes de almacenamiento muy por encima de los habituales, facilitando la disminución del precio del gas de manera generalizada.

Todo lo anteriormente mencionado, motivó una expansión en el comercio mundial de GNL buscando flexibilidad y seguridad de suministro, estimulando la reacomodación de los intercambios comerciales de GNL básicamente de Asia hacia Europa, siendo este último el más beneficiado, pero con niveles de precios superiores.

6.2. Precios Nacionales de Gas Natural

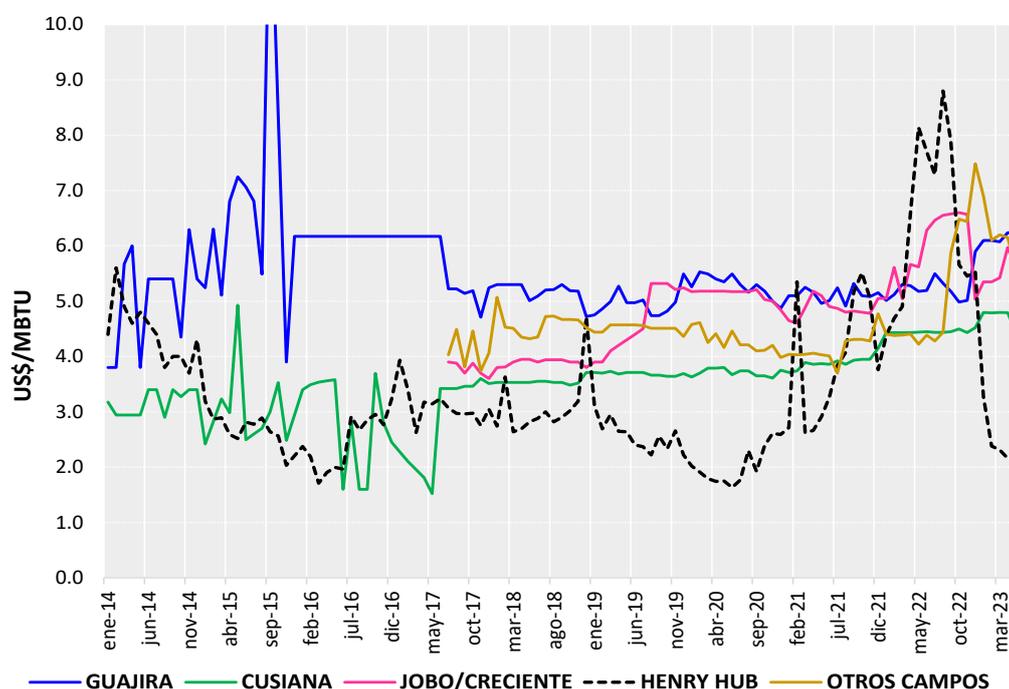
Desde la aplicación de la Ley 142 de 1993, se incluyó en la definición del servicio público domiciliario de gas combustible como actividad complementaria, a la comercialización del suministro de gas natural y la CREG basó inicialmente su desarrollo regulatorio en la regulación de precios máximos y las reglas para las transacciones de compraventa de gas, considerando que existían limitaciones que impedían consolidar un mercado competitivo de gas a nivel mayorista, por restricciones generadas en la concentración de la participación de Ecopetrol.

Posteriormente, la CREG modificó la regla de precios máximos, manteniendo la regulación de precios para Guajira y dejar libre los precios de los demás campos de producción. Finalmente, el precio de gas de Guajira fue liberado en el año 2013, y se realiza un cambio significativo en las reglas de funcionamiento del mercado mayorista, donde productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer el energético a los comercializadores que representan la demanda y a los usuarios no regulados, constituyéndose este, en un mercado donde las partes acuerdan, precio, duración y destino del gas.

En 2017, la CREG determinó que, en el mecanismo de negociación directa en cualquier momento del año, pueden transarse contratos de suministro firme al 95% (CF95), de suministro C1, de suministro C2, de opción de compra de gas natural contra exportaciones y de suministro de contingencia, posibilitando la negociación contratos de firmeza condicionada y de opción de compra de gas.

El Gráfico 6-2 representa el comportamiento del precio del gas natural de los principales campos de producción nacional, luego de la liberación del precio del gas de Guajira.

Gráfico 6-2. Evolución de Precios Gas Natural por Fuente Nacional



Fuente: Elaboración UPME con datos Gestor del Mercado y Wood Mackenzie

Para efectuar la estimación del precio del gas natural colombiano, entendiendo la complejidad metodológica de su realización y una situación de equilibrio frágil en condiciones de mercado normal, se determinó un precio para el gas natural importado⁹, el cual afecta de manera directa

⁹ El cálculo se realizó a partir del precio FOB de GNL en la Costa del Golfo de Estados Unidos publicado por la empresa Argus Media, adicionado por el costo de transporte hasta puerto colombiano y por el costo de regasificación. Debido a la situación mundial de la oferta GNL y la baja disponibilidad de buques, así como la necesidad de este recurso en Europa y Asia, se está presentando fuerte competencia por el GNL americano, que puede significar un incremento del precio del gas importado para Colombia por la disposición a pagar de los compradores europeos y asiáticos.

los precios nacionales, y su impacto depende del peso que tengan las importaciones sobre la oferta nacional.

Con esto, el modelo de precios de oferta de gas se basa en la agrupación de nodos de oferta en clústeres según su ubicación geográfica y capacidad de ofrecer gas. Se establecen prioridades para evitar el atrapamiento de gas en los nodos, inicialmente mediante precios artificiales. 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 de ciertos clústeres.

El proceso implica la imposición de precios artificiales iniciales y la corrección de precios en nodos con atrapamiento de gas hasta que la producción simulada coincide con la “carta de referencia”. Se establece una política de clústeres que determina las prioridades de despacho de gas. El algoritmo comprende la carga de demanda y oferta, definición de clústeres, imputación de precios por defecto, generación de precios artificiales y ejecución iterativa hasta la convergencia.

El objetivo es garantizar que el gas importado no desplace al gas nacional, siempre y cuando haya infraestructura disponible. El modelo busca mantener la coherencia entre la oferta y la demanda, considerando la capacidad de los nodos y evitando situaciones de atrapamiento de gas.

Como resultado, el desempeño de los precios nacionales muestra un comportamiento fluctuante que solo en épocas del fenómeno de El Niño explican el cambio en el nivel de los precios; sin embargo, comparando el comportamiento del precio internacional en este caso Henry Hub, con el nacional, se aprecia una mayor estabilidad en los precios internos y desde el 2017 se mueven en una franja que oscila entre US\$3,5/MTU y US\$6,5/MTU.

No cabe duda de que el aumento de la demanda y un recurso cada vez más escaso eleva los precios. Esta situación se presentó durante el fenómeno de El Niño 2015 a 2016, cuando los precios del gas Guajira registraron niveles máximos, llegando a superar los US\$12/MBTU, por la necesidad de este recurso para la generación de electricidad en la Costa Atlántica y aún no se contaba con la planta de regasificación en Cartagena. Similar circunstancia surgió con el precio del gas Cusiana, el cual se mantuvo fluctuando por un mayor periodo frente al Guajira, pero con un nivel inferior; si bien el precio del gas Cusiana aumento un 18% en octubre de 2015 el precio de Guajira ascendió un 134%.

Luego del fenómeno de El Niño 2015 a 2016, los precios colombianos de gas se mantuvieron uniformes con oscilaciones derivadas de la modificación de las variables que actualizan dichos precios, pero en el 2022 la homogeneidad se deterioró cuando lo precios empezaron a incrementarse y en promedio el gas colombiano en boca de pozo subió 23,1%.

En el primer trimestre de 2023, el precio del gas natural en los distintos campos nacionales siguió subiendo no solo por una demanda creciente y una oferta que no aumenta al mismo ritmo, sino porque el precio del gas se ajusta anualmente con la tasa de cambio y con el Índice de Precios

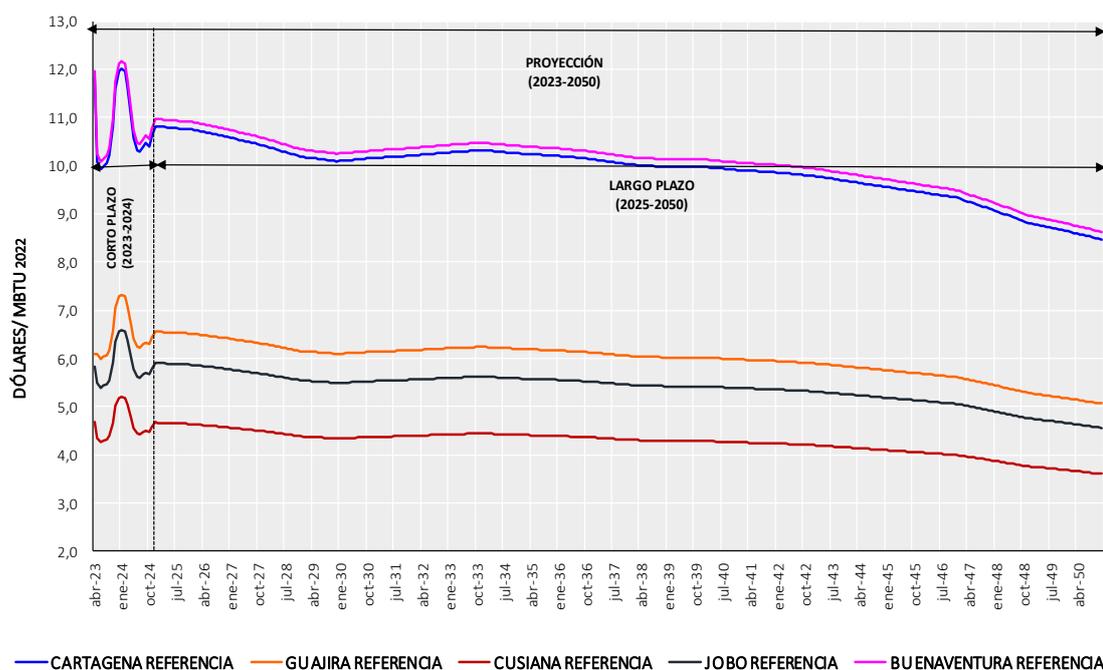
al Productor, el cual ha experimentado incrementos significativos por la coyuntura inflacionaria internacional.

Con esto presente, se construyeron tres escenarios (alto, de referencia y bajo) para representar las posibles trayectorias con la mayor apertura posible ante la incertidumbre de los mercados internacionales y las negociaciones bilaterales nacionales. Se consideró que los precios del gas natural están afectados en mayor medida por los índices internacionales, debido a la ubicación de la planta de regasificación en Cartagena y mayor incidencia futura en el suministro a los usuarios de la región.

El escenario alto se construyó tomando la relación de las tasas de crecimiento entre la estimación de largo plazo de la referencia Asia Oil Indexed Contract y Brent de “AEO Spot High Prices 2023” y el escenario bajo se realizó a partir de la relación de las tasas de crecimiento entre Asia Oil Indexed Contract y la referencia Europe Proxy Oil Indexed Contract y como ya se indicó el escenario de referencia o medio consideró únicamente las tasas de Asia Oil Indexed Contract.

Para realizar la estimación de los precios nacionales se tomaron las tasas de crecimiento de cada escenario y se aplicaron a los precios de las distintas fuentes de producción. El Gráfico 6-3 presenta la estimación del precio del gas en campo de producción y del producto importado, “CIF” tanto en Cartagena, como en Buenaventura, suponiendo que el punto de suministro de GNL son las plantas de licuefacción de Estados Unidos en la cuenca del Atlántico.

Gráfico 6-3. Estimación del Precio de Gas Natural -Escenario de Referencia



Fuente: Elaboración UPME con datos Gestor del Mercado, Wood Mackenzie, Argus Media

Los resultados permiten observar una tendencia decreciente en el precio del gas en el periodo 2024 a 2029, que eventualmente puede conducir el precio del gas importado a mediados del 2030 a niveles de US\$10/MBTU en constantes de 2022. Luego se observa un leve crecimiento finales del 2033 y posterior a esta fecha los precios descienden hasta final de horizonte de

estudio. Evidentemente hay un diferencial entre el precio del gas importado y el nacional que puede significar en promedio cerca de US\$5/MBTU del 2022, frente al precio de gas Cusiana y de US\$4/MBTU en relación con el gas Guajira, que por supuesto inciden en los precios del servicio público domiciliario. Sin embargo, el precio a los usuarios depende del transporte, ítem que arbitra la tarifa.

7. Transporte de Gas Natural

En atención a las restricciones de abastecimiento de gas natural presentadas recientemente a nivel nacional, por factores operativos asociados tanto a la oferta como al transporte, así como a los potenciales riesgos que se generan periódicamente en condiciones sostenidas de muy alta demanda, como las presentes durante el Fenómeno de El Niño, se evidencia la necesidad de evaluar la incorporación de alternativas de infraestructura que permitan asegurar el suministro confiable de este energético hacia las diferentes regiones del país.

Por otra parte, la declinación proyectada de los principales campos de producción que suministran la mayor parte de la oferta nacional, desde La Guajira a los Llanos Orientales, sumado a la baja incorporación de nuevas reservas por diversos factores que obstaculizan el desarrollo de recursos contingentes y prospectivos, conllevan a la necesidad de disponer de diversas alternativas de gas natural desde el mercado internacional en el corto y mediano plazo.

En esta sección se presenta un análisis más detallado del balance nacional para los escenarios de oferta con menor nivel de incertidumbre (Oferta 1 y Oferta 2) y la demanda media o tendencial (Demanda 2 descrita en el Capítulo 4), examinando la evolución futura de los flujos de transporte de gas natural a partir de las capacidades máximas de mediano plazo (CMMP) reportadas para los diferentes tramos troncales que integran el sistema nacional de transporte con el objetivo de establecer los requerimientos de expansión del sistema.

A continuación, se describen las características generales del modelo de simulación empleado, los escenarios propuestos y resultados obtenidos, y se presentan las principales recomendaciones a seguir en términos de ejecución y seguimiento, para modificar la capacidad y/o direccionalidad de gasoductos existentes, el planteamiento de nuevas alternativas de infraestructura necesarias para garantizar la entrega costo eficiente de gas natural hacia la demanda y mejorar la confiabilidad del sistema.

7.1. Descripción de la Metodología de Estimación

La simulación de la operación del SNT de gas natural se realiza mediante un modelo desarrollado por la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME, el cual integra los principios de la dinámica de los fluidos, así como ecuaciones matemáticas seleccionadas para representar el comportamiento fisicoquímico de los fluidos a lo largo del proceso y optimizar los costos operativos del proceso. De igual forma, se emplea un modelo de proyección de flujos nodales y se simula la operación física (hidráulica), considerando las características físicas de la infraestructura como diámetro, longitud, rugosidad, y geográficas como altitud, temperatura, distancias, entre otras, usando el programa especializado en transporte de gas natural para análisis en estado estacionario y transitorio.

El propósito del modelo de transporte es proyectar la operación futura del sistema mediante la estimación de los flujos de gas natural (MPCD) y los costos operativos (producción y transporte) necesarios para satisfacer las demandas energéticas con resolución nodal (GBTUD) desde los puntos que producen un flujo de gas natural (MPCD) con un determinado poder calorífico (BTU/PC) a través del horizonte de tiempo establecido. Lo anterior se hace mediante la

simulación del sistema de gas natural interconectado sujeto a las restricciones dadas por la disponibilidad de oferta y las capacidades de transporte.

El modelo de optimización minimiza la función de costos operativos del sistema que se requieren para realizar el despacho de la oferta de gas natural hacia todos los nodos de consumo. Una vez proyectados los flujos en los diversos tramos del sistema, se comparan con la capacidad de transporte actual o prevista, estimándose las necesidades de expansión de infraestructura del sistema. El aumento operativo de la capacidad de transporte se puede efectuar mediante diversos medios que incluyen soluciones de corto plazo (transporte con carrotaques) y de largo plazo, como son: i) instalando o aumentando la capacidad de compresión o ii) construyendo nuevos ductos paralelos (loops).

Por otra parte, la metodología empleada para asociar los puntos de entrada y salida del SNT registrados en el Gestor del Mercado de Gas Natural (el cual lista más de 780 puntos en la actualidad), con los nodos definidos en el modelo para representar los flujos de oferta y demanda, considera una distribución de la red de transporte en 9 regiones y 172 nodos (Ver Anexo Capítulo 7). El arreglo definido cumple con criterios de representatividad estadística, mínima distancia entre puntos de salida y nodo, conectividad a través de estructura de la red de transporte, direccionalidad del flujo y distribución espacial y geográfica a lo largo del territorio nacional, entre otros.

La metodología para conectar los flujos entre los nodos de oferta con los nodos de demanda considera como función objetivo satisfacer todos los puntos demandados al menor costo posible. Con esto presente, a continuación, se describe el modelo de optimización que considera las restricciones del SNT minimizando dichos costos. Aquí, la función objetivo parte del costo de llevar el gas natural desde la oferta y la demanda sujeto a las restricciones dadas por la disponibilidad de oferta, así como las capacidades disponibles de transporte.

La simulación de la operación futura del sistema de suministro de gas natural se realizó con resolución mensual, utilizando los valores medios de flujos diarios durante el horizonte comprendido entre los años 2023 y 2038 para los diferentes sectores de consumo, considerando los siguientes supuestos:

- Desagregación regional y nodal según lo establecido en el Anexo Capítulo 4, Sección 4-1 y el Anexo Capítulo 7.
- Sistema de transporte que interconecta los nodos de oferta y demanda con CMMP registradas para cada tramo en el Gestor del Mercado de gas natural, según se muestra en el Gráfico 7-1 y la Tabla 7-1, respectivamente. El sistema integra los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del SNT establecidos por la Resolución CREG 175 de 2021 y sus modificaciones. Las tarifas son calculadas y publicadas periódicamente en el sitio web de las empresas transportadoras. Las medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión están definidas por la Resolución CREG 33 de 2018 y sus modificaciones.

- Precios de oferta nacional e internacional (en puerto colombiano) según lo tratado en el Capítulo 6 de este documento.
- Mínimo costo de suministro a la demanda nacional de gas natural: La simulación tiene como objetivo minimizar el costo operativo que paga el agregado de los usuarios del país, bajo la restricción de abastecer toda su demanda.
- Producción prioritaria de la oferta nacional, de manera que solo se importe el gas natural que la oferta nacional no pueda abastecer, considerando la ubicación geográfica de los puntos de entrada y las capacidades de transporte para conectar la demanda.

A continuación, se describen los criterios metodológicos y los parámetros matemáticos más representativos del modelo de simulación empleado:

a. Función Objetivo del sistema

El modelo de optimización minimiza la función de costos operativos del sistema que se requieren para realizar el despacho de la oferta de gas natural a los nodos de consumo. La función objetivo se mide de acuerdo con la ecuación 1, y es la que permite dimensionar los proyectos de infraestructura necesarios.

$$Z = \sum_{n=1}^D p_{R,n} (D_n - \delta_n) + \sum_{k=1}^S p_k^S \sigma_k + \sum_{l=1}^E c_l^{TRANS} |f_l| \quad (1)$$

Donde, Z constituye la función objetivo a minimizar y consta de tres sumandos.

El primero es el racionamiento, dado por la componente $\sum_{n=1}^D p_{R,n} (D_n - \delta_n)$. Este tiene un valor discriminado por cada nodo de demanda n dado por $p_{R,n}$ y este es el precio que se paga cuando no se dispone del gas en dicho nodo. Aquí la cantidad de nodos de demanda es D y se suma a lo largo de cada uno como lo indica el rubro. Adicionalmente se presentan dos parámetros: D_n que es la demanda que requiere el nodo en consideración y δ_n que es el consumo que puede entregarle el sistema bajo restricciones de operación y capacidad.

El segundo sumando corresponde a los costos de producción. Esto es: $\sum_{k=1}^S p_k^S \sigma_k$. Aquí la cantidad de nodos de oferta es S y cada nodo k que va de 1 a S tiene un precio unitario al cual ofrece su gas; este es dado por el valor p_k^S . Por otra parte, dadas las restricciones del sistema el nodo puede entregar una cantidad de gas máxima permitida dada por σ_k , de modo que la suma producto constituye el rubro de producción en los costos que se requieren minimizar para la ecuación (1).

El tercer sumando constituye los costos de transporte. Esto es el costo que toma llevar el gas de los centros de oferta y de importación (si ha de ser el caso) a los nodos de consumo.

El rubro final es $\sum_{l=1}^E c_l^{TRANS} |f_l|$ y a diferencia de los demás se pierde la linealidad dado que se encuentran variables en valor absoluto. En esta suma E corresponde al número de elementos del sistema y cada uno tiene un costo unitario de transporte c_l^{TRANS} donde l indica el número del tramo y este va de 1 a E . Además, este se multiplica por el valor absoluto del flujo f_l que circula por el tramo. Cabe resaltar esta relación porque es posible considerar que los flujos en los tramos puedan ir en cualquier sentido y el costo, sin importar la dirección debería ser positivo.

b. Restricciones operativas del sistema

Del lado de la demanda, el consumo no debe exceder la demanda del nodo de consumo en cuestión, además de ser una cantidad no negativa. Lo anterior se traduce en:

$$0 \leq \delta_n \leq D_n \quad (2)$$

Por otro lado, la producción en los nodos de oferta no puede exceder el máximo perfil de oferta.

$$0 \leq \sigma_k \leq S_k \quad (3)$$

Adicionalmente, los flujos están sujetos a restricciones de capacidad.

$$-k_l^D \leq f_l \leq k_l^U \quad (4)$$

Donde, k_l^D representa la capacidad de contraflujo, esto es, la capacidad que tiene el tramo de enviar gas en la dirección que es contraria a la convencional, y k_l^U representa la capacidad del tramo en enviar flujo en la dirección convencional. Aquí cabe resaltar la importancia de que el flujo pueda tener ambos signos. l representa el número del tramo.

Debido a que no se debe acumular gas en los nodos, se tiene una ecuación de balance nodal dada por la siguiente expresión en cada nodo del sistema:

$$\sigma_{k(m)} + \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E f_l = \delta_{n(m)} + \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E f_l \quad (5)$$

En (5) m hace referencia a un nodo particular del sistema. $K(m)$ corresponde al nodo de oferta que corresponde al nodo de la red m y $n(m)$ es el nodo de demanda. Esto quiere decir: $\sigma_{k(m)}$ es la producción que se genera en el nodo m nombrado como un nodo de red, y $\delta_{n(m)}$ es su correspondiente consumo. Adicionalmente, hay flujos que, en dirección convencional entran al nodo m , estos son dados por el conjunto $IN(m)$ y a su vez hay flujos que en dirección convencional salen del nodo, dados estos por el conjunto $OUT(m)$. Lo que conlleva a decir que no hay acumulación de gas y que el balance cierra a nivel nodal.

El sistema en su formulación contiene en la función objetivo valores absolutos. Idealmente se quisiera resolver como un programa lineal, pero se puede tomar ventaja de la convexidad de dichas funciones para poderlo reformular.

c. Manipulaciones de la función objetivo:

Tómese entonces la ecuación (1) de la siguiente forma:

$$Z = \sum_{n=1}^D p_{R,n} (D_n - \delta_n) + \sum_{k=1}^S p_k^S \sigma_k + \sum_{l=1}^E c_l^{TRANS} g_l \quad (6)$$

Donde se han agregado las siguientes restricciones:

$$g_l \geq f_l \quad (7)$$

$$g_l \geq -f_l \quad (8)$$

De esta forma, cuando se minimice (6) el valor más pequeño admisible para g_l es $|f_l|$ y la ecuación (6) resulta una forma lineal de (1) donde se han sustituido los valores absolutos.

Por otra parte, los valores D_n son exógenos y no son variables de decisión en el proceso de optimización, luego, se pueden abstraer de la función objetivo. (6) toma la forma:

$$Z = -p_R \sum_{n=1}^D \delta_n + \sum_{k=1}^S p_k^S \sigma_k + \sum_{l=1}^E c_l^{TRANS} g_l \quad (9)$$

En este estado, se busca resolver el problema como un programa lineal estándar descrito de forma matricial según la ecuación (9), por lo que hay que adaptar el sistema anteriormente descrito. Esta tiene la forma:

$$\text{Minimizar } Z = c^T x$$

Sujeto a:

$$Ax = b, x \geq 0 \quad (10)$$

En (10) se representan las variables de decisión.

En lo que sigue nos dedicaremos a estas transformaciones. Por ejemplo, la transformación de demanda queda:

$$\delta_n + \delta_n^C = D_n \quad (11)$$

Aquí, tanto δ_n como δ_n^C son no negativas.

De manera análoga, para la producción se tiene:

$$\sigma_k + \sigma_k^C = S_k \quad (12)$$

En el caso de los flujos, dado que f_l puede ser positiva o negativa, se debe manipular la ecuación (4) para lograr el formato estándar, y para ello nos vamos a valer de la inecuación de contraflujo. Se tiene que:

$$-k_l^D \leq f_l \quad (13)$$

Entonces introdúzcase $q_l = f_l + k_l^D$, de donde:

$$q_l \geq 0 \quad (14)$$

Y finalmente la ecuación (14) queda en la forma estándar:

$$q_l + q_l^U = k_l^D + k_l^U \quad (15)$$

Siendo también $q_l^U \geq 0$

La ecuación de balance nodal toma la forma:

$$\sigma_{k(m)} - \delta_{n(m)} + \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E q_l - \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E q_l = \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E k_l^D - \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E k_l^D \quad (16)$$

Donde todas las componentes en el lado izquierdo de la igualdad son no negativas.

Resta ahora manipular las ecuaciones con g_l introducidas en la ecuación (6). Para ello se hace uso de (7)

De la introducción de q_l podemos definir:

$$g_l = q_l - k_l^D + r_l \quad (17)$$

Aquí, claramente r_l debe ser una de las variables no negativas que hace parte del vector de decisión x mencionado en (10). Al introducir (8) se tiene también:

$$g_l = k_l^D - q_l + t_l \quad (18)$$

Y manipulando (17) y (18) podemos sustituir la variable g_l en el sistema. Escrito en la forma estándar se tiene:

$$2q_l + r_l - t_l = 2k_l^D \quad (19)$$

Con lo que queda la parte de restricciones en la forma $Ax = b$. Reemplazando (19) en la expresión de (6) se tiene:

$$Z = -p_R \sum_{n=1}^D \delta_n + \sum_{k=1}^S p_k^S \sigma_k + \sum_{l=1}^E c_l^{TRANS} (q_l - k_l^D + r_l) \quad (20)$$

Aquí nuevamente la componente k_l^D no varía y se puede retirar del proceso de optimización al mantenerse constante, de modo que (20) se torna en:

$$Z = -p_R \sum_{n=1}^D \delta_n + \sum_{k=1}^S p_k^S \sigma_k + \sum_{l=1}^E c_l^{TRANS} (q_l + r_l) \quad (21)$$

d. Demanda: conversión de unidades energéticas a volumen

Las especificaciones de la demanda, en unidades originales, son en energía, esto es GBTU/D. La optimización descrita anteriormente se hace en unidades de volumen (MPC/D). De aquí, lo que es conocido son los poderes caloríficos del gas de los campos, y, por ende, de los nodos de oferta. De esta forma, es necesario tener una interface que permita comunicar las demandas expresadas en unidades energéticas con la optimización descrita previamente. Inicialmente vamos a presentar la forma de cómo se calculan los poderes caloríficos del sistema y luego cómo se integran en el proceso de optimización.

Para el cálculo de los poderes calorífico retomamos la ecuación de balance (5), y tomemos en cuenta que también es válida al tratarse como energía. La versión energética de (5) queda expresada en la ecuación (22).

$$\sigma_{k(m)} p c_{k(m)} + \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E f_l p e_l = \delta_{n(m)} p d_{n(m)} + \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E f_l p e_l \quad (22)$$

Aquí las variables que se han agregado son:

$p c_{k(m)}$: Poder calorífico del nodo de oferta $k(m)$

$p e_l$: Poder calorífico del elemento l

$p d_{n(m)}$: Poder calorífico resultante del nodo de demanda.

La ecuación (22) se puede manipular de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \sigma_{k(m)} p c_{k(m)} + \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E \left(\frac{f_l + |f_l|}{2} \right) p e_l - \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E \left(\frac{f_l - |f_l|}{2} \right) p e_l = \\ \delta_{n(m)} p d_{n(m)} + \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E \left(\frac{f_l + |f_l|}{2} \right) p e_l - \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E \left(\frac{f_l - |f_l|}{2} \right) p e_l \end{aligned} \quad (23)$$

El lado izquierdo de (23) corresponde a la energía que físicamente entra al nodo y el lado derecho es la que sale. De esta, los poderes caloríficos de demanda y de los tramos que se conectan al nodo que están extrayendo energía del nodo son iguales y correspondientes a la mezcla de gases. De esta forma se tiene:

$$p d_{n(m)} = p e_l \quad (l \in OUT(m), f_l > 0 \vee l \in IN(m), f_l < 0) \quad (24)$$

De esta forma el lado derecho de (24) se puede factorizar por un único poder calorífico, quedando:

$$\frac{\sigma_{k(m)} p c_{k(m)} + \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E \left(\frac{f_l + |f_l|}{2} \right) p e_l - \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E \left(\frac{f_l - |f_l|}{2} \right) p e_l}{\delta_{n(m)} + \sum_{l=1, l \in OUT(m)}^E \left(\frac{f_l + |f_l|}{2} \right) - \sum_{l=1, l \in IN(m)}^E \left(\frac{f_l - |f_l|}{2} \right)} = p d_{n(m)} \quad (25)$$

La ecuación (25) se plantea para cada uno de los nodos del sistema quedando un sistema lineal de ecuaciones donde las incógnitas son finalmente los poderes caloríficos de nodos de demanda y de los tramos.

e. Cálculo de los poderes caloríficos

Como la demanda se da en unidades energéticas y los poderes caloríficos van cambiando de campo a campo, el problema se torna un programa no lineal, pero puede partirse en tramos donde se puede utilizar combinadamente el proceso de optimización descrito en las secciones 1 y 2 y en la ecuación (25). El algoritmo sería el siguiente:

Algoritmo:

1. Asumir los poderes caloríficos de los nodos de demanda en un valor intermedio entre el mínimo poder calorífico y el máximo.

2. Calcular las demandas volumétricas dividiendo las demandas energéticas entre los poderes caloríficos.
3. Calcular la carta de flujos mediante la optimización descrita.
4. Obtener los poderes caloríficos mediante la aplicación de la ecuación (25) y la carta de flujos obtenida de la optimización.
5. Si al comparar con los valores iniciales se tienen resultados similares, se deduce que el proceso ha convergido y se termina el algoritmo, si no, continúa al paso 6.
6. Actualizar los poderes caloríficos con los obtenidos en el paso 4 y volver al paso 2.

Como resultado se tiene un modelo que recibe la demanda en unidades energéticas y calcula los flujos de red siguiendo un mínimo costo operativo con restricciones de capacidad dada en unidades volumétricas. También, como producto final se tienen los poderes caloríficos en los nodos de demanda del modelo.

7.2. Distribución Nodal de la Oferta

La UPME emplea un algoritmo de asociación entre los puntos de entrada y salida registrados por el Gestor del Mercado y los Nodos de oferta y demanda del modelo a partir de criterios de mínima distancia, conectividad por estructura de red, distribución espacial, direccionalidad del flujo, entre otros parámetros, para representar la dinámica de flujos de los tramos del Sistema Nacional de Transporte.

Es pertinente destacar, que para la presente versión del PAGN se realizó la actualización de la asociación entre los puntos de salida declarados por el Gestor del Mercado a 2023 y la denominación y número de nodos empleados (de 105 a 172), con el objetivo de alcanzar una mejor representatividad y mayor resolución respecto al creciente número de puntos de salida declarados. Los cambios realizados en la ubicación y asociación espacial de los nodos se encuentran disponibles en el Anexo 7-1 de este documento.

Los principales nodos donde se concentra la mayor parte de la producción nacional son Aguazul/Cusiana para los Llanos Orientales, Ballena para La Guajira y Jobo para el Valle Inferior del Magdalena. De igual forma, se cuenta con nodos que representan campos de menor magnitud distribuidos en distintas cuencas del país conectados al SNT (Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Cordillera Oriental, Sinú San Jacinto) y otros nodos representan puntos aislados, sirviendo a zonas en particular, como los campos del Catatumbo que abastecen Cúcuta (Tibú, Sardinata, Cerrito, etc.), campos del Magdalena Medio que surten puntos de los Ramales Aislados, entre otros.

De igual forma, como se definió en el Capítulo 3 respecto a las necesidades de evaluar nuevas fuentes de oferta para abastecer la demanda a lo largo del período analizado, se cuenta con nodos para representar la capacidad actual y el potencial adicional de importación de gas natural en estado gaseoso, desde la Costa Atlántica y la Costa Pacífica, mediante nodos como Cartagena, Ballena y Buenaventura, con su respectiva conexión al sistema nacional de transporte.

La distribución nodal empleada para representar la oferta y la demanda se representa a lo largo del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, mediante nodos específicos asociados a cada uno de los diferentes tramos regulatorios registrados en el Gestor del Mercado de Gas de Natural. En el Gráfico 7-1 y en el Anexo Capítulo 7 se muestra la asociación de los principales nodos de referencia en el SNT. Por otra parte, las capacidades máximas de mediano plazo utilizadas como valores de entrada del modelo se presentan en la Tabla 7-1.

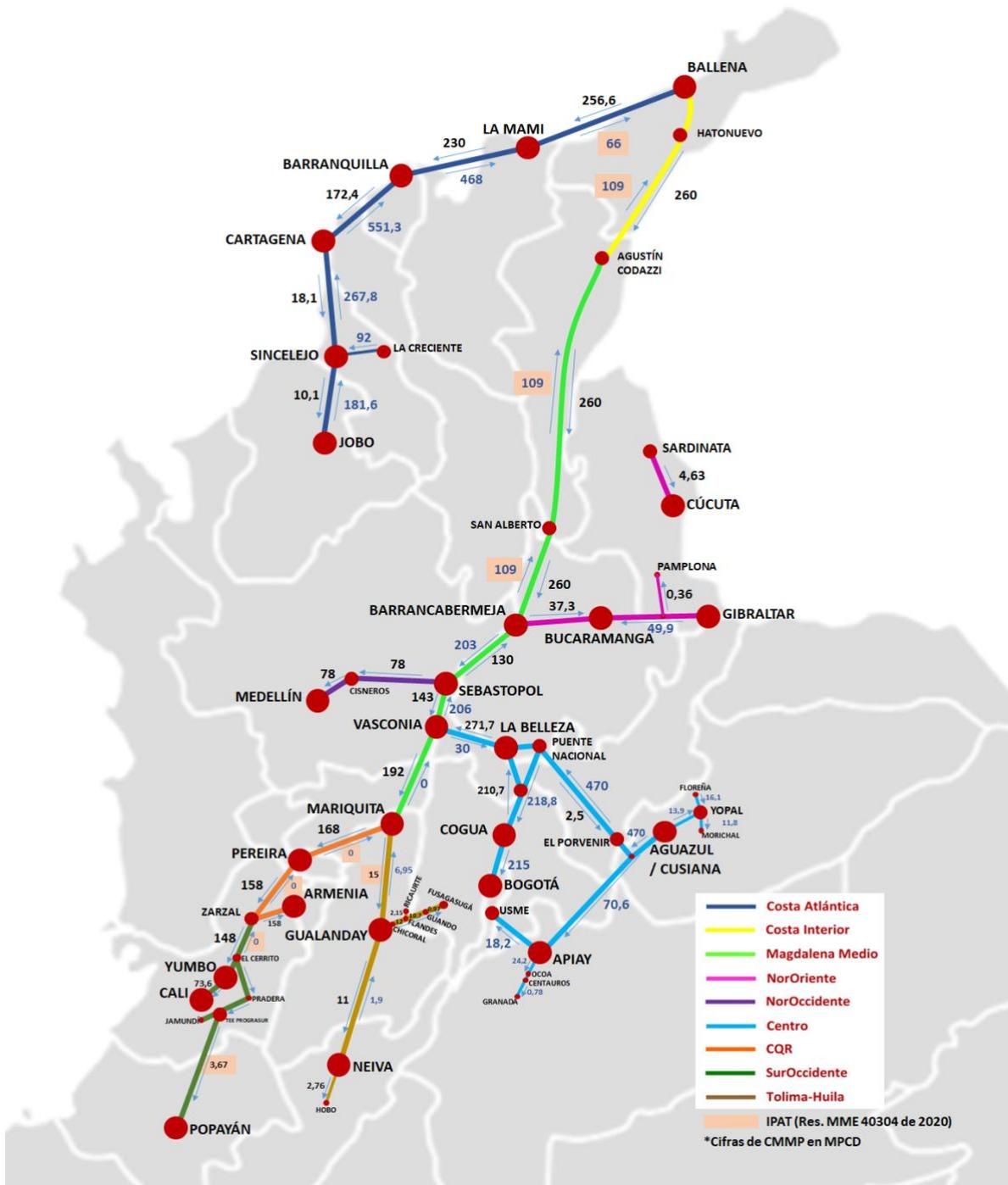
Tabla 7-1. Capacidades Máximas de Mediano Plazo (CMMP) del Sistema Nacional de Transporte

TRAMO	REGION UPME	CMMP (KPCD)
BALLENA - LA MAMI	COSTA ATLÁNTICA	256.600
LA MAMI - BALLENA	COSTA ATLÁNTICA	66.160
LA MAMI - BARRANQUILLA	COSTA ATLÁNTICA	230.000
BARRANQUILLA - LA MAMI	COSTA ATLÁNTICA	468.003
BARRANQUILLA - CARTAGENA	COSTA ATLÁNTICA	172.400
CARTAGENA - BARRANQUILLA	COSTA ATLÁNTICA	551.303
CARTAGENA - MAMONAL	COSTA ATLÁNTICA	204.509
CARTAGENA - SINCELEJO	COSTA ATLÁNTICA	18.100
SINCELEJO - CARTAGENA	COSTA ATLÁNTICA	267.845
JOBO - SINCELEJO	COSTA ATLÁNTICA	181.645
SINCELEJO - JOBO	COSTA ATLÁNTICA	10.100
LA CRECIENTE - SINCELEJO	COSTA ATLÁNTICA	92.000
BALLENA - BARRANCABERMEJA	COSTA INTERIOR / MAGDALENA MEDIO	260.000
BARRANCABERMEJA - BALLENA	COSTA INTERIOR / MAGDALENA MEDIO	109.500
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	MAGDALENA MEDIO	203.000
SEBASTOPOL - BARRANCABERMEJA	MAGDALENA MEDIO	130.000
SEBASTOPOL - VASCONIA	MAGDALENA MEDIO	143.000
VASCONIA - SEBASTOPOL	MAGDALENA MEDIO	206.000
RAMALES AISLADOS_I - RAMALES AISLADOS_F	MAGDALENA MEDIO	20.330
VASCONIA - MARIQUITA	MAGDALENA MEDIO	192.000

TRAMO	REGION UPME	CMP (KPCD)
SEBASTOPOL - MEDELLIN	NOROCCIDENTE	78.000
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	NORORIENTE	37.361
GIBRALTAR - BUCARAMANGA	NORORIENTE	49.920
SARDINATA - CUCUTA	NORORIENTE	4.637
TANE/CACOTA - PAMPLONA	NORORIENTE	360
MARIQUITA - GUALANDAY	TOLIMA-HUILA	15.000
GUALANDAY - MARIQUITA	TOLIMA-HUILA	6.953
CALDAS VIEJO - GUALANDAY	TOLIMA-HUILA	3.300
BUENOS AIRES - IBAGUE	TOLIMA-HUILA	15.552
CHICORAL - FLANDES	TOLIMA-HUILA	12.015
FLANDES - GUANDO	TOLIMA-HUILA	10.738
GUANDO - FUSAGASUGA	TOLIMA-HUILA	957
FLANDES - RICAURTE	TOLIMA-HUILA	2.156
GUALANDAY - NEIVA	TOLIMA-HUILA	11.000
NEIVA - GUALANDAY	TOLIMA-HUILA	1.910
NEIVA - HOBO	TOLIMA-HUILA	2.765
MARIQUITA - PEREIRA	CQR	168.000
PEREIRA - ARMENIA	CQR	158.000
ARMENIA - YUMBO/CALI	SUROCCIDENTE	148.000
YUMBO/CALI - CALI	SUROCCIDENTE	73.600
PRADERA - POPAYAN	SUROCCIDENTE	3.675
CUSIANA - APIAY	CENTRO	70.569
CUSIANA - EL PORVENIR	CENTRO	470.000
EL PORVENIR - LA BELLEZA	CENTRO	470.000
LA BELLEZA - EL PORVENIR	CENTRO	2.500
LA BELLEZA - COGUA	CENTRO	218.331
COGUA - LA BELLEZA	CENTRO	210.712
LA BELLEZA - VASCONIA	CENTRO	271.723
VASCONIA - LA BELLEZA	CENTRO	30.000
COGUA - SABANA_F	CENTRO	215.000
GBS_I - GBS_F	CENTRO	63.744
AGUAZUL - YOPAL	CENTRO	13.943
YOPAL - MORICHAL	CENTRO	11.836
FLOREÑA - YOPAL	CENTRO	16.161
APIAY - OCOA	CENTRO	24.175
APIAY - USME	CENTRO	18.197
CENTAURUS - GRANADA	CENTRO	708

Fuente: Elaboración UPME a partir de información de Gestor del Mercado de Gas Natural (Actualizado a enero de 2024)

Gráfico 7-1. Representación Generalizada de Principales Tramos del Modelo de Transporte de Gas Natural



Fuente: Elaboración UPME a partir de información de Gestor del Mercado de Gas Natural (enero de 2024)

7.3. Proyectos de Transporte adoptados según PAGN 2019-2028 (IPAT¹⁰)

Para el análisis de necesidades de infraestructura, la UPME considera los proyectos IPAT identificados en planes anteriores, que fueron adoptados por el MME a través de la expedición de las siguientes resoluciones.

- [Resolución MME 40006 de 2017](#): Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.
- [Resolución MME 40304 de 2020](#): Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se adoptan otras disposiciones.
- [Resolución MME 40281 de 2022](#): Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación de algunos proyectos relacionados en la Resolución *MME 40304 de 2020*.

En atención a la normatividad vigente, se declararon seis (6) proyectos que podrían ser susceptibles de IPAT como prioritarios, y se procedió a emitir los actos administrativos a favor de las empresas Promigas y TGI en su calidad de transportadores incumbentes, quienes manifestaron su intención de ejecutarlos. A continuación, se listan los proyectos IPAT considerados en las simulaciones de transporte.

Tabla 7-2. Proyectos IPAT adoptados del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2028

No.	PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FPO
1	Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday de 20 Millones de Pies Cúbicos Día (en adelante MPCD) en Gualanday.	15 meses después de confirmación IRREVOCABLE de transportador incumbente.
2	Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barrancabermeja - Ballena de 100 MPCD en Ballena.	2 meses después de confirmación IRREVOCABLE de transportador incumbente.
3	Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla - Ballena de 170 MPCD en Ballena.	36 meses después de confirmación IRREVOCABLE de transportador incumbente.

¹⁰ IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, IPAT.

No.	PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FPO
4	Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barrancabermeja	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar la Interconexión del tramo Barranquilla - Ballena y el tramo Ballena-Barrancabermeja con una capacidad de transporte bidireccional de 170 MPCD.	36 meses después de confirmación IRREVOCABLE de transportador incumbente.
5	Ampliación de Capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria en el ramal Jamundí que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD.	15 meses después de confirmación IRREVOCABLE de transportador incumbente
6	Bidireccionalidad Yumbo-Mariquita	Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo - Mariquita de 250 MPCD en Mariquita.	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP.

Fuente: Elaboración UPME

7.4. Consideraciones de los Escenarios de Modelamiento

A continuación, se describen las consideraciones empleadas en el modelamiento de flujos para los escenarios de Oferta 1, Oferta 2 y Recomendaciones (Oferta 2 con soluciones para evitar déficit), como se describen en la Tabla 7-3, empleando en todos los casos el escenario de Demanda Media (Demanda 2).

Es pertinente destacar, que los criterios definidos para el escenario final (Recomendaciones) obedecen a un conjunto de alternativas 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 diferentes agremiaciones, entidades institucionales y agentes del sector sobre las perspectivas de corto, mediano y largo plazo alrededor de gas natural, así como resultados de estudios previos alrededor de la complejidad, las variables a considerar y la temporalidad necesaria para la implementación de los planteamientos descritos. La integración de este conjunto de condiciones permitiría evitar el potencial déficit de abastecimiento observado entre las condiciones de oferta y demanda proyectadas en los demás escenarios evaluados.

Tabla 7-3. Consideraciones de los Escenarios de Oferta empleados en el Modelamiento

FUENTE	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2	ESCENARIO RECOMENDACIONES (OFERTA 2 MEJORADO)
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN)	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS CONTINGENTES 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE
SPEC	ACTUAL (CONSTANTE) 400 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIADA FASE 1 400 GBTUD HASTA 2023/12 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2031/11	AMPLIADA FASE 2 400 GBTUD HASTA 2023/12 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2026/12 530 GBTUD ENTRE 2027/01 Y 2031/11
IMPORTACIÓN CARTAGENA	400 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	530 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12
SUPUESTOS DE SIMULACIÓN DE TRANSPORTE MODELO UPME 2023 (172 NODOS)	A) CONEXIÓN VIM - MM EN 2030/01 (JOBO-MEDELLÍN-MARIQUITA-BOGOTÁ) B) CONEXIÓN MM - CÚCUTA EN 2030/01 C) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP A PARTIR DE 2030/01 D) IMPORTACIÓN ADICIONAL EN COSTA ATLÁNTICA (VARIABLE SEGÚN DEMANDA) F) IPATs ADOPTADOS SEGÚN CMMP REGISTRADA EN GESTOR DEL MERCADO y/o FPO APROBADA.	A) CONEXIÓN VIM - MM EN 2030/01 (JOBO-MEDELLÍN-MARIQUITA-BOGOTÁ) B) CONEXIÓN MM - CÚCUTA EN 2030/01 C) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP A PARTIR DE 2030/01 D) IMPORTACIÓN ADICIONAL EN COSTA ATLÁNTICA (VARIABLE SEGÚN DEMANDA) E) IPATs ADOPTADOS SEGÚN CMMP REGISTRADA EN GESTOR DEL MERCADO y/o FPO APROBADA.	A) CONEXIÓN VIM - MAGDALENA MEDIO A PARTIR DE 2026/12 (POR DÉFICIT DE TRANSPORTE). B) CONEXIÓN SNT MM - CÚCUTA EN 2030/01. C) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP 400 GBTUD A PARTIR DE 2030/01. D) IMPORTACIÓN ADICIONAL COSTA ATLÁNTICA 50 GBTUD DESDE 2025/01. E) CAMBIOS EN IPATs ADOPTADOS (DE SER NECESARIO PARA CERRAR DÉFICIT). F) SPEC ABIERTA (DE SER NECESARIO PARA CERRAR DÉFICIT).

DEMANDA PARA TODOS LOS ESCENARIOS: DEMANDA MEDIA (DEMANDA 2)

PERÍODO DE REFERENCIA: 2023 - 2038

PRECIOS DE GAS IMPORTADO: MODELO ASUME PRECIOS EQUIVALENTES PARA TODOS LOS PUNTOS DE IMPORTACIÓN

Fuente: Elaboración UPME

7.5. Resultados del Modelo de Transporte de Gas Natural

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la simulación del modelo de transporte. En todos los casos se muestran los flujos de gas natural para los tres escenarios finales descritos en la Tabla 7-3.

Para facilitar la interpretación de los resultados obtenidos, la información se presentará agrupada por tramos troncales según cada tipo de proyecto analizado. Se inicia por la revisión de proyectos adoptados anteriormente, seguida del planteamiento de infraestructura nueva identificada para reducir riesgos de potenciales déficits y racionamientos a lo largo del período 2023-2038, y se finaliza con las recomendaciones derivadas sobre infraestructura existente en términos de ejecución y/o seguimiento para la posterior toma de decisiones.

En todos los casos, se toman capacidades máximas de mediano plazo - CMMP registradas en el Gestor del Mercado de Gas Natural a cierre de 2023 y FPO de proyectos según resolución

MME 40281 de 2022, asumiendo que la confirmación irrevocable de cada transportador incumbente se efectuaría a lo largo del primer semestre de 2024.

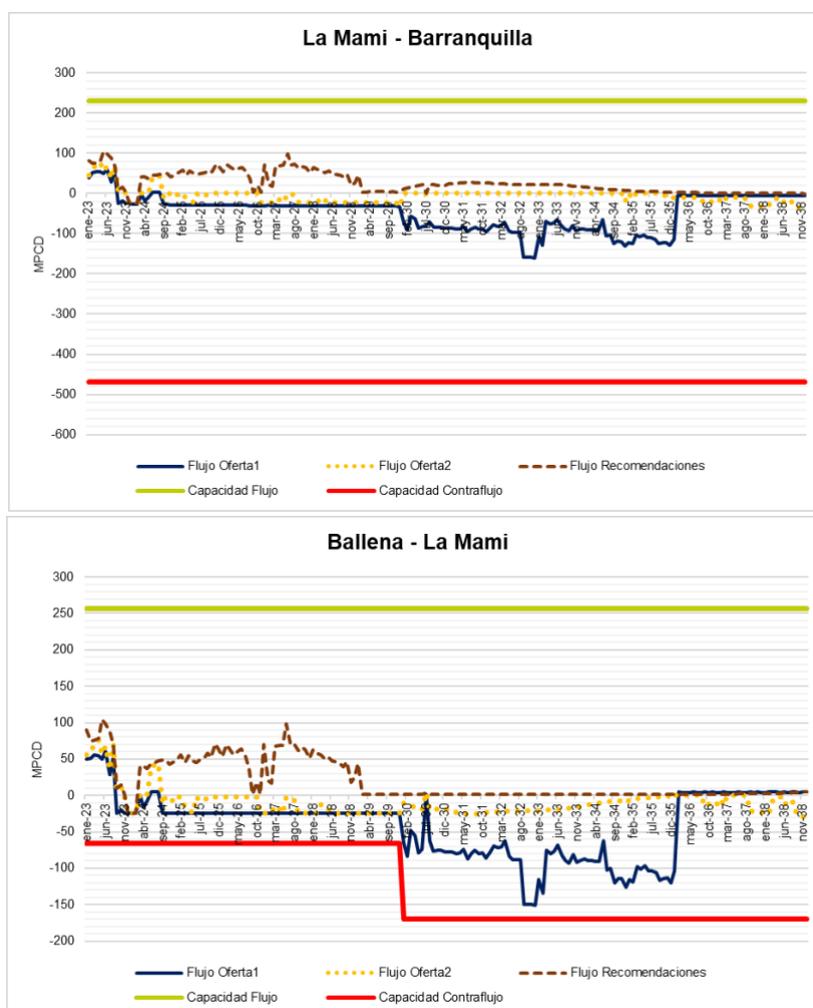
7.5.1. Seguimiento de Proyectos adoptados del PAGN 2019-2028

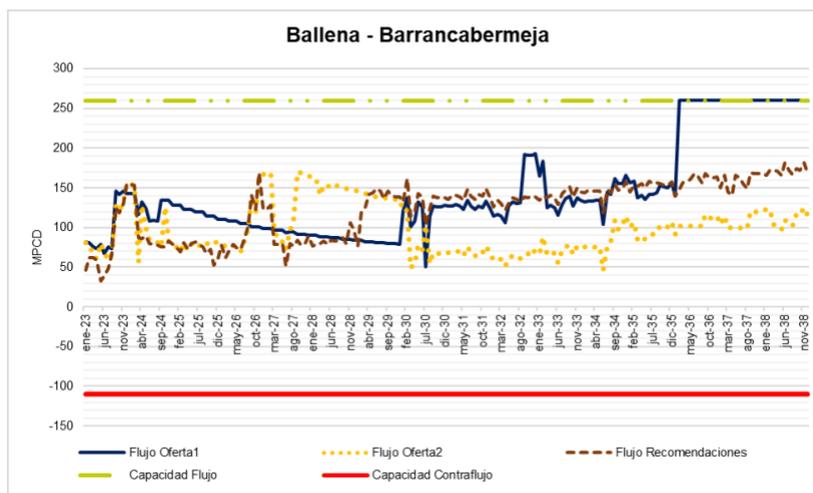
Esta sección incluye la revisión de los seis (6) proyectos adoptados previamente por el Ministerio de Minas y Energía descritos en la Tabla 7-2.

a) Bidireccionalidad de los tramos de transporte Barranquilla – Ballena y Barrancabermeja – Ballena, e Interconexión de sistemas entre Barranquilla y Barrancabermeja

Respecto a los proyectos de Bidireccionalidad Barranquilla-Ballena e Interconexión de tramos entre Barranquilla y Barrancabermeja, se reafirma la necesidad de los proyectos por confiabilidad del sistema Costa - Interior. Su uso por abastecimiento depende del desarrollo y entrada en operación de nuevos proyectos de oferta nacional o importación a lo largo del trazado.

Gráfico 7-2. Flujos de Transporte entre Barranquilla y Barrancabermeja





Fuente: Elaboración UPME

Para el caso de la Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena, el proyecto complementa la confiabilidad del sistema Costa – Interior, considerando que la oferta futura de gas se concentra principalmente en nodos de la Costa Atlántica, y que no se evidencian flujos de gas por abastecimiento desde el interior.

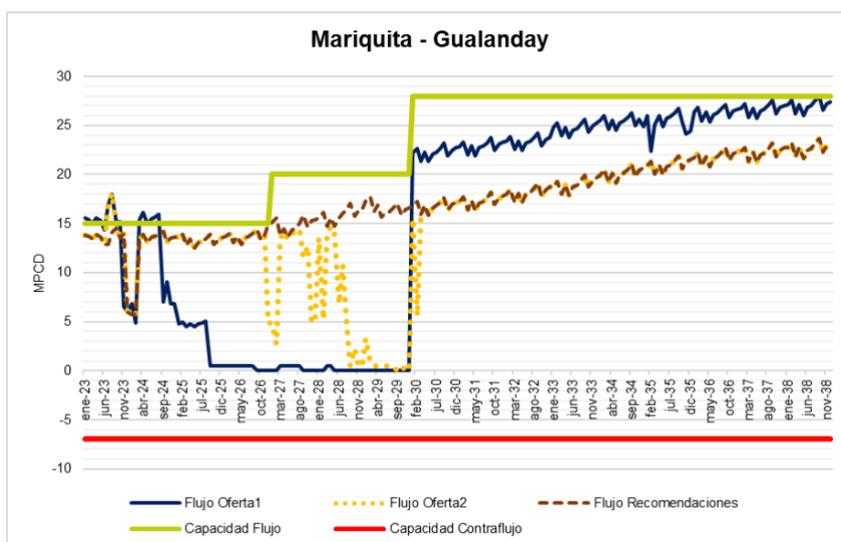
- Se debe realizar seguimiento a la oferta declarada anualmente entre activos de producción ubicados en los nodos que van desde Barranquilla a Barrancabermeja para garantizar los 170 MPDC de entrega en los dos sentidos.

b) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday

A través de este ducto se realiza el acceso de gas desde fuentes externas a toda la región Tolima-Huila para suplir la demanda de los nodos conectados al sistema que no es abastecida por los campos de producción locales. En todos los escenarios se observa un potencial aumento de capacidad mayor a 20 MPDC por demanda proyectada y menor estimación de oferta local.

- Se debe realizar seguimiento a la oferta y demanda de la región Tolima - Huila anualmente para establecer la posterior ampliación del IPAT adoptado previamente con capacidad no inferior a 20 MPDC en Gualanday.

Gráfico 7-3. Flujos de Transporte entre Mariquita - Gualanday

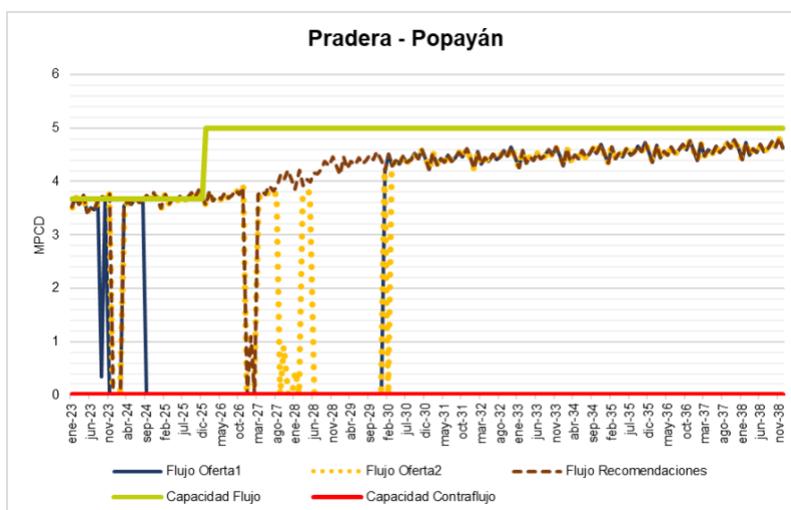


Fuente: Elaboración UPME

c) Ampliación de la capacidad de transporte del Ramal Jamundí hacia Popayán

Mediante este ducto se abastece toda la demanda de gas natural de municipios del Suroccidente del país desde el Valle del Cauca hacia el Cauca y alrededores. Se observa la necesidad de un potencial aumento de la capacidad adoptada no inferior a 3 MPCD en Popayán, por cambios en la demanda proyectada y la oportunidad de ampliar cobertura y nuevas conexiones para reemplazar el uso de leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes de acuerdo con la información descrita en el Plan Nacional de Sustitución de Leña¹¹.

Gráfico 7-4. Flujos de Transporte entre Pradera y Popayán



Fuente: Elaboración UPME

¹¹ Plan Nacional de sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes (CIAC). Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

Se ratifica proyecto adoptado con FPO anticipada (inferior a los 15 meses definidos previamente) considerando que la información operativa registrada durante 2023 sobre el volumen transportado en el tramo fue superior a la CMMP.

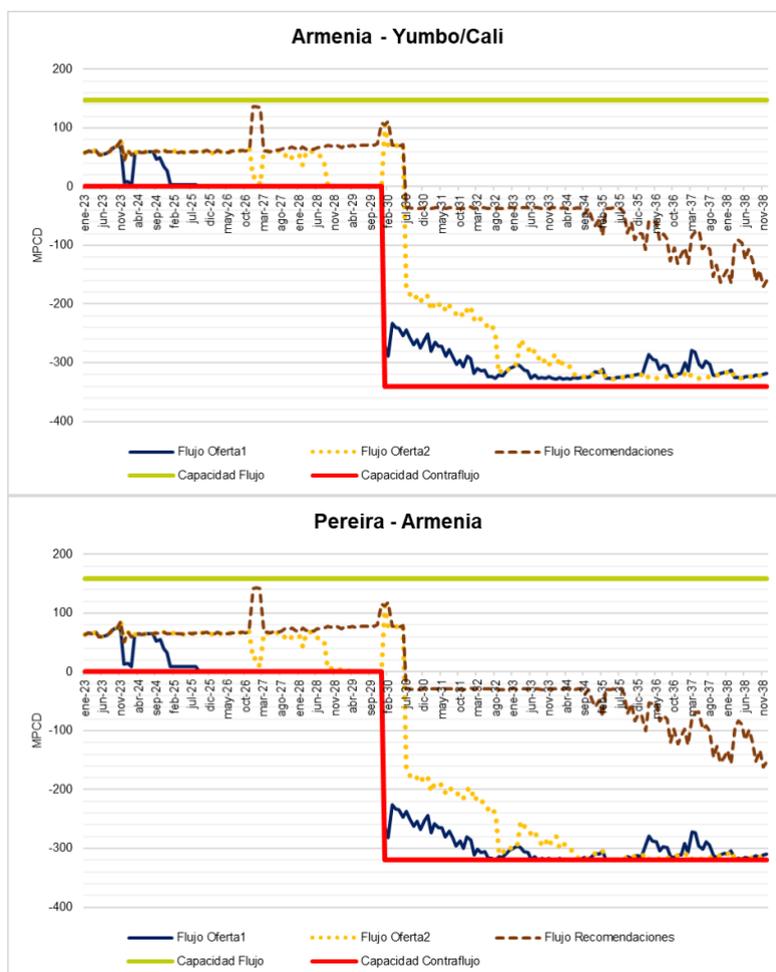
d) Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita con capacidad de entrega de 250 MPCD en Mariquita

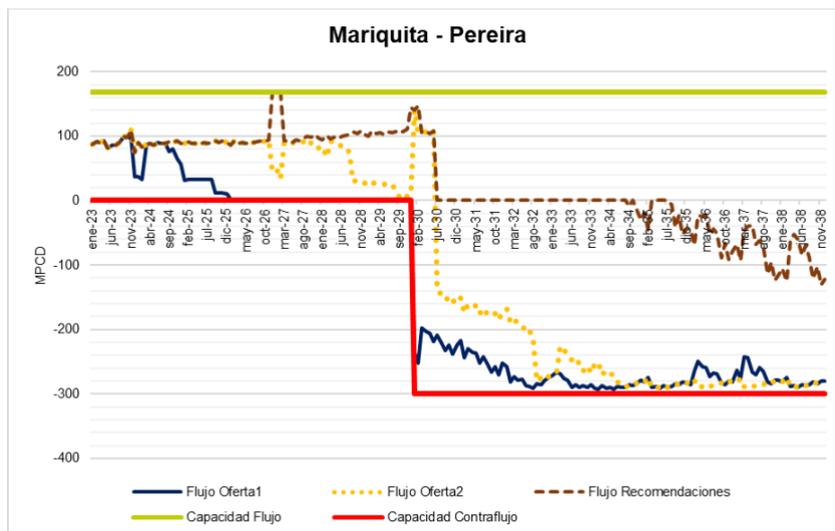
Se observa un potencial aumento de la capacidad mayor 250 MPCD en Mariquita según los escenarios de Oferta 1 y Oferta 2 por la entrada en operación de la Infraestructura de importación de Gas del Pacífico – IIGP y la declinación de oferta en el interior del país. En la medida en que se implemente un proyecto de conexión entre el Valle Inferior de Magdalena (VIM) y el Interior del país (Magdalena Medio) para posibilitar el acceso directo de gas desde la Costa Atlántica, los requerimientos de capacidad se mantendrían en el nivel adoptado, como se observa en el escenario Recomendaciones.

Por otra parte, se debe ampliar la extensión de la bidireccionalidad desde Mariquita hasta Vasconia para garantizar el flujo de gas por confiabilidad hacia los tramos ubicados al norte y oriente del país desde la IIGP, como se muestra más adelante.

- Se debe realizar seguimiento al avance de los proyectos citados.

Gráfico 7-5. Flujos de Transporte entre Yumbo/Cali - Mariquita





Fuente: Elaboración UPME

7.5.2. Nuevos Proyectos de Infraestructura de Gas Natural

Como proyectos de transporte, se presentan dos alternativas para ampliar la integración de la Costa Atlántica con el interior del país a través de una segunda conexión que vaya desde el Valle Inferior del Magdalena (VIM) al Magdalena Medio (MM), permitiendo completar anillo de confiabilidad entre los dos sistemas regionales junto a la bidireccionalidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja. Sumado a éste, se presenta un proyecto de entrada adicional a Bogotá desde el Magdalena Medio, alineado con la conexión VIM-MM que permita el abastecimiento y confiabilidad de la demanda con una capacidad similar a la entrada disponible desde Cogua-Sabana. Por último, se incluye el gasoducto para conectar Cúcuta al Sistema Nacional de Transporte (desde el Magdalena Medio).

A nivel de puntos de importación, se presentan los flujos de gas desde diversas ubicaciones situadas en la Costa Atlántica y Pacífica, incluyendo infraestructura ya instalada y contratada, conexión temprana al SNT y/o criterios de mayor confiabilidad y menor costo para abastecer nodos más alejados de la oferta disponible.

Estas medidas estratégicas buscan mejorar la confiabilidad y el abastecimiento hacia principales nodos de demanda ubicados en el interior, la cual se observa deficiente y con riesgos de potencial racionamiento en virtud de la declinación de la oferta y el crecimiento de la demanda en diferentes regiones.

a) Gasoducto Noroccidente: Conexión VIM – Interior

Este gasoducto permite conectar la oferta actual y futura del Valle Inferior del Magdalena, Sinú San Jacinto, hallazgos Offshore y gas importado desde la Costa Atlántica hacia el Magdalena Medio y desde ahí la conexión con los demás tramos de transporte regionales. Se estima una capacidad no inferior a 350 MPCD, para lo cual, se plantean dos alternativas de infraestructura mutuamente excluyentes:

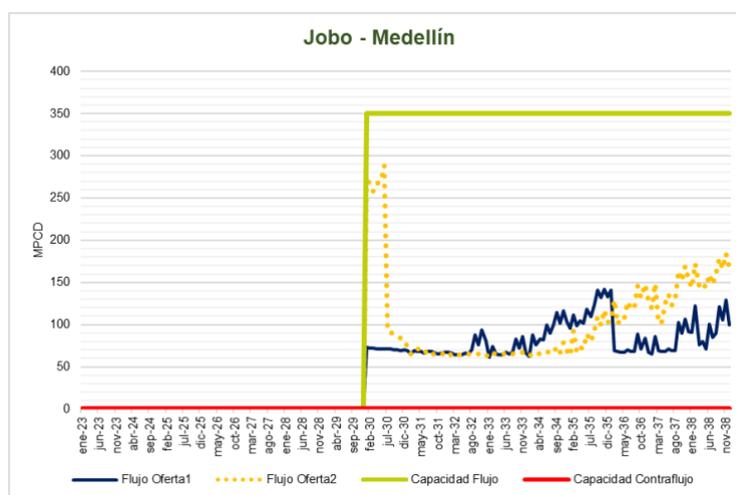
- **Opción 1:** Construcción de gasoducto Jobo-Medellín-Mariquita (FPO no superior a enero de 2030).
- **Opción 2:** Conexión Sincelejo-Coveñas-Vasconia (FPO inferior a diciembre de 2026).

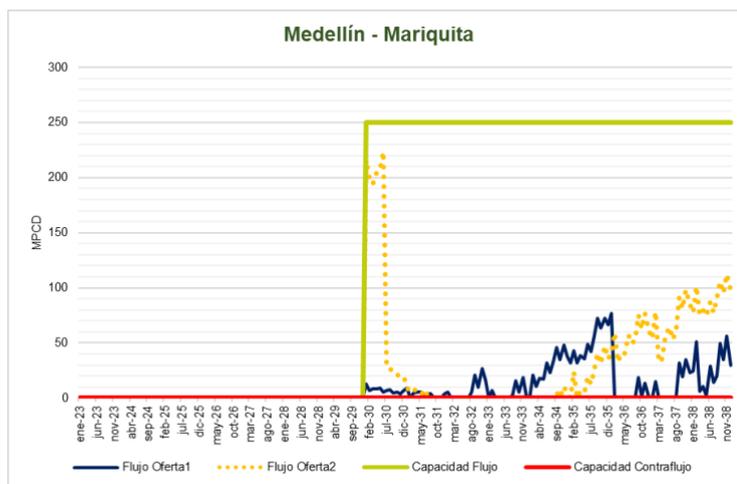
Mediante este proyecto y la implementación de nuevas inversiones en infraestructura existente, se aumenta la confiabilidad del SNT al posibilitar la redundancia necesaria entre las dos principales regiones de oferta y demanda nacional, Centro y Costa Atlántica, con lo cual se contribuye al cierre de un sistema anillado integrado con las bidireccionalidades y la interconexión entre Barranquilla y Barrancabermeja.

Se estima que la Opción 1 demanda más tiempo e inversión (descripción disponible en el Capítulo 8), y que no estaría disponible antes del 1T 2030, considerando los tiempos necesarios para su adopción, convocatoria, licenciamiento y obra constructiva. Esta opción fue evaluada bajo las condiciones de Oferta 1 y Oferta 2. De acuerdo con los resultados de simulación, esta infraestructura permitiría evitar déficit proyectado a partir de 2030, sin embargo, no estaría disponible para afrontar el déficit de oferta y transporte estimado a finales de 2026.

La Opción 2 requiere implementar una conexión a la entrada del proyecto desde los alrededores de Sincelejo hacia Coveñas para conectar con el SNT de gas natural (se estima una longitud entre 30 y 40 Km en línea recta entre la estación Majagual o la Estación de Compresión de Promigas y la Planta en Coveñas, como puntos de referencia), y otra conexión adicional a la salida del ducto en Vasconia con el SNT. Esta opción fue simulada en el *Escenario Recomendaciones* atendiendo a las necesidades de transporte anteriores a 2027.

Gráfico 7-6. Flujos de Transporte Conexión VIM – Interior mediante Gasoducto Jobo-Medellín-Mariquita





Fuente: Elaboración UPME

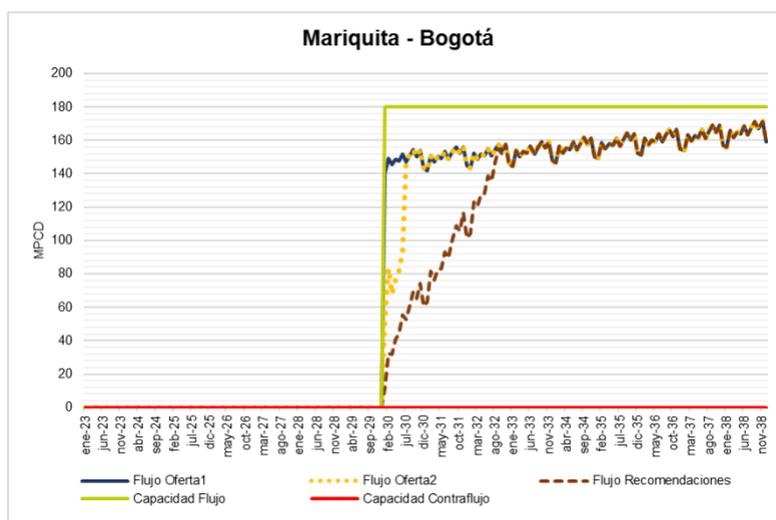
Gráfico 7-7. Flujos de Transporte Conexión VIM – Interior mediante Conexión Sincelejo-Vasconia



Fuente: Elaboración UPME

b) Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio (Tramo Mariquita-Vasconia)

La ciudad de Bogotá, como principal nodo de demanda del interior del país, no cuenta con alternativa de abastecimiento y confiabilidad con capacidad equivalente a la dispuesta en el tramo Cogua-Sabana. De igual forma, la declinación de la oferta proveniente de los campos de los Llanos Orientales hace insuficiente el abastecimiento de la demanda en el mediano plazo mediante la conexión actual.

Gráfico 7-8. Flujos de Transporte de la Conexión Mariquita - Bogotá

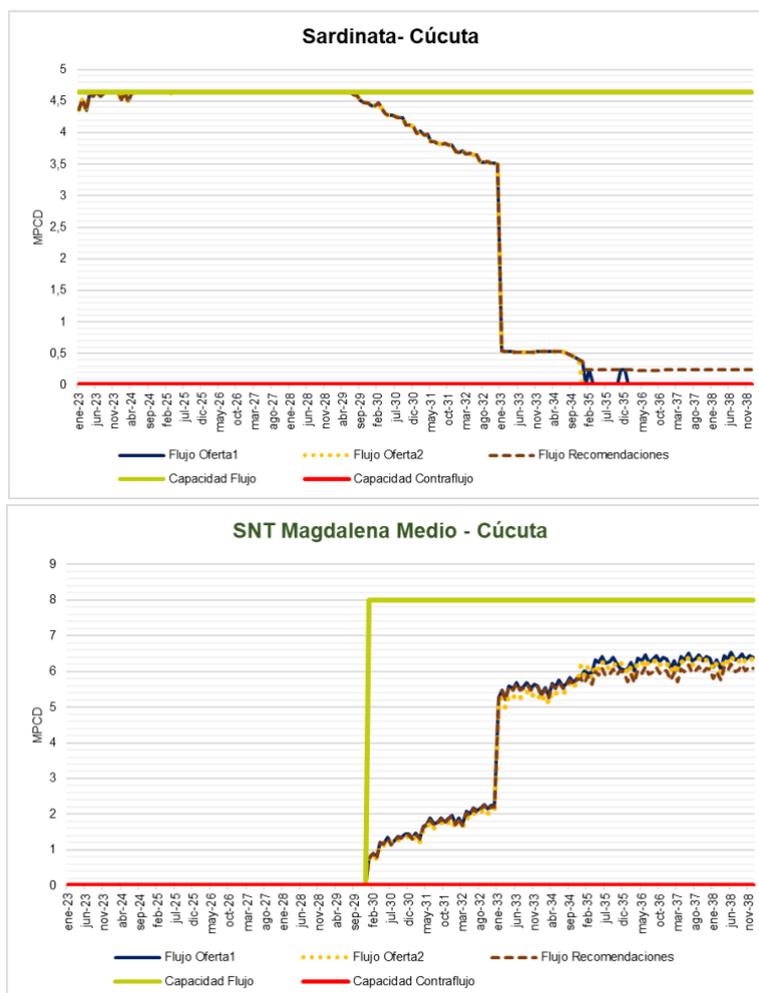
Fuente: Elaboración UPME

Considerando la entrada de flujo de proyectos recomendados desde el Suroccidente (IIGP) y el Noroccidente (Conexión VIM - Magdalena Medio) se recomienda adoptar proyecto para entrada en operación no superior a 2030, con una capacidad no inferior a 180 MPCD. La estimación de costos se presenta en el Capítulo 8.

c) Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio (Tramo Barrancabermeja - Ballena)

Sobre la situación actual de la ciudad de Cúcuta en relación con la prestación del servicio de gas natural, se observa que si bien cuenta con un sistema aislado de conexión (campos Tibú, Sardinata, entre otros), no tiene suficiente confiabilidad de suministro en el mediano plazo, lo que impacta el abastecimiento y crecimiento de la demanda. Además, varios municipios del área metropolitana y más de veinte (20) municipios de Norte de Santander, no cuentan con servicio de gas natural, lo que implica un potencial aumento de demanda y bienestar en la región. El riesgo de desabastecimiento de esta zona en los próximos años en razón a la declinación de los campos de producción de gas natural exigiría el suministro desde fuentes externas. El balance entre el flujo de oferta y la demanda para esta región se presenta el Gráfico 7-9, mientras en el Capítulo 8 se estiman costos y beneficios potenciales del proyecto.

Gráfico 7-9. Flujos de Transporte desde Sardinata y la Nueva Conexión SNT a Cúcuta



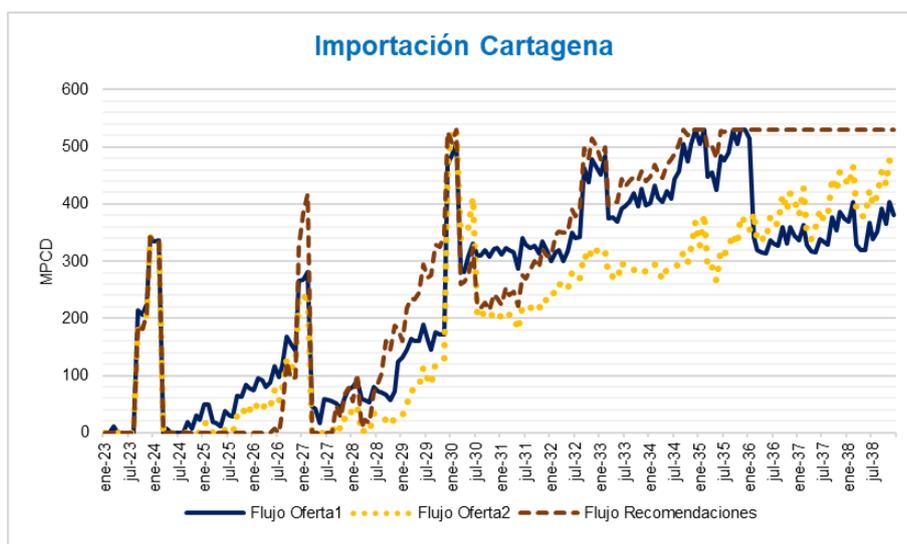
Fuente: Elaboración UPME

Considerando la declinación de producción de campos locales en el mediano plazo abastecidas desde el tramo Sardinata-Cúcuta, y la oportunidad de abastecer la demanda de gas de diferentes comunidades sin acceso por red de transporte, se recomienda adoptar el proyecto de conexión al SNT desde el Magdalena Medio para entrada en operación no posterior a 2030.

d) Importación en Cartagena con conexión a SNT Costa Atlántica

De acuerdo con el análisis comparativo observado entre los flujos tomados del sistema desde los diferentes puntos de importación analizados, en el cual se asumen precios de importación equivalentes al interior del modelo de precios, las diferencias más representativas en las cantidades de gas tomadas se asocian a las distancias individuales respecto a principales puntos de consumo. Considerando el potencial déficit de oferta nacional, se requeriría ampliar la capacidad de importación desde Cartagena no inferior a 130 MPCD abierta a la demanda de todos los sectores de consumo a partir de 1T 2027.

Gráfico 7-10. Flujos de Importación desde Cartagena con Conexión a SNT



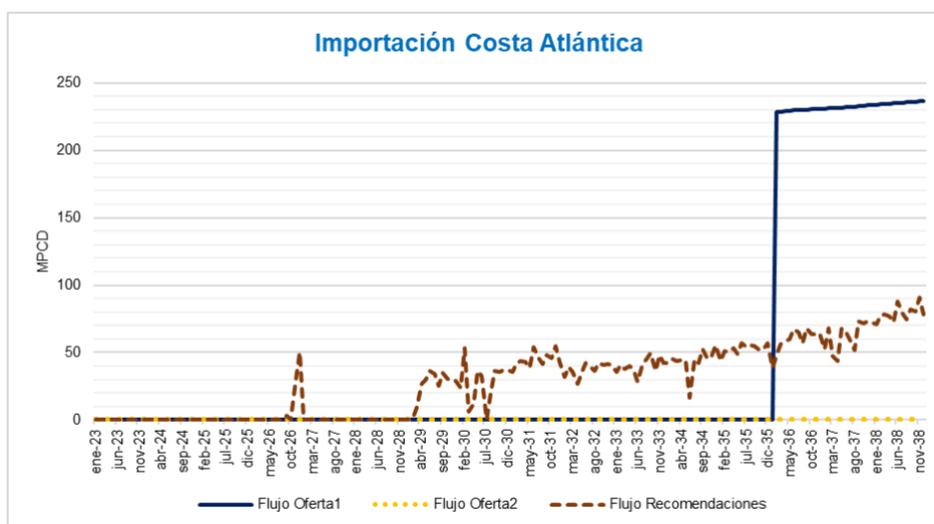
Fuente: Elaboración UPME

e) Importación en la Costa Atlántica con conexión a SNT

Considerando el potencial déficit de oferta nacional en el corto plazo, se observa la necesidad de diversificar y ampliar la capacidad de importación desde un punto en la Costa Atlántica con conexión directa al Sistema Nacional de Transporte y disponibilidad de flujo hacia el interior del país a partir de 1T 2025, la cual se requiere abierta a todos los sectores de consumo y con una capacidad de entrega entre 50 y 150 MPCD por motivos a abastecimiento y confiabilidad.

Esta importación puede hacerse con oferta de gas natural en: i) estado líquido, la cual demanda infraestructura de regasificación (proyectos adoptados por el PAGN o iniciativas privadas) o ii) estado gaseoso desde Venezuela, la cual, de acuerdo con la información disponible, requiere adelantar y asegurar aspectos contractuales, operativos e inversiones en la infraestructura existente a través del gasoducto transnacional Antonio Ricaurte.

Gráfico 7-11. Flujos de importación desde Costa Atlántica con Conexión a SNT



Fuente: Elaboración UPME

f) Infraestructura de importación de gas del Pacífico – IIGP

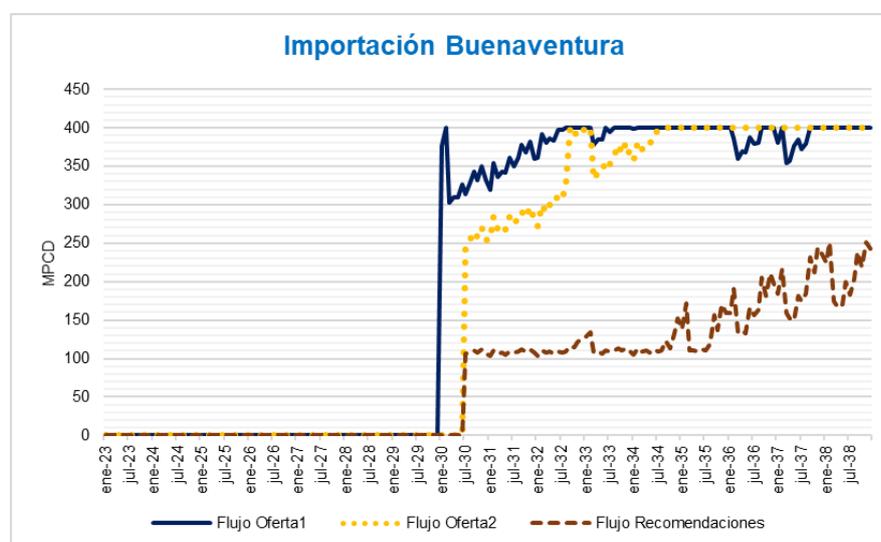
Este proyecto hace parte de la infraestructura de gas natural adoptada previamente mediante Resolución MME 40304 de 2020. Integra una planta con capacidad de regasificación no menor a 400 MPCD y de almacenamiento no inferior a 170000 m³ de GNL ubicada en el puerto de Buenaventura y un Gasoducto nuevo entre Buenaventura un punto de conexión al SNT en Yumbo con capacidad de entrega no inferior a 400 MPCD al SNT.

En cumplimiento de la normatividad, la UPME ha realizado dos convocatorias para la selección de un inversionista para su construcción, denominadas UPME GN 001 2020 y UPME GN 001 de 2022, las cuales, si bien han sido declaradas desiertas, de acuerdo con la evaluación realizada con la nueva información de oferta y demanda a nivel nacional, se reafirma la necesidad de este proyecto por abastecimiento para las regiones del Interior del país y por confiabilidad a nivel nacional.

Se recomienda ejecutar este proyecto para entrada en operación no superior a 1T 2030 con capacidad no inferior a 400 MPCD. Sin embargo, de contarse con la entrada del proyecto de conexión desde el Noroccidente del país (Conexión VIM - Magdalena Medio) y de oferta adicional desde la Costa Atlántica (ya sea nacional o importada), la capacidad estimada por abastecimiento en el período entre 2030 hasta 2034, según el escenario final evaluado, sería alrededor de 150 MPCD, por lo cual, mediante la realización de análisis posteriores se podrían plantear cambios en la estructuración del proyecto, orientados a la ejecución de nueva convocatoria que permita asegurar la entrada temprana de volúmenes inferiores a la capacidad total adoptada.

Toda la información asociada a este proyecto se encuentra disponible al público a través de diversos documentos publicados en la página web de Convocatorias de gas natural de la UPME¹².

Gráfico 7-12. Flujos de Importación desde IIGP hacia Conexión Yumbo/Cali

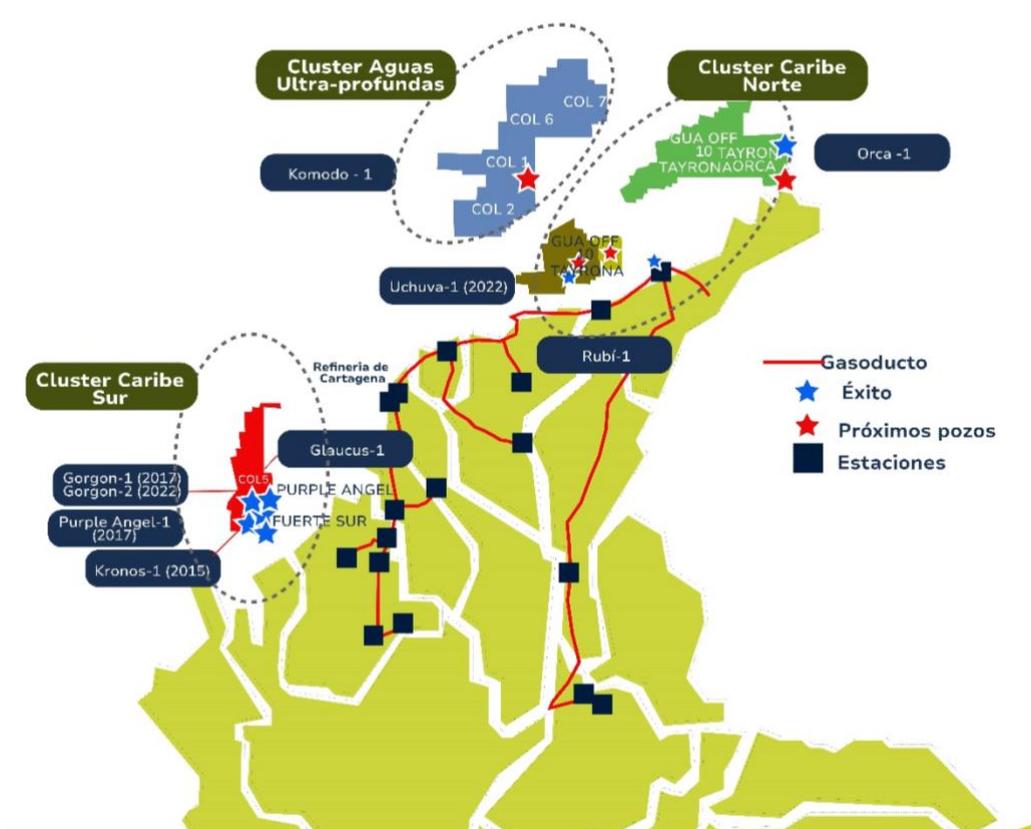


g) Conexiones en tierra de hallazgos OFFSHORE al SNT

En consideración del Artículo 4 de la Ley 2128 de 2021, se deben incluir en el Plan de Abastecimiento los proyectos necesarios para la conexión al Sistema Nacional de Transporte de gas natural proveniente de los hallazgos offshore. La potencial oferta derivada de este tipo de proyectos ingresaría al SNT a través de conexiones en la Costa Atlántica, desde clústeres ubicados en el Caribe, denominados Norte, Sur y Aguas ultra-profundas (Ver Gráfica 7-13).

En la medida en que los proyectos de esta naturaleza descritos en el Informe de Recursos y Reservas 2023 de la ANH no reportan aún cantidades de gas a nivel de reservas probadas, probables y posibles, y que a la fecha, no se tiene confirmación de decisiones finales de inversión, se recomienda realizar seguimiento al cronograma de avances de los diferentes proyectos para establecer la ubicación específica de los tramos de conexión, capacidades y FPO, según características declaradas por los operadores.

Gráfico 7-13. Ubicación de proyectos Costa Afuera con recursos potenciales de gas natural



Fuente: Elaboración UPME con información Empresas Operadoras

7.5.3. Nuevas Inversiones en Sistemas de Transporte Existentes

En esta sección se describen los principales hallazgos identificados a nivel de capacidades y direccionalidades en tramos troncales existentes del sistema nacional de transporte, en atención a los diferentes escenarios de oferta modelados y su integración con los nuevos proyectos de infraestructura descritos previamente.

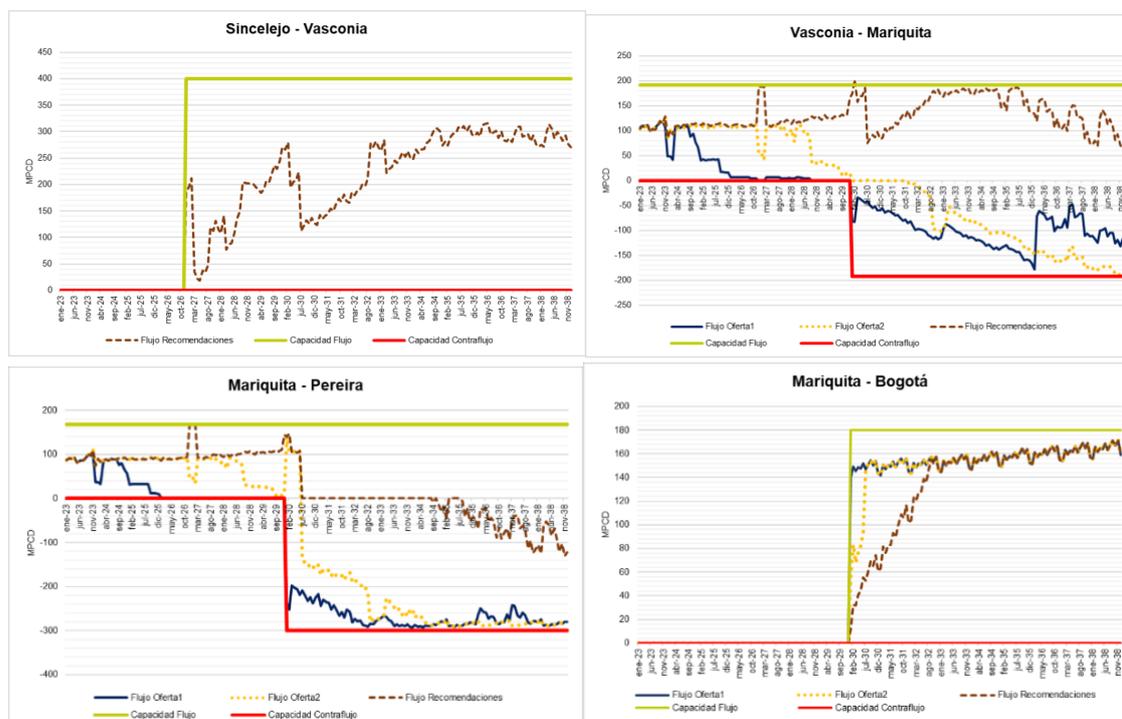
En cada caso se presenta una recomendación final en cuanto a la inclusión del proyecto descrito a nivel de ejecución y/o seguimiento, atendiendo la incertidumbre creciente a medida que aumenta la ventana de tiempo de observación y los cambios que puedan presentarse en el corto y mediano plazo a nivel de oferta local y regional.

a) Bidireccionalidad del tramo Vasconia - Mariquita

La capacidad de transporte declarada actualmente desde Mariquita hacia Vasconia es nula. Considerando las recomendaciones dadas de entrada de flujo desde el Suroccidente (IIGP) y el Noroccidente (Conexión VIM - Magdalena Medio) se requiere ampliar la capacidad bidireccional del tramo por abastecimiento y confiabilidad.

Se recomienda adoptar el proyecto en articulación con IPAT adoptado "Bidireccional Yumbo - Mariquita" y los nuevos proyectos de Conexión VIM – Interior y Conexión SNT Magdalena Medio - Bogotá. Se estima una capacidad de transporte no inferior a 192 MPCD.

Gráfico 7-14. Flujos de Transporte asociados al Tramo Vasconia-Mariquita



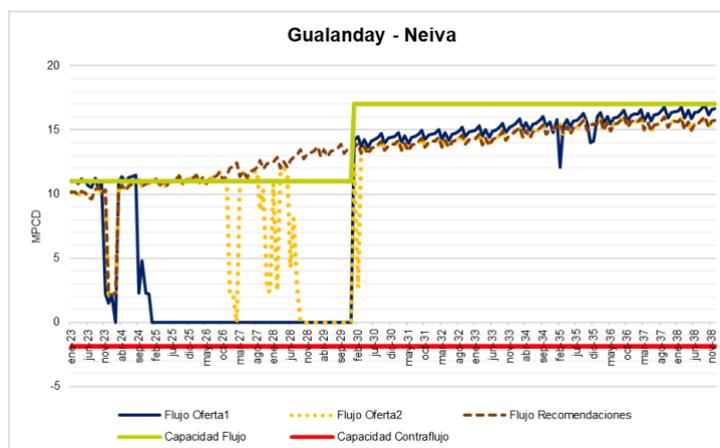
Fuente: Elaboración UPME

b) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva

En atención al crecimiento de la demanda proyectada en la región Tolima - Huila y a una menor estimación de la oferta local por la declinación de los campos productores, se observa la necesidad de aumentar la capacidad de transporte actual.

Se recomienda adoptar proyecto para entrada en operación en 1T 2026 con capacidad no inferior a 17 MPCD.

Gráfico 7-15. Flujos de Transporte asociados al Tramo Gualanday-Neiva



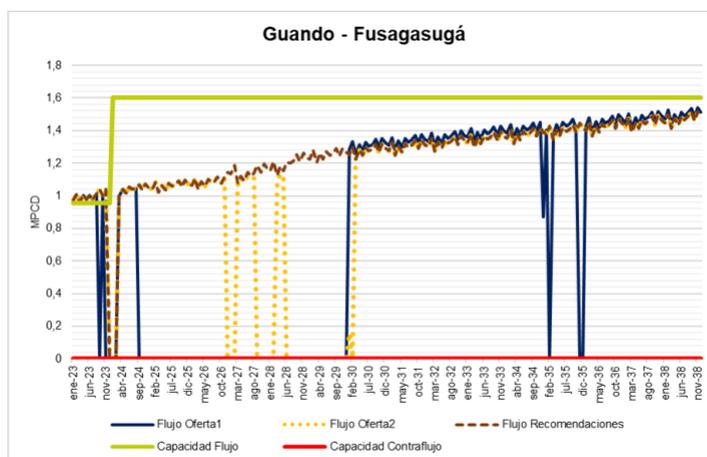
Fuente: Elaboración UPME

c) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando – Fusagasugá

Se requiere el aumento de capacidad de transporte en el tramo Guando – Fusagasugá en atención al crecimiento de la demanda proyectada, la cual se evidencia en los flujos registrados durante el 2023, superiores a la capacidad máxima de mediano plazo actual.

Se recomienda adoptar proyecto para entrada en operación en 2024 con capacidad no inferior a 1,6 MPCD.

Gráfico 7-16. Flujos de Transporte asociados



Fuente: Elaboración UPME

d) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Cartagena – Sincelejo

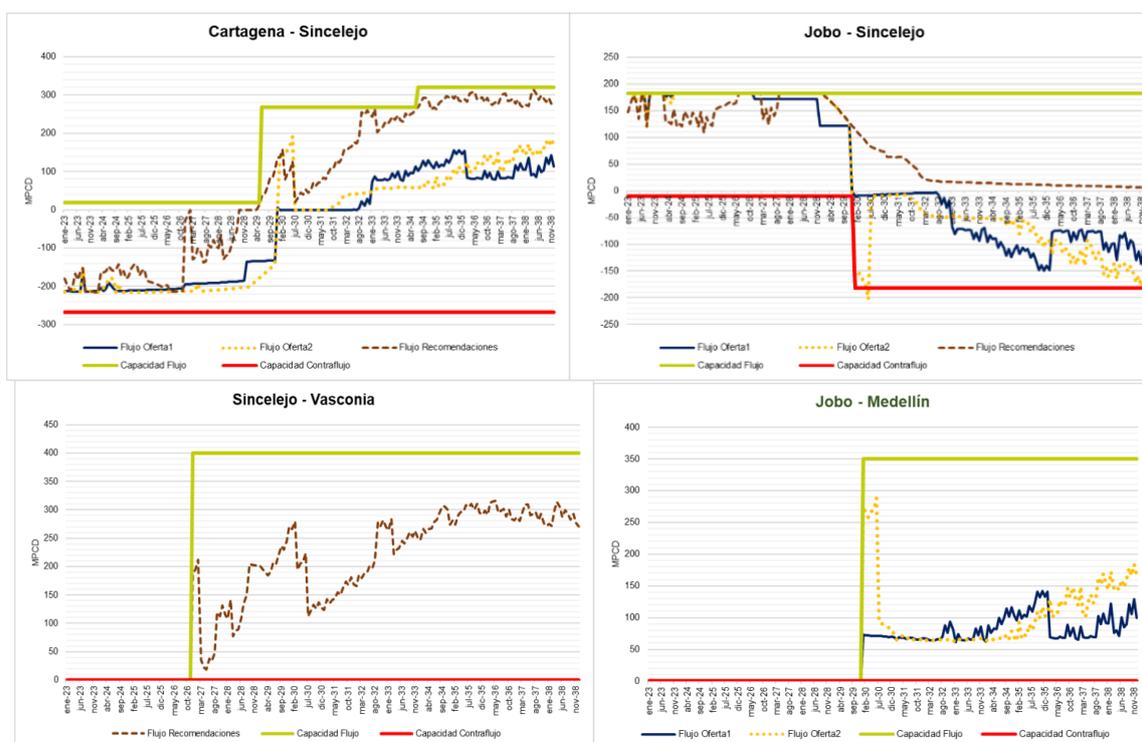
Este proyecto asociado está sujeto a la entrada en operación de la conexión Noroccidente entre VIM - Interior (Opciones 1 o 2) descrito previamente, necesario para habilitar la oferta adicional que pueda estar disponible en la Costa Atlántica desde Cartagena hacia el interior. La FPO y la capacidad dependen de la alternativa adoptada y del agotamiento futuro de la oferta local entre Sincelejo y Jobo.

En el caso de la Opción 1 (Conexión Jobo-Medellín-Mariquita), asociada a los escenarios de Oferta 1 u Oferta 2, se estima FPO a partir de 2030 con capacidad no inferior a 200 MPCD. Esta alternativa implicaría a su vez, adelantar modificaciones simultáneas en el tramo Sincelejo – Jobo, como se explicará más adelante.

En el caso de la Opción 2 (Conexión Sincelejo-Vasconia), la FPO estimada es el 2T de 2029 con capacidad inicial no inferior a 267 MPCD. En este caso, no se requeriría en el momento modificación en el tramo Jobo-Sincelejo. Sin embargo, habría que realizar seguimiento a la oferta concentrada en el nodo Jobo para abastecer la demanda local.

Se recomienda adoptar el proyecto en articulación con conexión VIM-Interior, para entrada en operación en 2029 con capacidad inicial no inferior a 267 MPCD.

Gráfico 7-17. Flujos de Transporte asociados al Tramo Cartagena-Sincelejo



Fuente: Elaboración UPME

e) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Sincelejo - Jobo

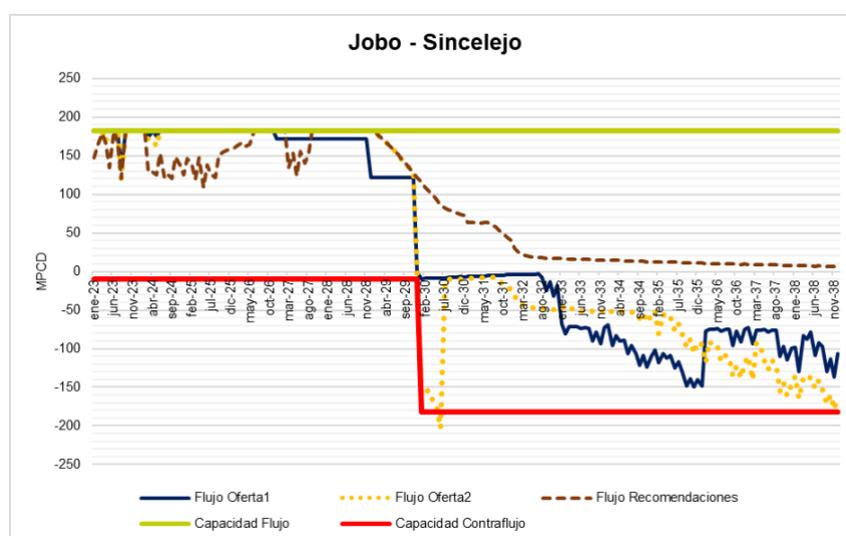
Proyecto asociado a la entrada en operación de la conexión Noroccidente entre VIM – Interior (Opciones 1 o 2). La FPO y la capacidad de transporte están sujetas a la alternativa adoptada y al agotamiento de la oferta local entre Sincelejo y Jobo.

En el caso de la Opción 1 (Conexión Jobo-Medellín-Mariquita), la bidireccionalidad de este tramo se requeriría a partir de 2030 con capacidad no inferior a 180 MPCD para posibilitar el flujo de gas desde la Costa Atlántica hacia el interior del país.

En cuanto a la Opción 2 (Conexión Sincelejo-Vasconia), no se evidencia la necesidad de implementar cambios en el mediano plazo en el tramo Sincelejo-Jobo.

Se recomienda realizar seguimiento a la oferta de gas declarada por los campos conectados a este tramo para establecer posterior FPO con fines de abastecimiento de la regional.

Gráfico 7-18. Flujos de Transporte asociados al Tramo Jobo – Sincelejo



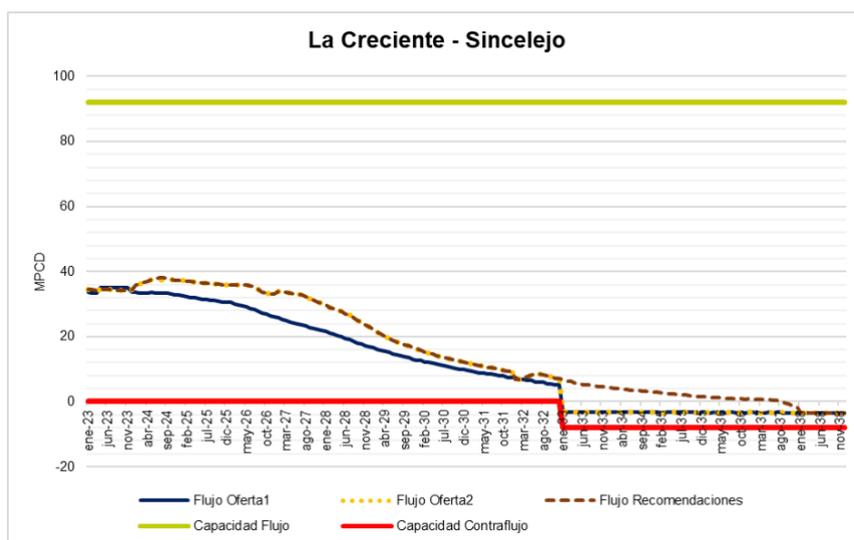
Fuente: Elaboración UPME

f) Bidireccionalidad en el tramo La Creciente - Sincelejo

La declinación proyectada de la oferta local hacia el final del período de análisis hace insuficiente el abastecimiento de la demanda de los nodos conectados a lo largo del tramo.

Se recomienda realizar seguimiento a la oferta de los campos locales declarada anualmente para establecer FPO y capacidad de transporte, la cual se estima temporalmente no inferior a 10 MPCD.

Gráfico 7-19. Flujos de Transporte asociados



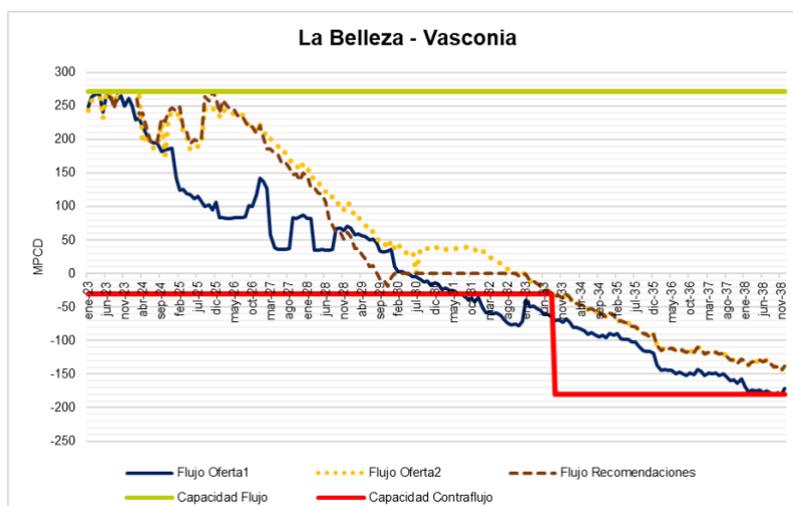
Fuente: Elaboración UPME

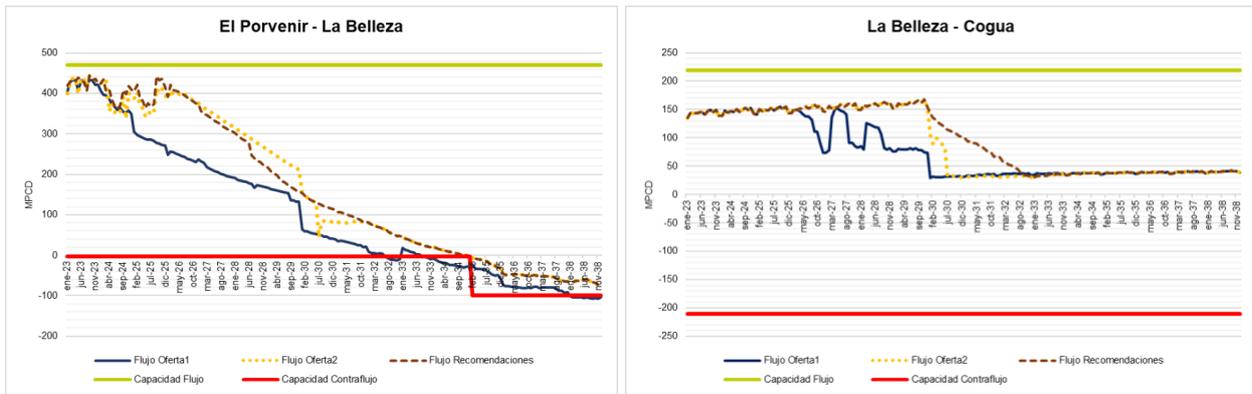
g) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Vasconia - La Belleza

La declinación proyectada de la oferta proveniente de los campos de los Llanos Orientales hacia los primeros años de la próxima década resulta insuficiente para el abastecimiento de la demanda de los nodos conectados a lo largo del sistema Cusiana - El Porvenir - La Belleza (como los gasoductos GBS y La Belleza-Cogua-Sabana).

Se estima una ampliación de capacidad de transporte en dirección Vasconia – La Belleza no inferior a 200 MPCD para abastecer demanda de nodos conectados en La Belleza. Se recomienda realizar seguimiento a la oferta de la región CENTRAL declarada anualmente para establecer FPO.

Gráfico 7-20. Flujos de Transporte asociados al Tramo La Belleza - Vasconia





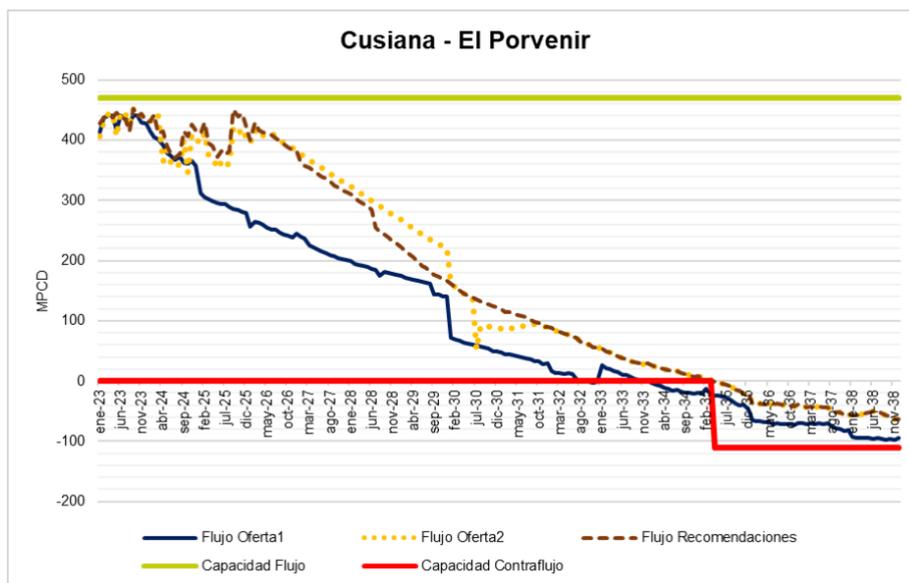
Fuente: Elaboración UPME

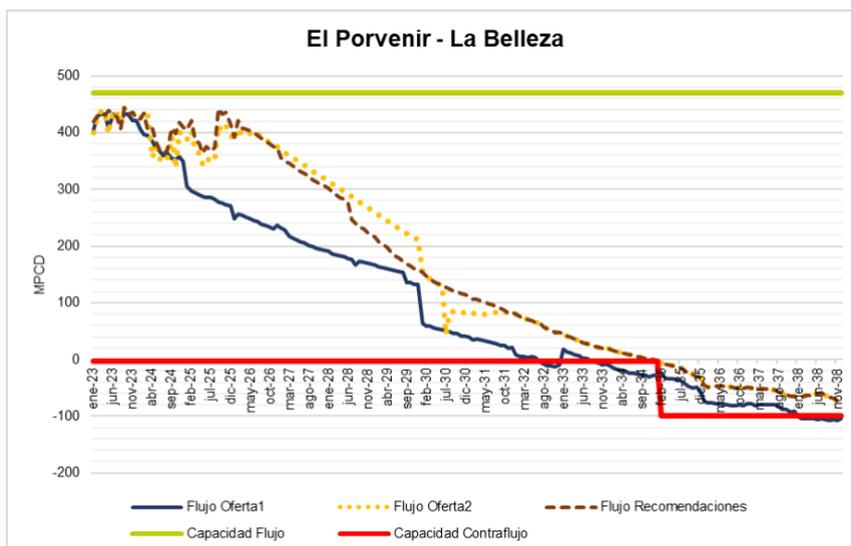
h) Bidireccionalidad en los tramos Cusiana - El Porvenir - La Belleza

La declinación de la oferta proveniente de los campos de los Llanos Orientales descrita en el literal anterior, hace insuficiente el abastecimiento de la demanda de los nodos conectados a lo largo del sistema Cusiana - El Porvenir - La Belleza y Cusiana - Apiay (así como otros tramos conectados a Apiay).

Se debe realizar seguimiento a la oferta de la región CENTRAL declarada anualmente para establecer FPO. Se estiman temporalmente requerimientos de capacidad de transporte no inferiores a 100 MPCD a partir de 2035 en dirección La Belleza - El Porvenir – Cusiana.

Gráfico 7-21. Flujos de Transporte asociados al Tramo Cusiana - El Porvenir – La Belleza





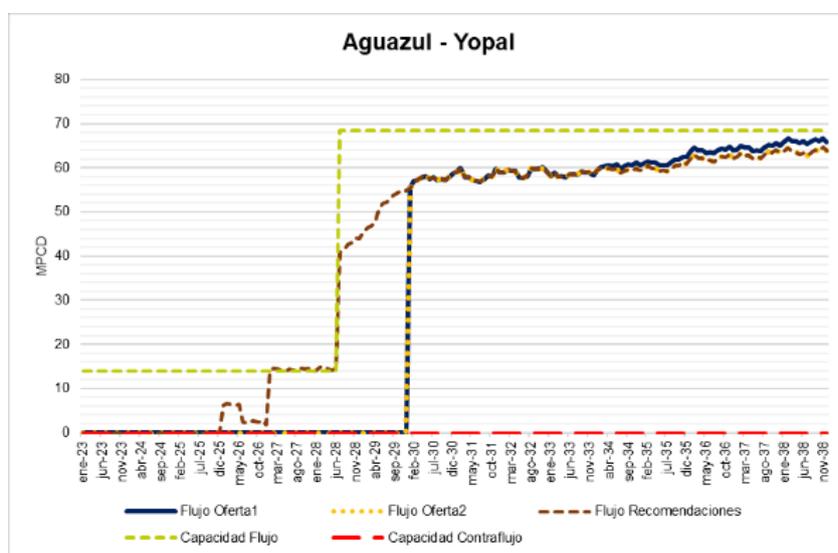
Fuente: Elaboración UPME

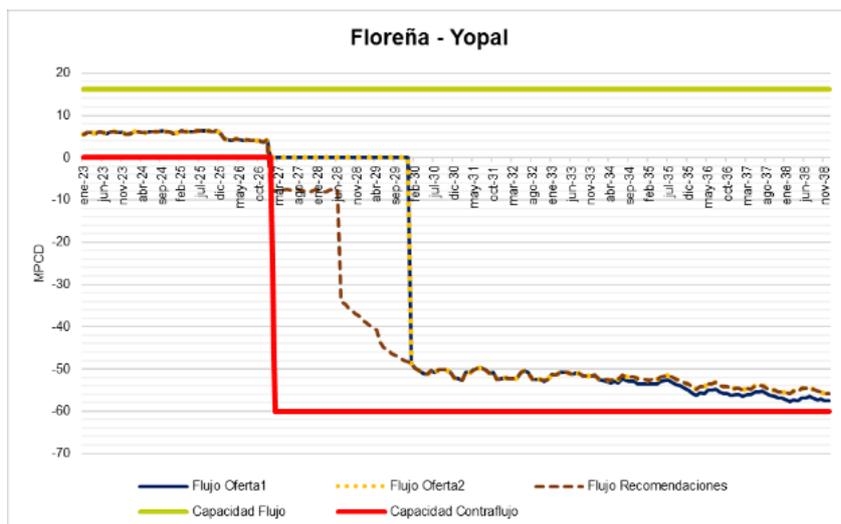
i) Ampliación de capacidad de transporte Aguazul - Yopal y bidireccionalidad Yopal – Floreña

La declinación estimada de la oferta en el nodo Floreña en contraste con la proyección de la demanda de la región, particularmente para el abastecimiento de demanda térmica, exigirían el acceso creciente de gas natural desde fuentes de suministro externas.

En la actualidad se estima un requerimiento de capacidad no inferior a 60 MPCD a partir de 2028 desde Aguazul hacia Yopal y un cambio en la direccionalidad de Yopal hacia Floreña desde finales de 2026. Se debe realizar seguimiento a la oferta declarada anualmente asociada a los nodos Yopal y Floreña para establecer FPO y capacidades mínimas.

Gráfico 7-22. Flujos de Transporte asociados a los Tramos Aguazul-Yopal y Floreña-Yopal





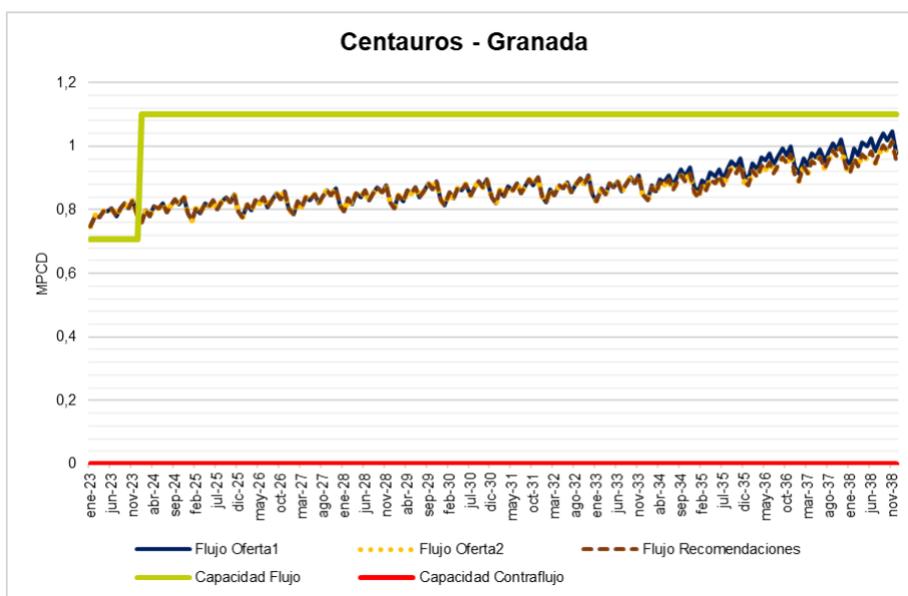
Fuente: Elaboración UPME

j) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada

Se requiere el aumento de capacidad en atención al crecimiento de la demanda proyectada en los nodos asociados al tramo.

Se recomienda adoptar el proyecto para entrada en operación en 2024, considerando reportes de volumen transportado superiores a CMMP registrados durante 2023.

Gráfico 7-23. Flujos de Transporte asociados al Tramo Centauros - Granada



Fuente: Elaboración UPME

k) Conexiones de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio

En atención a la declinación de producción de los campos productores en el corto plazo de los cuales se abastece la demanda de gas de diferentes comunidades vulnerables (nodos alrededor del Magdalena Medio de Santander, Antioquia y Sur de Bolívar), conectadas a los sistemas de Ramales Aislados, se recomienda adoptar los proyectos de conexión al SNT para el abastecimiento y confiabilidad en la prestación del servicio público de gas domiciliario. Esto incluye los ramales: Yariguíes – Puente Sogamoso, Yariguíes – Puerto Wilches, Cantagallo – Cantagallo, Cantagallo – San Pablo, Corregimiento Brisas de Bolívar, San Vicente de Chucurí y Ramal Galán – Casabe – Yondó. Para establecer costos y FPO específicos de cada proyecto, se deben adelantar estudios posteriores a nivel de ingeniería de detalle con el transportador incumbente.

7.5.4. Componentes de la Oferta para abastecer la Demanda de Gas Natural

En el Gráfico 7-24 se muestra el déficit de abastecimiento estimado para los diferentes escenarios de oferta propuestos. Se observa claramente que los escenarios de Oferta 1 y 2 son deficitarios respecto a la demanda media, mientras que la integración de las recomendaciones descritas en el Escenario Final permitiría evitar racionamientos en el suministro de gas a lo largo del período.

Es pertinente resaltar que el pico de déficit proyectado al inicio del período de evaluación (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 realizado desde la Comisión Asesora, de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País (CACSSSE).

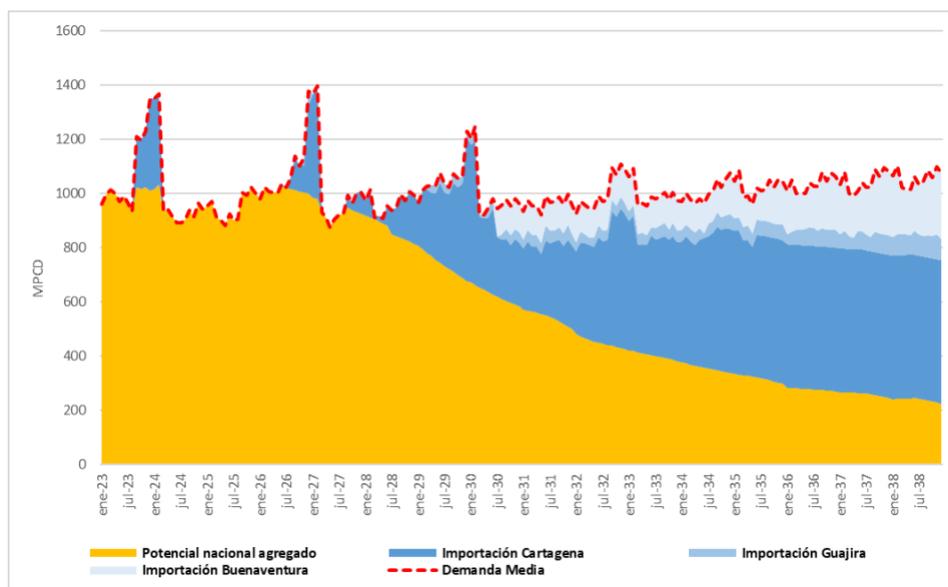
En el Gráfico 7-25 se muestran los componentes desagregados de la oferta estimada para abastecer la demanda nacional según la fuente de suministro, incluyendo el potencial nacional agregado (descrito en la oferta 2) y las alternativas de suministro vía importación.

Gráfico 7-24. Déficit de Abastecimiento Estimado para los Escenarios de Oferta Evaluados



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 7-25. Componentes de la Oferta del Escenario Recomendaciones



Fuente: Elaboración UPME

7.6. Indisponibilidad y Demanda Desabastecida Esperada - Análisis de Confiabilidad

La confiabilidad se toma como el resultado de asegurar el sistema ante fallas, y, por efecto de estas, se debe procurar minimizar el valor esperado de la demanda no abastecida (VEDNA). Las hipótesis en que se basa el cálculo son las siguientes:

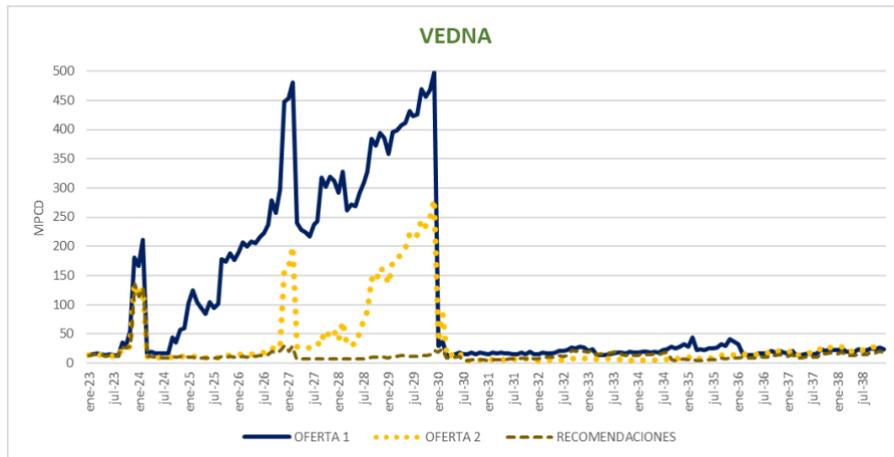
- Se parte de las indisponibilidades que tiene cada fuente y tramo.
- Dos tramos excluyentes tienen independencia en cuanto a su frecuencia de fallas
- Debido a que la falla de dos o más tramos es pequeña comparada con la falla de un tramo, solo se considera el espacio muestral comprendido por la falla de 0 a 1 elementos.

La ecuación 26 muestra el cálculo que se utiliza para calcular la demanda no abastecida:

$$VEDNA = \frac{(\prod_{j=1}^N (1-I_j)) Dem_0 + \sum_{i=1}^N \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N (1-I_j) \right) I_i Dem_i}{\prod_{j=1}^N (1-I_j) + \sum_{i=1}^N \left(\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N (1-I_j) \right) I_i} \quad (26)$$

Aquí, I_j representa la indisponibilidad del tramo j . Dem_0 representa la demanda desabastecida en caso de no fallas. En este caso, esta demanda no es nula, ya que, por retrasos en los proyectos de infraestructura, hay demanda por abastecimiento que no se puede entregar. En la figura se puede presenciar el efecto de Dem_0 al principio del análisis; Dem_i representa la demanda desabastecida por efecto de la falla del elemento i , bien sea un tramo o una fuente.

Gráfico 7-26. Déficit Estimado por Concepto de Confiabilidad para los Escenarios Evaluados.



Fuente: Elaboración UPME

8. Alternativas de Infraestructura de Gas Natural

En esta sección se presenta una breve descripción de propuestas alternativas para ampliar la oferta de gas natural en el mercado nacional. En particular, en la medida en que estos proyectos corresponden a infraestructura en diversas fases de desarrollo en cuanto a su formulación, ingeniería básica y financiación, de las cuales no se tiene certeza absoluta de su desarrollo a través de decisión final de inversión o fecha de puesta en construcción y operación, el potencial de oferta descrito no se encuentra incluido en las proyecciones estimadas en los escenarios de oferta propuestos.

Por otra parte, el MME, por medio de la Resolución 40304 del 2020 y partiendo de los PAGN expedidos por la UPME en sus versiones 2017 y 2020, adoptó la Infraestructura de Importación en el Pacífico como un proyecto necesario para garantizar las premisas de seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio público de Gas natural, en línea con lo establecido en el Decreto 2345 de 2015.

Con lo anterior presente, y en cumplimiento de las funciones delegadas a la UPME a través del Decreto 2345 de 2015, desde esta entidad se inició la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos, expedidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En particular, en el 2020 la UPME dio aplicación a la normatividad expedida por la CREG por medio de la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020. Del mismo modo, en 2022 se aplicó la regulación por medio de la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2022.

El objeto de estas convocatorias era el de seleccionar al inversionista que llevaría a cabo el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Infraestructura de Importación de Gas en el Pacífico. Sin embargo, en octubre de 2021 y agosto de 2023 respectivamente, se declararon desiertas las convocatorias por la ausencia de propuestas por parte de inversionistas.

La no adjudicación de este proyecto generó un mayor grado de incertidumbre sobre la disponibilidad de Gas natural para la atención plena de las necesidades de la demanda y, por consiguiente, se debe de pensar en una serie alternativas de infraestructura de mediano plazo que promuevan la seguridad de abastecimiento y confiabilidad. Lo anterior con el fin de evitar, o en el mejor de los casos, reducir la posibilidad de someter la demanda de este producto a un racionamiento, el cual representaría mayores pérdidas de bienestar y económicas a la sociedad y por consiguiente al país.

Finalmente, se precisa que, independientemente de la alternativa seleccionada, el garantizar la disponibilidad de este energético contribuye a la reducción de los picos de precios y la volatilidad en los costos de la generación de energía eléctrica en momentos de presencia del Fenómeno del Niño. Esto, en razón a que se incentiva el Gas natural como energético para generación de energía eléctrica a un precio más económico en comparación con su contraparte que son los combustibles líquidos, los cuales se han venido utilizando tradicionalmente en el parque térmico del interior del país. Adicionalmente, resulta necesario resaltar que el uso de Gas natural en el sector térmico tiene un beneficio socioambiental por la reducción de la contaminación en la emisión de material particulado.

8.1. Almacenamientos Estratégicos

Esta alternativa busca asegurar el suministro continuo y oportuno del gas, incluso en situaciones de emergencia, crisis o fluctuaciones del mercado. El almacenamiento estratégico tendrá una participación crucial en la gestión de riesgos y en la capacidad de respuesta ante eventos imprevistos, contribuyendo a mantener la continuidad de operaciones y a mitigar posibles impactos negativos.

Específicamente, se busca el almacenamiento de GNL en tanques criogénicos, con una terminal de regasificación a mediana escala, ubicados en puntos estratégicos del sistema, identificados en aquellas regiones donde se han presentado casos de demanda no atendida ante alguna novedad en el sistema de producción o transporte.

Actualmente el Decreto 10380 de 2022 establece que los proyectos de infraestructura de almacenamiento estratégico se pueden cofinanciar con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento (FECF), previo cumplimiento de los requisitos de la Resolución UPME No. 465 de 2022 *“Por la cual se establecen los requisitos de presentación de los proyectos de infraestructura que requieran cofinanciación del Fondo Especial Cuota de Fomento, se adopta la metodología aplicable para la evaluación de los mismos y se adopta la metodología para el cálculo del índice de priorización”*.

8.2. Infraestructura de Importación de Gas natural – Venezuela y Alternativas

Actualmente, existe un gasoducto de conexión binacional con Venezuela a través del gasoducto Antonio Ricaurte que conecta a Guajira – Riohacha con el Lago de Maracaibo. Esta obra cuenta con una longitud aproximada de 224.4 kilómetros, de los cuales 88.5 kilómetros se encuentran en el territorio colombiano, y se conecta con la estación Ballena en La Guajira.

En el 2023 se anunció la posibilidad de reactivar esta infraestructura de transporte y una posible inyección de gas natural al sistema de transporte nacional proveniente del país vecino.

Recientemente, se ha anunciado un convenio entre Ecopetrol y PDVSA para reactivar el gasoducto y estiman una inyección al sistema de transporte colombiano desde Venezuela de 50 MPCD en diciembre de 2024¹³. Ante esto, la UPME ha realizado acercamientos con diferentes agentes del sector y entidades gubernamentales con el fin de obtener información detallada respecto al proyecto, sin embargo, no se cuenta aún con este insumo. En este sentido, la UPME continuará con las gestiones necesarias para contar con dicha información, de acuerdo con el anuncio entre Ecopetrol y PDVSA mencionado anteriormente.

¹³ Ecopetrol, comunicado a la opinión pública 21 de noviembre de 2023. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/comunicado-a-la-opinion-publica->

Además de las condiciones técnicas de la infraestructura de transporte, es necesario considerar las condiciones actuales de la producción y la calidad con la que se produce el gas natural en Venezuela. En particular, se debe revisar el comportamiento de la producción local y la atención propia de la demanda. En el mismo sentido, se debe garantizar que el gas producido en territorio venezolano cumple con las condiciones del Reglamento Único de Transporte – RUT para ser inyectado al sistema nacional de transporte colombiano.

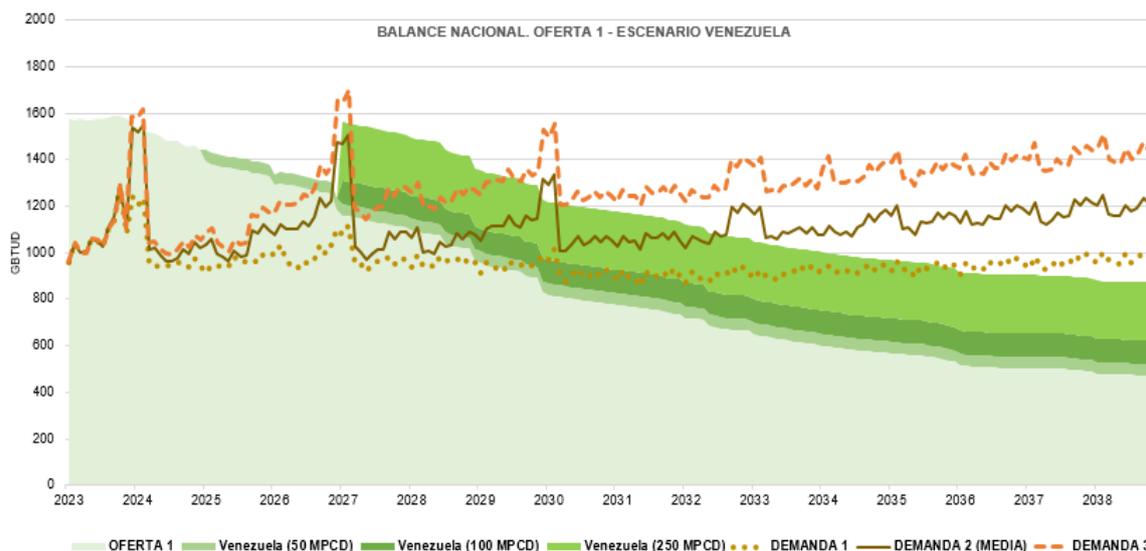
Por otra parte, existen diferentes proyectos de importación de GNL, los cuales pueden contribuir a mitigar el riesgo de la pérdida de autosuficiencia que se está evidenciando en el mediano plazo a través del escenario base del balance volumétrico presentado en este estudio técnico. Estos proyectos son de iniciativa privada y se encuentran ubicados principalmente en la costa caribe del país, situación que ratifica la necesidad de contar con una capacidad adicional de transporte que permita llevar estas expectativas de producción de gas nacional desde la costa al interior.

Estos proyectos privados de importación son similares, en capacidad de almacenamiento y regasificación, al proyecto adoptado por el Ministerio de Minas y Energía de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. No obstante, se encuentran ubicados en diferentes zonas del país y requieren de infraestructura de transporte que le permita evacuar el gas regasificado.

Teniendo en cuenta lo anterior, a manera de ejercicio y teniendo como referencia el *Escenario de Oferta 1* descrito en la Sección 3.4.1, se elaboró el balance volumétrico incluyendo tres escenarios de oferta de gas natural proveniente de Venezuela así:

- 1) 50 MPCD a partir de enero de 2025
- 2) 100 MPCD adicionales a partir de enero de 2027 con lo que se complementaría la capacidad contractual existente de 150 MPCD
- 3) A partir de enero de 2027, se asume una posible inyección adicional de 250 MPCD asumiendo que la capacidad de transporte del gasoducto binacional es de 400 MPCD.

En la siguiente gráfica se presentan los resultados de la construcción de este balance volumétrico:

Gráfico 8-1. Balance Nacional - Escenario Importación desde Venezuela

Fuente: Elaboración UPME

Se puede evidenciar que, con el escenario de Oferta 1 e independientemente del escenario que se considere en el mediano plazo, el país tendría que afrontar una pérdida de autosuficiencia para la atención plena de la demanda nacional de gas natural.

Al respecto es importante mencionar que, en caso de que se materialice la inyección de gas natural por la Costa Atlántica, sin importar que provenga del país vecino en estado gaseoso a través del gasoducto Antonio Ricaurte o en estado líquido de cualquier parte del mundo, se deben realizar las inversiones necesarias para ampliar la capacidad de transporte que permita inyectar al SNT tanto las expectativas de oferta de gas nacional que se encuentran concentradas principalmente en la zona norte del país en la cuenca del VIM y el gas importado ya en estado gaseoso o líquido, lo anterior teniendo en cuenta que la capacidad de transporte existente entre la costa atlántica y el interior está siendo limitada por la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja de 260 MPCD y en el mediano plazo los volúmenes estimados de demanda no abastecida son superiores a esta capacidad de transporte.

Ahora bien, al comparar los supuestos del escenario de oferta 2 propuesto en el numeral 3.4.2 con los propuestos en este numeral del gas natural proveniente del país vecino se puede concluir que, salvo algunas diferencias en las fechas de entrada de los recursos estimados, los volúmenes de importación en el mediano plazo son muy similares. El escenario de oferta 2 supone inyección al SNT de GNI provenientes de la costa caribe del orden de 450 MPCD y en los escenarios de oferta de gas venezolano se supone inyección de 400 MPCD.

Dicho lo anterior, se resalta que en este PAGN cuando se propone inyección de GNI en la costa caribe, se hace alusión a plantas de regasificación (adoptadas por el PAGN o proyectos de iniciativa privada) o a la inyección de gas natural proveniente del país, es decir, la señal principal de esta importación es poder contar con gas natural para la atención plena de la demanda. Tal como presentó en el numeral 5.2.2 de este documento, la inyección de gas natural desde la costa se requiere de manera prioritaria para las regiones ubicadas al interior del país que se encuentran

aguas abajo del gasoducto Ballena – Barranca, región que conforme a los análisis presentados a lo largo de este documento arroja la presencia de demanda no atendida a principios del 2027 en primera instancia por restricciones de oferta.

8.3. Reconversión de Infraestructura de Transporte

En la actualidad existe infraestructura de transporte de hidrocarburos, principalmente de crudo, que según información suministrada por los mismos operadores se encuentra subutilizada y que podría ser una oportunidad para contribuir con la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural siempre y cuando se realicen las inversiones necesarias para reconvertir esta infraestructura con soluciones costo-eficientes para la demanda. Para este caso específico se propone como alternativa la reconversión de infraestructura, actualmente dedicada para el transporte de crudo, a infraestructura dedicada exclusivamente para el transporte de Gas natural.

El aprovechamiento de activos de infraestructura existente para su conversión optimiza tiempos y costos de construcción sin la generación de los impactos sociales y ambientales que conlleva la construcción de una infraestructura de transporte de hidrocarburos totalmente nueva. Adicionalmente, trae como beneficio la ampliación de la capacidad de transporte que podría incentivar la conexión de campos existentes que carecen de infraestructura de transporte o que se encuentran alejado del SNT de tal forma que se viabilice la inyección gas al sistema.

En este mismo sentido, con la implementación de esta alternativa se podría facilitar el desarrollo de nuevas fuentes de producción local como la materialización de las expectativas de los hallazgos “*off shore*” o incentivaría la construcción de proyectos privados de importación de GNL mencionado en el numeral inmediatamente anterior.

8.4. Transporte por Oleoducto Multifásico

Esta alternativa busca la conversión de oleoductos tradicionales a oleoductos multifásicos que tienen por objeto viabilizar el transporte de mezcla de gas no combustible y crudo, los cuales serán separados y tratados en el punto de llegada para su posterior inyección a través del STN.

Los principales beneficios de esta alternativa son: i) se habilita el suministro de gas en menores costos de inversión y menores tiempos de construcción con respecto a infraestructura nueva , ii) al igual que la alternativa que permite la reconversión de infraestructura de transporte, con la implementación de proyectos multifásicos se reducen los tiempos asociados al procedimiento social y ambiental que se debe surtir, al mismo tiempo que elimina los impactos generados en estos sectores por la construcción de nueva infraestructura, y iii) genera sinergias en costos y gastos con la operación actual del sistema de transporte de crudo.

En este sentido, la implementación de un proyecto multifásico permitiría la evacuación de crudos y gas no combustible que, hoy en día, no ha podido ser evacuado. Esto, en razón, a que no se cuenta con la tecnología de separación en boca de pozo que permita la inyección al sistema de

transporte de crudo o el sistema de transporte de Gas natural con destino al servicio público domiciliario, es decir, no cuentan con un esquema de evacuación por ducto.

Ahora bien, el MME ha viabilizado la implementación de esta alternativa mediante la expedición de la Resolución 40735 del 2023, publicada el 20 de diciembre 2023, *“Por la cual se reglamenta el transporte por Oleoducto Multifásico y se dictan otras disposiciones”*. En este acto normativo se plantea un avance significativo en la desarrollo de esta medida ya que presenta la reglamentación general a seguir por los agentes de la cadena en relación con este tipo de infraestructura.

9. Análisis de Costos y Beneficios de Infraestructura

9.1. Metodología de Estimación de Costos de Infraestructura

Como resultado del ejercicio que simula la operación del SNT, bajo los escenarios resultantes de oferta y de demanda plasmados en el análisis de balance presentado en el Capítulo 5, se encuentra que, los flujos del producto proyectados son superiores a la capacidad operacional efectivamente registrada a lo largo del territorio nacional, lo que deriva en la necesidad de implementación de nueva infraestructura, así como la ampliación de la capacidad en los tramos ya existentes.

A lo largo de este capítulo, se presenta la metodología y estimación de costos asociada a la implementación de estas necesidades de ampliación y construcción de nueva infraestructura. El diagrama a continuación muestra que la estimación de costos de infraestructura parte de los análisis realizados por la UPME, y que, en casos muy puntuales de la medición, se complementa con análisis académicos e información de Entidades Públicas y del Estado. Los costos para analizar son los costos indicativos para gasoductos y los costos indicativos para regasificación.

Gráfico 9-1. Descripción Metodología Estimación de Costos de Infraestructura



Fuente: Elaboración UPME

La metodología descrita a continuación toma como punto de referencia el estudio realizado por la UPME en 2016¹⁴, el cual considera dentro de su cálculo variables de inversión, costos de operación, mantenimiento, entre otras, con el fin de realizar la estimación del costeo de proyectos del sector hidrocarburos, en particular los relacionados con infraestructura destinada al transporte de gas.

En particular, para la estimación desarrollada en la sección 9.3, se realizó la indexación de variables de los costos de inversión a 2023¹⁵.

Ahora bien, el proceso de cálculo parte de una función del **costo de inversión** que utiliza como insumos el valor de construcción del gasoducto por unidad de longitud, el diámetro del mismo y la irregularidad del terreno por el que se estima la construcción de la obra.

La función se presenta a continuación:

$$C = A * L * \exp\left(\alpha I + \frac{\beta D}{1 + \gamma D}\right)$$

Dónde:

C: Costo del proyecto [USD diciembre de 2023]

L: Longitud del gasoducto [metros].

I: Índice topográfico del gasoducto. (Variable según el perfil del terreno)

D: Diámetro del gasoducto [pulgadas].

α: Parámetro de saturación para considerar economías de escala respecto al diámetro. Se asumió igual a 0,1.

A: Constante equivalente al costo fijo.

β: Coeficiente que determina el efecto del índice topográfico en el costo total

γ: Coeficiente que determina el efecto del diámetro en el costo total

El costo del proyecto es igual al costo fijo multiplicado por la longitud del gasoducto y un factor exponencial que está en función de un parámetro de saturación de 0,1, este es el valor óptimo resultado de la minimización del error de las economías de escala, sumado al coeficiente topográfico tomado de la consultoría (UPME 2016) sobre uno más el coeficiente que determina el efecto del diámetro en el costo total.

Por otro lado, los costos de **operación y mantenimiento** se toman como referencia las estimaciones de costos de Entidades del sector, en proyectos de inversión. Los rubros principales para considerar son: el costo de Back Office, entendido como los costos administrativos de personal, licencias de software, impuestos, servicios públicos, servicios industriales para la

¹⁴ 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. UPME-ACI-SANIG. 2015. Disponible en <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1229>

¹⁵ Los costos se indexan de 2016 a 2023 con el Coste Promedio Ponderado del Capital a 7 periodos. $VF=VP(1+i)^n$, teniendo en cuenta la inflación mensualizada según los datos suministrados por la Reserva Federal de los Estados Unidos (FED).

operación y el mantenimiento de las facilidades; el costo de repuestos y reinversiones, los costos por paradas planeadas y no planeadas y los costos de operación de Carrotanques.

Con respecto a los **compresores**, los **costos de inversión** parten de un indicador de costos por potencia unitaria, sumado a los demás componentes así: costo fijo/capacidad, líneas de Interconexión, edificio/terrenos, valor por unidad de estaciones de recibo /llegada. Posteriormente se evalúan las variables para tener en cuentas algunas de las diferenciaciones o impactos dados por: las consideraciones de diseño y de localización.

En cuanto los **costos de operación, administración y mantenimiento (AOM)** de los compresores, se tienen en cuenta los costos de administración asignados, los costos de operación de línea, y los costos de operación de estaciones; para esta última variable se considera principalmente: los costos de caballo hora (US\$/HP-h) y el combustible. Como muestra el Gráfico a partir de cuatro (4) rangos posibles de potencia mecánica en miles de hp y un costo de AOM, se estima un costo de operación y mantenimiento por compresor en millones de dólares.

Con lo anterior presente el Anexo Capítulo 9 presenta los gráficos con los resultados generales de los costos indicativos para gasoductos partiendo de unos costos de inversión en millones de dólares según la longitud total del ducto y el diámetro de la tubería, a partir de cuatro (4) rangos posibles de diámetro y para cada uno de estos rangos una longitud del ducto y una inversión aproximada, se estima un costo en millones de dólares.

9.2. Costos Indicativos de Regasificación

Con respecto a los costos indicativos de la importación por regasificación, a continuación, se presentan brevemente los resultados obtenidos en las consultorías de ACI SANING (2016) y Sener 2018.

Dado que la información obtenida de los estudios se basa en modelos de ingeniería conceptual, no se realiza actualización de variables a valor presente de 2018 a 2023 hasta que en un futuro por temas tecnológicos se requiera una actualización nueva de referencia. Para este ejercicio de planeación indicativa, las variables de ajuste son el porcentaje de crecimiento del IPC, del SMMLV y el crecimiento o variación respecto a los precios del acero y el precio del dólar a diciembre de 2023, con el estimativo del factor de ajuste que afectara el caso base. Se actualizan los valores de la Planta de Regasificación en tierra y FSRU.

La metodología utilizada para los costes de Capital (CAPEX) a nivel de ingeniería conceptual tiene en cuenta las siguientes variables:

- Comparativa y escalación con proyectos recientemente terminados
- Uso de ratios resultados de proyectos similares
- Base de datos de precios de equipos principales
- Evolución de mercado de metales

- Ofertas Budget de equipos y materiales recibidos recientemente de suministradores habituales de Plantas de Regasificación
- Base de datos de costes de transporte internacionales

Por otro lado, los Costes de Administración, Operación y Mantenimiento (OPEX) según la metodología (Sener 2018) incluye los siguientes conceptos:

- Salarios de personal de operación y mantenimiento, tanto del FSRU como de las instalaciones de tierra
- Salarios de personal de administración para dirigir y organizar las operaciones
- Aceites y lubricantes
- Mantenimientos periódicos programados
- Inspecciones rutinarias
- Partes y piezas de repuesto
- Productos químicos consumibles
- Seguros
- Tasas al puerto

9.3. Estimación de Costos de Nuevas Propuestas de Infraestructura

De manera preliminar como resultado del ejercicio que simula la operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, bajo los escenarios resultantes de oferta y de demanda plasmados en el análisis de balance presentado en el Capítulo 5, se encuentra que, los flujos del producto proyectados son superiores a la capacidad operacional efectivamente registrada a lo largo del territorio nacional, lo que deriva en la necesidad de implementación de nueva infraestructura, así como la ampliación de la capacidad en los tramos ya existentes.

Retomando lo mencionado en el Capítulo 5, los proyectos recomendados son:

Conexión cuenca VIM con Interior (hasta Bogotá): Con el objetivo de aumentar los niveles de confiabilidad en el suministro de gas natural a escala nacional, se propone la construcción de este gasoducto, el cual permitiría el flujo de producto entre la Costa Atlántica y el centro del país, de manera alternativa al gasoducto Ballena – Barrancabermeja – Vasconia – Bogotá. En este ejercicio se plantea o analiza la construcción de la nueva infraestructura de transporte de Jobo – Medellín – Mariquita y Mariquita-Bogotá.

Conexión Cúcuta al SNT: El balance de gas natural para la zona aislada de Cúcuta y poblaciones vecinas. Con los escenarios de oferta disponibles, a final de la presente década se evidencia de que la región pierda su autosuficiencia, de manera que sería necesario suministro desde fuera de la región, en particular a través de una conexión con el SNT del Magdalena Medio que permita traer gas natural desde otras fuentes.

Gas importado: De otra parte, el modelo de transporte arroja que el disponer de un puerto alternativo de entrada de gas natural al sistema diversifica el riesgo, reduce el flujo de gas natural, los flujos comprometidos en los tramos y, consecuentemente, el valor esperado de la demanda no abastecida del país. Este es un primer elemento para tener en cuenta como una posible ubicación para importar gas natural, e implica reducción de costos de infraestructura de transporte en la interconexión con el Sistema Nacional de Transporte.

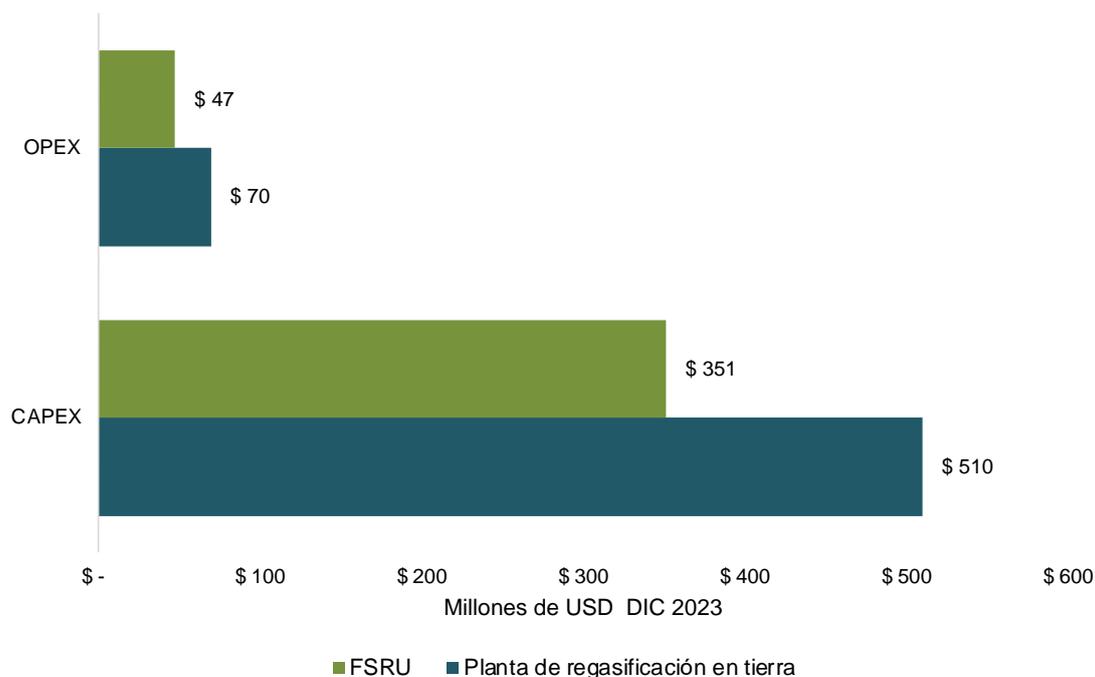
Finalmente, partiendo de la aplicación de la metodología de costos ya descrita, se presenta de forma preliminar y a nivel indicativo, los resultados de la estimación del costeo de desarrollo de los proyectos planteados:

Gráfico 9-2. Estimación de Costos de Inversión y Operativos para Proyectos Nuevos - Gasoductos (preliminar)

Proyecto	Valor Actual MUSD (2023)		Anualidades	
	Inversión	Operación y mantenimiento	Inversión	Operación y mantenimiento
Gasoducto Jobo Medellín 300 Km 20''	\$ 483	\$ 386	\$ 65	\$ 40
Gasoducto Medellín Mariquita 167 Km 20''	\$ 261	\$ 209	\$ 35	\$ 25
Gasoducto Mariquita Bogotá 135 km 16''	\$ 209	\$ 167	\$ 23	\$ 14
Gasoducto SNT-Cúcuta 195 km 6''	\$ 134	\$ 107	\$ 18	\$ 16
Compresor Jobo 15.000 hp	\$ 34	\$ 27	\$ 5	\$ 4
Compresor Medellín 15.000 hp	\$ 34	\$ 27	\$ 5	\$ 4
Compresor Mariquita 15.000 hp	\$ 34	\$ 27	\$ 5	\$ 4
Compresor SNT para Cúcuta 15.000 hp	\$ 34	\$ 27	\$ 5	\$ 4

Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-3. Estimación de costos de inversión y operativos para obras nuevas – Gas Importado (preliminar)



Fuente: Elaboración UPME con metodología Sener, 2018.

9.4. Costos de Racionamiento

El costo de racionamiento se define como el costo económico promedio que la sociedad le asigna a la pérdida de bienestar general ocasionado por la limitación total o parcial en el acceso a un servicio, como el que se ocasiona al consumir una menor cantidad que la considerada como óptima de acuerdo con sus necesidades y las tarifas establecidas. Valorar el impacto económico que tiene una posible interrupción de la oferta energética de gas natural para diferentes niveles de racionamiento, es fundamental para la toma de decisiones de los diferentes sectores de demanda.

Para determinar el costo económico de un racionamiento se debe estimar el costo de interrupción de cada sector de consumo en cada escenario posible y determinar el esquema que optimice el nivel de ahorro energético deseado, minimizando el costo total de racionamiento como la suma de los costos de interrupción particulares. Para ello es necesario encontrar la estimación que los distintos consumidores asignan a estos recursos, de acuerdo con el bienestar que derivan de su uso y las consecuencias de su posible indisponibilidad.

En el año 2015, la firma Econometría realizó para la UPME el estudio titulado “*Desarrollo de una metodología de costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural*”, en el cual se determinaron los costos que los diferentes usuarios de los servicios de energía eléctrica y gas natural estaban dispuestos a pagar para evitar una pérdida del servicio. Para tal fin, se emplearon encuestas y entrevistas a sectores de consumo específico (residencial, comercial, industrial, gas natural vehicular y termoeléctrico); la información obtenida se analizó mediante un modelo econométrico con el cual se estimó el valor de la disposición a pagar por cada tipo de usuario.

A partir de los resultados anteriores, se calculó la curva de costos de interrupción empleando un modelo de optimización de programación lineal y se calculó la curva de costos unitarios mínimos de racionamiento de gas natural para diferentes escenarios de corte, sumando al costo de interrupción, la tarifa del servicio. Del estudio referido se establecieron los valores de referencia a nivel regional y sectorial. El agregado nacional se obtiene ponderando por demanda volumétrica a partir del análisis de flujos en el PAGN, con el objetivo de estimar el costo representativo de todas las regiones en cada sector.

Los costos de racionamiento empleados en los análisis del PAGN, corresponden a los presentados por la UPME en el documento "*Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Versión Julio 2020*", para los cuales se empleó la metodología descrita en el estudio elaborado por Econometría en el año 2015. A través de las Circulares 064 y 085 de 2023¹⁶, la UPME amplió la información presentada a nivel de distribución regional y nodal para el PAGN 2019-2028, como se muestra a continuación:

Tabla 9-1. Asociación de Zonas del SNT a Regiones definidas para Estimación de Costos de Racionamiento

Región	Zonas asociadas
Andina	Antioquia, Caldas, Quindío, Risaralda, Huila, Tolima, Norte de Santander, Santander, Magdalena Medio.
Central	Bogotá, Cundinamarca, Casanare, Meta, GBS*.
Caribe	Atlántico, Bolívar, César, Córdoba, La Guajira, Magdalena, Sucre.
Occidental	Cauca, Valle del Cauca.

*GBS: Gasoducto Boyacá-Santander

Fuente: Elaboración UPME

¹⁶ Los documentos descritos en las circulares se consideran parte integral de la publicación del Plan de abastecimiento de gas natural 2019-2028, y pueden ser consultados en el siguiente enlace: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>

Tabla 9-2. Distribución de Costos de Racionamiento por Región y Sector con datos PAGN 2019-2028

	[COP / m ³] Dic 2019			[USD / kPC] Dic. 2019		
	Costo de Interrupción (a)	Tarifa del Servicio (b)	Costo de Racionamiento (a+b)	Costo de Interrupción (a)	Tarifa del Servicio (b)	Costo de Racionamiento (a+b)
Comercio servicios General total	4.546,10	1.734,05	6.280,15	40,72	15,53	56,25
Gas Vehicular General total	4.915,06	1.691,30	6.606,36	44,02	15,15	59,17
Industria Andina	814,36	1.895,88	2.710,24	7,29	16,98	24,27
Industria Central	1.513,59	1.590,70	3.104,29	13,56	14,25	27,80
Industria Caribe	1.866,36	1.629,45	3.495,81	16,72	14,59	31,31
Industria Occidental	529,25	1.944,68	2.473,92	4,74	17,42	22,16
Residencial Andina	1.468,24	1.857,18	3.325,41	13,15	16,63	29,78
Residencial Central	1.101,04	1.657,40	2.758,44	9,86	14,84	24,71
Residencial Caribe	886,93	1.703,45	2.590,38	7,94	15,26	23,20
Residencial Occidental	1.882,99	1.977,73	3.860,72	16,87	17,71	34,58
Termoeléctrico General Total	2.719,29	707,78	3.427,06	24,36	6,34	30,69

Fuente: Elaboración UPME con datos PAGN 2019-2028

La UPME ha evidenciado la necesidad de realizar una actualización metodológica del estudio antes mencionado. Por tal motivo, viene adelantando diferentes análisis con el fin de identificar oportunidades de mejora relacionadas con observaciones recibidas por asociaciones y agentes del sector alrededor de los cálculos presentados para los diferentes tipos de demanda (esencial, industrial, térmica, petrolera, entre otros).

Entre los elementos a considerar se encuentran: la estimación de las elasticidades para cada sector que integre aspectos como la incorporación de nueva infraestructura para uso exclusivo de demanda térmica, criterios asociados al cumplimiento de obligaciones de energía en firme (OEF) del sistema eléctrico, la presencia de plantas de generación térmica e industria sin energéticos sustitutos, entre otros aspectos.

La UPME presentará los resultados de estos análisis y la propuesta de actualización de la metodología para el cálculo de los costos de racionamiento considerando las características y particularidades del mercado y las consideraciones descritas anteriormente, con el fin de actualizar los costos de racionamiento de la Tabla 9-3.

9.5. Identificación de Beneficiarios

Este aspecto es central para la discusión con los agentes del mercado, en el cual se busca definir si los proyectos identificados por la UPME y que posteriormente pueden ser adoptados por el MME, deben ser remunerados por beneficiarios particulares o por toda la demanda conectada al SNT.

En este sentido, el concepto de confiabilidad es producto de simular diferentes interrupciones a lo largo del sistema, las cuales son impredecibles, conllevando a que los proyectos identificados

por la UPME deban ser remunerados por todos los agentes que utilizan el SNT con el fin de lograr el apalancamiento financiero de la infraestructura. De esta manera, el Decreto 1073 de 2015, el cual menciona la prioridad en el abastecimiento de gas natural cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte priorizando a la demanda esencial, la cual corresponde a: i) estaciones de compresión del SNT, ii) usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) GNCV, y iv) demanda de gas natural de las refinerías.

Sin embargo, mientras la prelación de dicha demanda implica para los agentes que atiendan estos segmentos la responsabilidad de contar con el suministro y el transporte de gas natural, para la demanda esencial implica la obligación de remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios, siempre y cuando el costo de dicho cargo no sea superior a su costo de racionamiento.

En este sentido, todos los agentes que deban contratar el suministro y el transporte de gas natural y que sean considerados demanda esencial serán beneficiarios de la confiabilidad del SNT, por lo anterior, deberán asumir el cargo correspondiente a la confiabilidad de la infraestructura adoptada en los planes de abastecimiento de gas natural.

Por otro lado, si bien la demanda no esencial no tiene las obligaciones establecidas para la demanda esencial, son usuarios que se verían igualmente beneficiados de dicha infraestructura, mediante alternativas que les permiten asegurar su abastecimiento continuo e ininterrumpido.

De esta manera, para la UPME, el concepto de confiabilidad se extiende tanto a la demanda esencial como a la no esencial, independientemente de la región o la distancia a la cual se encuentra de un punto de suministro o de transporte; es decir, siempre que un usuario esté conectado y contratado al SNT puede ser beneficiario de la infraestructura identificada por la UPME y adoptada por el MME.

10. Enfoque Territorial aplicado al Abastecimiento de Gas Natural

Las condiciones ambientales y sociales en algunos proyectos de infraestructura de hidrocarburos son determinantes para prever los costos y tiempos de ejecución de los proyectos, los cuales incluyen las gestiones por licenciamientos, permisos, concertaciones con la comunidad, así como el diagnóstico ambiental de alternativas exigidos por la autoridad ambiental.

Este tipo de componentes adquieren relevancia al momento de elaborar una lectura del entorno que permita el diagnóstico, construcción y consolidación de los proyectos minero-energéticos en el país y por lo cual la planeación del sector debe migrar hacia una nueva visión que incorpore el enfoque territorial que permitirá afianzar y anticipar las condiciones críticas durante el desarrollo de la infraestructura direccionando a las alternativas que más se ajustan a la necesidad de los territorios.

10.1. Descripción Metodológica

Dentro de los procesos de planeación de la UPME, el territorio debe ser entendido como un conjunto de sistemas en el que confluyen múltiples actores con propósitos individuales e intereses diversos; estos actores pueden llegar a gobernarse y autogestionarse en función de un propósito común y generar una identidad colectiva y sentido de pertenencia a partir de esto. Sin embargo, esta no es una característica indispensable para definir el territorio ya que al entenderse como una unidad homogénea no es posible garantizar que los intereses converjan (UPME, 2021).

El enfoque territorial, se conceptúa desde un análisis sistemático de las particularidades territoriales como elemento estructurador de los planes sectoriales, así como la incorporación del análisis de las potenciales implicaciones territoriales que conlleva la planeación sectorial; de igual forma identifica las implicaciones que pueden tener las particularidades territoriales en el sector minero energético y su accionar (UPME, 2021)¹⁷, y adicionalmente considera la territorialidad desde el elemento cultural cuando el individuo se apropia del entorno, del sistema topográfico y de los límites y construye una manera de relacionarse con los recursos naturales con sus servicios ecosistémicos al vincularse en sus actividades cotidianas y de sus pares, aquellos vecinos, familia y redes sociales con las que mantiene un relacionamiento.

El gráfico presentado a continuación, presenta de manera agregada los componentes analizados dentro de la construcción de este capítulo.

¹⁷ (Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, Enfoque territorial, 2021)

Gráfico 10-1. Componentes Metodología



Fuente: Elaboración UPME

Es así, que, para el desarrollo de los diferentes proyectos del subsector de hidrocarburos, la UPME elabora el análisis de Enfoque Territorial incluyendo el concepto de territorialidad, definido en las siguientes variables:

A. Caracterización geográfica

Teniendo en cuenta el dinamismo de los entornos, se hará recolección de información primaria y secundaria actualizada disponible a escala departamental para lo cual se propone analizar variables como la ubicación geográfica, clima, relieve, hidrología, suelo, topografía y aspectos relevantes tanto en su contexto con los actores territoriales como con los factores que puedan generar riesgo (natural, antrópico no intencional o tecnológico) respecto a los censos poblacionales de la zona de estudio.

B. Aspectos ambientales

Para definir los aspectos ambientales se llevará a cabo un análisis a escala departamental de las siguientes variables: calidad del aire, calidad del agua, caracterización de cuerpos de agua, ordenamiento y reglamentación de sus cuencas, aptitud del suelo, áreas protegidas, ecosistemas estratégicos, caracterización de la flora y fauna, aprovechamiento de los recursos de flora y fauna, identificación de emisiones sólidas, líquidas y gaseosas, amenazas como los movimientos de remoción en masa, (deslizamientos, inundaciones) y deforestación; degradación del suelo, desde el contexto de gestión se identificarán instrumentos de normatividad vigente o los cambios

normativos que se presenten en este tema, licenciamiento, política y estudios de impacto ambiental y las declaratorias de emergencia que se puedan originar.

B.1 Análisis de áreas protegidas

Dentro de este eje se espera una identificación detallada a escala departamental, de las áreas protegidas por categorías y por recursos fauna y flora, o por uso de reserva campesina, recuperación ambiental o por identificación de riesgo natural, tecnológico o antrópico no intencional con su identificación cartográfica, presencia de proyectos licenciados o en procesos de licenciamiento, estado de titularidad minera y su coexistencia con la presencia de otros proyectos en la zona, al igual que sus aspectos normativos, en una escala, nacional, regional, departamental y municipal.

B.2 Ecosistemas sensibles y estratégicos

Teniendo en cuenta que los ecosistemas garantizan la oferta de bienes y servicios ambientales para el ser humano y las otras especies, se recomienda tener identificado a una escala municipal en los departamentos de interés, los ecosistemas sensibles y estratégicos en la zona, no solo de una manera descriptiva sino además cartográfica, identificando aspectos sensibles, su coexistencia con otros proyectos presentes en la zona, que permita la valoración previa y la toma de decisiones.

B.3 Análisis de ordenamiento territorial

Este eje es fundamental ya que articula tanto el Ordenamiento Territorial -OT en lo administrativo, jurídico, social y político de un territorio como el Ordenamiento Ambiental Territorial, esperando que en la planificación de proyectos se consideren todos los elementos del ordenamiento, la identificación de usos de suelo, intereses de desarrollo, confluencia con otros proyectos y estructuras que se deben cartografiar a escala departamental y municipal.

C. Aspectos sociales

En el componente social el concepto de territorialidad toma relevancia, ya que es aquí donde las definiciones de territorio deben permitir ir acogiendo los modos de apropiación e interpretación que hacen los sujetos y sus comunidades del entorno y su territorialidad.

C.1 Aspectos demográficos

Los aspectos demográficos en este tipo de documentos de planeación tendrán descritas en la escala departamental y sus municipios, la dinámica de poblamiento: histórica (los eventos relevantes en la zona, con principal énfasis en los hechos más recientes o los elementos presentes a lo largo del tiempo de importancia) en relación con el total de la población, grupos etarios, una descripción de la Población en Edad Laboral – PEL, Población Económicamente Activa, perfiles epidemiológicos que determinen las principales enfermedades presentes en la zona, que permita prever si alguno de estos puede estar agudizados por factores ambientales, una descripción de la Población en Edad Escolar – PEE, oferta académica, la accesibilidad a los diferentes programas en especial aquellos perfiles (profesionales, técnicos y tecnológicos) que puedan proyectar unas determinantes de disponibilidad de mano de obra en el área, en el caso de desarrollarse un proyecto tanto para hombres como mujeres.

Las tendencias de movilidad poblacional que se puedan estar presentando en los departamentos y los municipios de relevancia, grupos de población asentada en el departamento y los municipios

(comunidades étnicas, colonos, campesinos, migrantes) junto a la identificación de sectores productivos y principales actividades económicas presentes en el departamento, identificando la presencia de posibles distritos económicos, y calidad de vida de la población.

C.2 Aspectos territoriales espaciales

Los aspectos territoriales espaciales contemplarán la cobertura de servicios públicos (salud, educación, agua potable, alcantarillado, gas, energía, telefonía, internet, vivienda, transporte, conectividad vial), servicios sociales, con un criterio de identificación de género, describiendo el prestador del servicio, medios de comunicación presentes en la zona y su accesibilidad, infraestructura existente, accesibilidad, costos, calidad y posible presencia de bienes y servicios que apoyen el desarrollo del proyecto que se planea a escala departamental y municipal, además de permitir identificar la escala de dinamización económica que se logra con el desarrollo proyectado.

C.3 Actividad económica

Con el objeto de tener una caracterización lo más cercana al contexto, en particular en el tema económico regional, a escala departamental, distritos económicos y/o municipios identificados como ejes económicos en relación con las dinámicas locales y desarrollo del proyecto, se identificará, además del análisis económico territorial: estructura de la propiedad, tipos de tenencia de la tierra junto a sus respectivos porcentajes, procesos productivos, desarrollos tecnológicos, pobreza multidimensional, caracterización del mercado laboral actual por grupos etarios, disponibilidad de población masculina y femenina para mano de obra o prestación de servicios, costos de mano de obra por tipo de actividad productiva y la identificación de los polos de desarrollo que interactúan con el área de interés para la implementación del posible proyecto.

C.4 Patrimonio y cultura

En los aspectos patrimoniales y de cultura se describirán los eventos históricos relevantes en el departamento por donde se planea el desarrollo del posible proyecto priorizado, poblaciones étnicas, características etnolingüísticas, presencia de organizaciones culturales, ambientales, procesos migratorios internos y externos, factores de movilidad poblacional, cambios en las actividades productivas, adopción de los procesos tecnológicos, acceso a las mismas y tendencias relevantes, cambios culturales, identificación de áreas de interés cultural y arqueológicos, estrategias adaptativas culturales a los posibles cambios vocacionales e intereses laborales que permita identificar aspectos sensibles.

C.5 Conflictos Territoriales

Para esta variable se describe a escala departamental o si se encuentran identificados distritos económicos o municipios que son polos económicos, que puedan generar interés, identificar la presencia institucional, temas sociales, ambientales, procesos de consulta previa, audiencias públicas que se identifiquen como necesarias o nuevos lineamientos normativos que del componente social surjan, para el desarrollo del proyecto y/o temas de orden público de sensibilidad y relevancia en la zona, la presencia de grupos ilegales, niveles de violencia y principales actividades y mercados ilegales, que sumado a la información requerida en los otros ejes se pueda realizar un análisis del entorno, identificación de municipios PEDET o ZOMAC, la determinación de alternativas y medidas de manejo, que viabilicen los proyectos, previo a la oferta e implementación de los mismos.

D. Reconocimiento de actores socioambientales

En este apartado se llevará a cabo un mapeo de actores y de grupos de interés (instituciones públicas, organizaciones sociales, organizaciones gremiales, academia, cooperación internacional, grupos étnicos y organizaciones empresariales del sector energético) (DNP, 2022), por cobertura geográfica de los posibles aliados según su pertinencia, intereses o posiciones de poder, influencia, competitividad y toma de decisión, por cada uno de los proyectos priorizados en el documento de planeación (UPME, Subdirección de Hidrocarburos, 2023).

10.2.Alertas Tempranas dentro del Enfoque Territorial

Las alertas tempranas, para cualquiera de los planes de la UPME, son una herramienta que sirve para caracterizar y priorizar de manera integral las necesidades inmediatas del territorio, según las demandas de este. En estas alertas se define un área específica para analizar sobre ella los aspectos técnicos, ambientales y sociales que pueden ser afectados por una obra, proyecto o actividad.

En particular, para el PAGN se requiere que los proyectos y procesos vinculados, generen como obligación desde los inversionistas, el compromiso de realizar un diagnóstico preliminar, recolectando la información primaria y secundaria a nivel municipal, realizando el análisis de viabilidad integral del futuro proyecto, con énfasis en los riesgos no técnicos y el análisis costo beneficio de las alternativas identificadas; este diagnóstico debe atender las dimensiones del enfoque territorial que ha desarrollado la UPME independientemente de las alertas tempranas generadas como indicativos por parte de UPME en la etapa preliminar al desarrollo de los proyectos que servirán de consulta.

La identificación de riesgos también deben vincular la influencia sobre Reservas de Ley, Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, Áreas Importantes para la Conservación de las Aves en Colombia (AICAS), Reservas Naturales de la Sociedad Civil (RNSC), Distritos de Conservación de Suelos (DCS) y Distritos Regionales de Manejo Integrado (DRMI, Áreas de conservación establecidas a nivel municipal y Áreas de coberturas vegetales que conforman ecosistemas estratégicos, identificadas o no, a nivel municipal. Igualmente se requiere la identificación de áreas orográficas, su geomorfología y ciclo geográfico.

En este sentido, adicionalmente se genera la necesidad de identificar los riesgos que influyen sobre las dimensiones económica y sociocultural, determinando los límites geográficos, las vías de acceso primarias, secundarias y terciarias; la población urbana, rural y dispersa y los efectos que se generaran sobre las zonas de expansión.

Con lo anterior presente, dentro de los escenarios de participación comunitaria, debe existir un proceso de socialización de las matrices de riesgos, que permita la concertación en las medidas de mitigación y compensación armonizando el desarrollo de los proyectos con las dinámicas de los habitantes de las zonas de influencia.

En particular, dentro del proceso de trabajo a desarrollar en los territorios, previo a la ejecución del proyecto, como mínimo se debe considerar:

- Las obligaciones del licenciamiento ambiental
- El inventario de riesgos técnicos y no técnicos asociados a los procesos.
- Los condicionamientos requeridos para el manejo de los riesgos identificados y alternativas técnicas.
- La estructuración de un portal interactivo que permita realizar una identificación cartográfica en línea durante el desarrollo y ejecución del proyecto – sobre el avance del proyecto y la variación de los riesgos. El cual debe tener la Zonificación de áreas de acuerdo con variables geográficas asociadas a los riesgos y sus zonas de influencia.

Finalmente, al realizar el diagnóstico bajo el enfoque territorial, se deben valorar las diferentes dimensiones, bajo un “juicio de expertos”, que permita la objetividad en el análisis de cada dimensión analítica y que facilite la identificación de factores en las etapas tempranas del ciclo de vida de cualquier proyecto en todo su entorno; utilizando herramientas e instrumentos adecuados para su identificación.

10.3. Metodología de Evaluación Económica

En este acápite se integra en el PAGN la evaluación económica dentro del enfoque social y ambiental en términos económicos y de toma de decisión. La metodología descrita hace parte del resultado del estudio-consultoría “*Guía de Uso de la Herramienta Metodología de Análisis Costo-Beneficio*” aplicada a los planes sectoriales del sector minero energético de la UPME (2021)¹⁸. Dentro de este documento se plantea el proceso de cuantificación de aquellas variables¹⁹ sociales y ambientales que correspondieran al análisis técnico realizado por la entidad en previos planes de abastecimiento; sin embargo, la metodología específica de cada variable es ajustada según las necesidades y rigurosidades analíticas necesarias.

¹⁸ Herramienta de ACB de la UPME “Contrato UPME 071 de 2021” Viable S.A.S

¹⁹ En la metodología de evaluación económica de la UPME se realizó un panel de expertos para identificar las “variables” determinantes a cada Plan realizado por la Entidad “Contrato UPME 071 de 2021” Viable S.A.S, estas variables son consideradas “impactos” en otros ámbitos como el licenciamiento ambiental.

Gráfico 10-2. Componentes Metodología de Evaluación Económica



Fuente: Elaboración UPME

- 1) Identificación y evaluación de costos económicos de las alternativas: En este paso se utiliza la información del capítulo 9 respecto a los costos indicativos de infraestructura nueva, asimismo los beneficios técnicos por confiabilidad y abastecimiento planteado en el mismo capítulo. A partir de esta información se identifican y cuantifican los potenciales costos que deberán asumir los actores públicos para cada alternativa. Además, se construye el flujo de costos con la distribución temporal de los mismos.
- 2) Identificación y cálculo de externalidades ambientales, beneficios y costos sociales y culturales: En este paso se identifican y cuantifican las implicaciones e indicadores de impactos para los proyectos propuestos, las cuales serán susceptibles de la valoración económica para su inclusión en el ACB. Para la identificación y cuantificación de las variables se utiliza la información de la caracterización económica, social y ambiental mencionada en el enfoque territorial y la revisión de literatura de los casos de estudio de experiencias nacionales ACB y valoración económica de variables asociadas a proyectos de transporte de gas por ductos.
- 3) Identificación de las partes: este paso se desarrolla en conjunto con el paso 2, ya que para cada una de las variables se debe identificar las partes impactadas ya sea a través de los beneficios o los sociales. Este ejercicio de identificación permitirá la agregación de los valores monetarios.
- 4) Se procede a calcular los valores monetarios de los costos y beneficios para lo cual se usan las metodologías de la herramienta (UPME, 2021), las metodologías de las consultorías realizadas por la UPME, las metodologías de las Entidades del Estado y la Academia, según sea el caso; esto con el fin de incluir los indicadores de evaluación.
- 5) Determinación del Valor Presente Neto (VPN) y la Relación Beneficio Costo (RBC) para la comparación de las alternativas: En este paso se calculan los indicadores para la

evaluación de alternativas, para ello se estructuran los flujos de evaluación, el horizonte de tiempo de los beneficios y costos sociales y el horizonte temporal de la evaluación de cada trazado. Para calcular los indicadores, es importante definir la tasa social de descuento (TSD) bajo la cual se traen a valor presente los flujos temporales de costos y beneficios netos. Para el presente estudio se propone utilizar TSD decreciente de acuerdo con la temporalidad del impacto siguiendo la escala de 0 -10 años la tasa de 5%, 11-20 años la tasa de 4% y mayor de 21 años la tasa de 2%. Esta escala se propone siguiendo las recomendaciones de (ANLA, 2019) y (Castro, Castro, & Casallas, 2020).

- 6) Una vez construido el flujo con la información anterior se procede al cálculo del VPN y RBC para comparar en términos de bienestar social cada uno de los proyectos de transporte de gas por ductos.
- 7) Análisis de sensibilidad: en este paso final del proceso de evaluación ACB se evalúa la consistencia de los resultados obtenidos en el paso anterior. Este análisis llamado de sensibilidad se desarrolla realizando cambios en parámetros relevantes del proceso de evaluación. Entre los parámetros se encuentra la TSD y valores de los indicadores de impacto que tengan incertidumbre o se considere importante evaluar la sensibilidad de los resultados al cambio de ese indicador.

En el Anexo Capítulo 10 se presenta en mayor detalle los componentes de cálculo de la metodología de estimación económica de la que trata esta sección.

11. Conclusiones

Con el propósito de garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, en concordancia 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 MME, y conforme a los resultados obtenidos del análisis y modelamiento del SNT basado en la minimización de los costos, se plantean las medidas necesarias para su cumplimiento en un horizonte de 15 años a partir de tres escenarios de oferta respecto de la demanda tendencial, construidos con la mejor información institucional disponible, con la cual se logra representar con el menor nivel de incertidumbre las condiciones que favorezcan la oportuna toma de decisiones.

De forma general, se prioriza el desarrollo del potencial de oferta nacional, se resalta la necesidad estratégica de ampliar y diversificar la conectividad entre el interior del país con la Costa Atlántica y se plantea la necesidad de brindar señales y medidas normativas y de política pública que fortalezcan la aceleración las inversiones para conectar los campos a las instalaciones de tratamiento y sistemas de transporte, así como las de iniciativas privadas de importación vía regasificación de gas natural licuado - GNL y conexión con sistemas internacionales, o la reconversión y expansión de la infraestructura de transporte existente.

De esta manera, se presentan las conclusiones del documento:

- 1) Se identifica que el potencial de oferta nacional de gas natural se concentra principalmente en la Costa Atlántica.
- 2) Ante la disparidad entre la demanda y la oferta en diferentes zonas al interior del país y las limitaciones de infraestructura de transporte, se resalta la necesidad de establecer puntos de suministro adicionales en el país.
- 3) Se requiere contar con nuevas alternativas de infraestructura de transporte que permitan pasar de una configuración radial a un sistema anillado que brinde mayor confiabilidad.
- 4) Se resalta la necesidad de un acompañamiento interinstitucional con el fin de lograr que los mecanismos abiertos y competitivos alcancen su eficiente desarrollo y puesta en operación de los proyectos de infraestructura identificados a lo largo de este documento. 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.
- 5) Considerando que la confiabilidad es un resultado que se obtiene de diferentes interrupciones a lo largo sistema, las cuales son impredecibles, la remuneración por este concepto debería darse tanto por la demanda esencial como la no esencial e independientemente de la región o la distancia en la cual se encuentre de un punto de suministro o de transporte, siempre y cuando esté conectado y contratado al SNT.
- 6) Con el fin de suministrar la oferta adicional requerida para solventar situaciones operativas a nivel de restricciones en el abastecimiento, se requiere la implementación

de acciones orientadas a: la optimización de operaciones de producción y de eficiencia energética, la conexión de campos aislados, el desarrollo de potencial nacional y el aumento de capacidades y puntos de importación.

- 7) Se contempla la importancia de explorar nuevas alternativas para fortalecer la infraestructura de suministro y transporte como: interconexión de zonas aisladas, almacenamiento estratégico, reconversión de infraestructura existente, transporte por oleoducto multifásico, entre otras.
- 8) Considerando la volatilidad y vulnerabilidad observada en el mercado internacional de gas natural por efecto de cambios drásticos en la demanda derivada de conflictos sociopolíticos y variaciones estacionales, así como el crecimiento proyectado en las capacidades de interconexión, almacenamiento y regasificación de países con limitaciones en el abastecimiento de su demanda, se resalta la importancia de ampliar y diversificar las alternativas de importación de este recurso estratégico para la seguridad energética y el beneficio social y económico de los diferentes sectores de consumo.
- 9) Teniendo en cuenta que a la fecha los proyectos adoptados a través del PAGN en sus versiones 2017 y 2020 no se han construido y no se han adjudicado para el caso de la infraestructura de importación de gas del pacífico, se recomienda la creación de un comité técnico de planeación de gas natural conformado por los agentes del sector y entidades de gobierno como la CREG, el MME y la UPME, con el objeto de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del infraestructura de suministro y transporte de gas natural en el país.
- 10) Se requiere la emisión de señales normativas por parte de las entidades correspondientes que le brinden seguridad a los inversionistas de realizar la inversión en los proyectos de iniciativa privada o adoptados por el MME a través del PAGN.

12. Recomendaciones

Considerando el análisis desarrollado a lo largo del documento, a continuación se presentan algunas recomendaciones dirigidas al MME:

TIPO	PROYECTO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del <i>Escenario Recomendaciones</i>
IPAT ADOPTADO PAGN 2019-2028	1. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	20 MPCD en Gualanday	15 meses después de confirmación de transportador incumbente.	RATIFICAR Realizar seguimiento a oferta y demanda local. Potencial aumento de capacidad > 20 MPCD en 2034
	2. Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	100 MPCD en Ballena	2 meses después de confirmación de transportador incumbente.	RATIFICAR Por confiabilidad.
	3. Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	170 MPCD en Ballena	36 meses después de confirmación de transportador incumbente.	RATIFICAR Por confiabilidad
	4. Interconexión de tramos Barranquilla - Ballena y Ballena - Barrancabermeja	170 MPCD en Ballena	36 meses después de confirmación de transportador incumbente.	RATIFICAR Por confiabilidad. Asegurar capacidad de transporte de gas de 170 MPCD en los dos sentidos.
	5. Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán	3 MPCD en Popayán	15 meses después de confirmación de transportador incumbente.	RATIFICAR Realizar seguimiento a demanda local para evaluar potencial aumento de capacidad adoptada en el mediano plazo
	6. Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	250 MPCD en Mariquita	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP.	RATIFICAR CON MODIFICACIÓN Ampliar bidireccionalidad hasta Vasconia con capacidad no inferior a 192 MPCD en Vasconia. FPO no superior a 1T 2030.
PROYECTO ADOPTADO PAGN 2019-2028	6. 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 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	RATIFICAR Por abastecimiento y confiabilidad. FPO no superior a 1T 2030.

TIPO	PROYECTO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del <i>Escenario Recomendaciones</i>
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE OFERTA Y TRANSPORTE PAGN 2023-2038	1. Gasoducto Noroccidente para conectar VIM con Interior (Magdalena Medio) . Se plantean dos alternativas: A) Construcción de gasoducto Jobo-Medellín-Mariquita (FPO inferior a Enero de 2030). B) Conexión Sincelejo-Coveñas-Vasconia (FPO inferior a Diciembre de 2026).	No inferior a 350 MPCD	4T 2026	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda la alternativa B) Sincelejo-Coveñas-Vasconia para evitar déficit de gas proyectado a partir del 4T 2026 Requiere: *Conexión desde Sincelejo hacia Coveñas (30 a 40 km) y conexión en Vasconia con el SNT.
	2. Gasoducto para conectar Bogotá a SNT Magdalena Medio (desde tramo Mariquita / Vasconia).	No inferior a 180 MPCD	1T 2030	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Sujeto a Conexión VIM-Interior y/o IIGP.
	3. Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio con capacidad no inferior a 8 MPCD.	No inferior a 8 MPCD	1T 2030	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.
	4. Importación en Cartagena con conexión al SNT	No inferior a 130 MPC	1T 2027	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Abierta a todos los sectores de consumo.
	5. Importación en la Costa Atlántica con conexión al SNT.	Entre 50 y 150 MPCD	1T 2025	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Abierta a todos los sectores de consumo.
	6. Conexiones en tierra de proyectos OFFSHORE a SNT. Ley 2128 de 2021.	Por establecer para cada proyecto	Por establecer para cada proyecto	Realizar SEGUIMIENTO Sujeto a decisiones finales de inversión y cronograma de avances de hallazgos offshore para establecer la ubicación de las conexiones, capacidades y FPO, según características declaradas por los operadores.
INVERSIONES EN PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE EXISTENTES PAGN 2023-2038	1. Bidireccionalidad del tramo Vasconia - Mariquita	No inferior a 192 MPCD	1T 2030	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Sujeto a los proyectos: Bidireccional Yumbo- Mariquita, Conexión VIM-Interior y Conexión SNT Magdalena Medio - Bogotá.
	2. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	No inferior a 17 MPCD.	1T 2026	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.
	3. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando - Fusagasugá	No inferior a 1,6 MPCD.	2024	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.

TIPO	PROYECTO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del <i>Escenario Recomendaciones</i>
	4. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Cartagena - Sincelejo .	No inferior a 267 MPCD.	2T 2029	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Sujeto a la entrada en operación de la conexión Noroccidente entre VIM - Interior (Opción Sincelejo-Vasconia)
	5. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Sincelejo - Jobo	No inferior a 180 MPCD.	1T 2030	Realizar SEGUIMIENTO Sujeto a la entrada en operación de la conexión Noroccidente entre VIM - Interior (Opción Jobo-Medellín-Mariquita)
	6. Bidireccionalidad en el tramo La Creciente - Sincelejo	No inferior a 10 MPCD.	Por establecer	Realizar SEGUIMIENTO Sujeto a la oferta de los campos productores locales para establecer FPO.
	7. Ampliación de capacidad de transporte en dirección Vasconia - La Belleza	No inferior a 200 MPCD.	1T 2033	Realizar SEGUIMIENTO Sujeto a la oferta de los campos productores de la región Central para establecer FPO.
	8. Bidireccionalidad en los tramos Cusiana - El Porvenir - La Belleza con capacidad no inferior a 120 MPCD.	No inferior a 100 MPCD.	1T 2035	Realizar SEGUIMIENTO Sujeto a la oferta de los campos productores de la región Central para establecer FPO.
	9. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Aguazul - Yopal y bidireccionalidad Yopal - Floreña	No inferior a 60 MPCD en Floreña.	4T 2026 a 2T 2028	Realizar SEGUIMIENTO Sujeto a la oferta de los campos productores locales para establecer FPO.
	10. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	No inferior a 1,1 MPCD.	2024	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.
	11. Conexiones de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio .	Por establecer para cada ramal	Por establecer para cada ramal	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Incluye los ramales: Yariguíes – Puente Sogamoso, Yariguíes – Puerto Wilches, Cantagallo – Cantagallo, Cantagallo – San Pablo, Corregimiento Brisas de Bolívar, San Vicente de Chucurí y Galán – Casabe – Yondó. Sujeto a características específicas de cada ramal declaradas por transportador incumbente para establecer la ubicación de las conexiones, capacidades y FPO.

13. Bibliografía

Agencia Internacional de Energía. World Energy Outlook 2023.

Agencia Internacional de Energía Outlooks for gas markets and investment.
<https://www.iea.org/reports/outlooks-for-gas-markets-and-investment>

Agencia Internacional de Energía. Fossil Fuels Consumption Subsidies 2022.
<https://www.iea.org/reports/fossil-fuels-consumption-subsidies-2022>

Agencia Internacional de Energía. Global coal demand is set to rise in 2022 amid the upheaval of the energy crisis. <https://www.iea.org/reports/coal-2022/executive-summary>

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2014), términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. M-M-INA-01
https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2010), términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de explotación de hidrocarburos. HI-TER-1-03- 1543.
https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2006), términos de referencia para la elaboración del diagnóstico ambiental de alternativas para proyectos lineales. DA-TER-3-01.
https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2006), T.R. para la elaboración del E.I.A, para la conducción de fluidos productos en el sector de hidrocarburos. HI-TER- 1-05 -1275
https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2006), T.R. para la elaboración del E.I.A, para terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos HI-TER-1-06.
https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2006), Términos de referencia para la elaboración del Diagnóstico Ambiental de Alternativas para proyectos puntuales. DA-TER- 4-01
https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2006), T.R. para la elaboración del E.I.A, para la construcción y Operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación. HI-TER-1-07 -1269

https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, (2016), Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA en proyectos de exploración sísmica marina en profundidades menores a 200 m. TDR-10 – 2205.

Banco Mundial <https://blogs.worldbank.org/opendata/bubble-trouble-whats-behind-highs-and-lows-natural-gas-markets>

Fondo Monetario Internacional <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/12/01/climate-security-and-energy-security-must-go-hand-in-hand>

Fondo Monetario Internacional: <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2023/05/23/how-natural-gas-market-integration-can-help-increase-energy-security>

International Gas Union 2023 World LNG Report

International Group of Liquefied Natural Gas Importers GIIGNL Annual Report 2023

Institute for Energy Research: Statistical Review of World Energy 2023

Scielo Boletín 77 (2012) Geografía crítica: territorialidad, espacio y poder en América Latina, Facultad de Ciencias Sociales y Humanas de la Universidad de Externado, Bogotá, 27 al 30 de septiembre de 2011.

<https://www.scielo.org.mx/pdf/igeo/n77/n77a18.pdf>.

Scielo Revista Mexicana de Ciencias Políticas y Sociales | Universidad Nacional Autónoma de México Nueva Época, (2016)

<https://www.scielo.org.mx/pdf/rmcps/v61n228/0185-1918-rmcps-61-228-00027.pdf>

Scielo Beatriz Fernández Cabrera, Territorialidad, sujetos populares y nuevas resistencias (2012)

http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1012-25082012000300004

Sepúlveda G., S. (2003). El enfoque territorial del desarrollo rural. Costa Rica: Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura.

<http://repiica.iica.int/docs/B0400E/B0400E.PDF>

UPME (2021) Metodología general aplicable a los planes formulados por la UPME para incorporar en ellos el enfoque territorial

<https://www1.upme.gov.co/Documents/Enfoque-territorial/Metodologia-enfoque-territorial.pdf>

Wood Mackenzie. LNG short-term trade and price outlook (Q2 2023).

<https://my.woodmac.com/document/150137151>