



Unidad de Planeación
Minero Energética



Estudio

Técnico

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



Ministro de Minas y Energía

Andrés Camacho Morales

Director General UPME

Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirector de Hidrocarburos UPME

Mauricio Andrés Palma Orozco

Colaboradores UPME

César Augusto Pineda Gómez

Andrés Popayán Pineda

Grigory Ibrahim Massy

Nashla González Cleves

Henry Oliveros Carvajal

Paula Lucía Sánchez García

Kelly Andrea Toro Toro

Raúl Báez Delgado

Adriana Cristina Barrera

Mónica Cristina Castañeda Lasso

Comunicaciones UPME

Linda Cárdenas Ramírez

Diseño y diagramación:

Diego Peñaranda

*Agradecimiento a Beatriz Herrera por su participación en el desarrollo de este documento, por su extensa trayectoria en la UPME y sus aportes al sector energético del país.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN.....	10
1. MARCO NORMATIVO.....	14
2. CONTEXTO ENERGÉTICO INTERNACIONAL	17
2.1. Mercado Internacional del Gas Natural.....	21
2.1.1. Oferta	22
2.1.2. Demanda	25
2.2 Contexto Mundial de Gas Natural Licuado (GNL)	26
2.3 Perspectivas del Mercado Mundial de GNL	29
3. PERSPECTIVAS DE OFERTA DE GAS NATURAL.....	35
3.1. Producción Histórica de Gas Natural.....	35
3.2. Distribución de Reservas y Recursos de Gas Natural	38
3.2.1. Reservas de Gas Natural.....	40
3.2.2 Recursos Contingentes de Gas Natural.....	41
3.3. Declaración de Producción de Gas Natural.....	43
3.4. Escenarios de Oferta de Gas Natural para Elaboración de los Balances.....	46
3.4.1. Escenario de Oferta 1.....	47
3.4.2. Escenario de Oferta 2.....	48
3.4.3. Escenario de Oferta 3.....	50
3.4.4. Escenarios de Oferta Consolidados	51
4. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL.....	53
4.1. Distribución Geográfica de las Proyecciones.....	55
4.2. Proyecciones de demanda agregada regional y sectorial.....	57
4.3. Escenarios de Demanda de Gas Natural	58

5. BALANCE DE GAS NATURAL	61
5.1. Balance Volumétrico Nacional.....	61
5.2. Balance Regional	64
5.2.1. Balance Costa Atlántica.....	64
5.2.2. Balance Interior del País	65
5.3. Alternativas de Oferta de Gas Natural.....	66
5.3.1. Aceleración de inversiones y actividades en campos productivos	66
5.3.2. Optimización de Producción y Eficiencia Energética	67
6. PRECIOS DE GAS NATURAL.....	70
6.1. Precios Internacionales de Gas Natural	70
6.2. Precios Nacionales de Gas Natural.....	72
7. TRANSPORTE DE GAS NATURAL	78
7.1. Descripción de la Metodología de Simulación	78
7.2. Distribución Nodal de la Oferta	88
7.3. Proyectos de Transporte adoptados según PAGN 2019-2028.....	92
7.4. Consideraciones de los escenarios para modelamiento del sistema	93
7.5. Resultados del Modelo de Transporte de Gas Natural.....	96
7.5.1. Seguimiento de Proyectos IPAT adoptados por el PAGN 2019-2028	98
7.5.2. Proyectos de Infraestructura de Gas Natural - Escenario Recomendaciones	103
7.5.3. Necesidades de infraestructura identificadas sobre el sistema de oferta y transporte existente.....	113
7.5.4. Componentes de la oferta para abastecer la Demanda de Gas Natural	130
7.6. Indisponibilidad y Demanda Desabastecida Esperada - Análisis de Confiabilidad	133
8. ALTERNATIVAS DE INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL.....	134
8.1. Almacenamientos Estratégicos.....	136

8.2.	Infraestructura de Importación de Gas natural – Venezuela y Alternativas	136
8.3.	Reconversión de Infraestructura de Transporte	139
8.4.	Transporte por Oleoducto Multifásico	140
8.5.	Carbon Lock -in	140
9.	ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS DE INFRAESTRUCTURA	142
9.1.	Metodología de Estimación de Costos de Infraestructura	142
9.2.	Estimación de Costos para Nuevas Propuestas de Infraestructura	147
9.3.	Costos de Racionamiento	152
9.4.	Determinación de Beneficiarios y Beneficios	157
9.4.1.	Identificación de Beneficiarios	157
9.4.2.	Procedimiento para Estimación del Beneficio	162
9.4.3.	Resultados sobre la identificación de beneficiarios y estimación de beneficios	164
9.5.	Estimación de Cargos	168
10.	ENFOQUE TERRITORIAL APLICADO AL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	173
10.1.	Descripción Metodológica	173
10.2.	Alertas Tempranas dentro del Enfoque Territorial	178
10.3.	Metodología de Evaluación Económica	180
11.	CONCLUSIONES	183
12.	RECOMENDACIONES	186
12.1.	Proyectos recomendados por el ETPAGN 2023-2038 para ser adoptados por el MME.	186
12.2.	Necesidades identificadas sobre infraestructura registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038.	190
12.3.	Revisión de proyectos adoptados por el MME.	195
13.	BIBLIOGRAFÍA	197

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
ETPAGN:	Estudio Técnico para el 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 ETPAGN.....	16
Gráfico 2-1. Consumo Mundial de Energía Primaria 2022.....	18
Gráfico 2-2. Evolución del Consumo Mundial de Energía Primaria.....	21
Gráfico 2-3. Evolución de las Reservas Probadas de Gas Natural.....	23
Gráfico 2-4. Evolución de la Oferta Mundial de Gas Natural.....	24
Gráfico 2-5. Evolución del Consumo Mundial de Gas Natural.....	26
Gráfico 2-6. Distribución Regional de Capacidad de Regasificación y Licuefacción.....	29
Gráfico 2-7. Infraestructura de Licuefacción y Regasificación de GNL en América Latina y el Caribe.....	32
Gráfico 2-8. Consumo LNG a nivel internacional por sector.....	33
Gráfico 2-9. Participación consumo LNG a nivel internacional por sector.....	33
Gráfico 3-1. Oferta Histórica de Gas Natural.....	37
Gráfico 3-2. Distribución de la Producción Nacional Comercializada de Gas Natural por Cuenca Productora.....	38
Gráfico 3-3. Distribución Regional de Reservas de Gas Natural a diciembre de 2022.....	41
Gráfico 3-4. Distribución Regional de Recursos Contingentes de Gas Natural a 2022.....	42
Gráfico 3-5. Comparativo del Potencial de Producción entre 2019 y 2023.....	44
Gráfico 3-6. Comparativo Distribución Regional del Potencial de Producción Agregado.....	45
Gráfico 3-7. Comparativo entre Potencial de Producción y Reservas.....	46
Gráfico 3-8. Escenario 1 de Oferta de Gas Natural.....	48
Gráfico 3-9. Escenario 2 de Oferta de Gas Natural.....	50
Gráfico 3-10. Escenario 3 de Oferta de Gas Natural.....	51
Gráfico 3-11. Escenarios de Oferta de Gas Natural 2023-2038.....	52
Gráfico 4-1. Distribución Regional – Municipal de la Demanda de Gas Natural.....	56
Gráfico 4-2. Escenarios de Demanda de Gas Natural a nivel Nacional.....	60
Gráfico 5-1. Balance Nacional entre Oferta y Demanda de Gas Natural.....	62
Gráfico 5-2. Proyección de Déficit Nacional bajo Demanda 2 (Media).....	63
Gráfico 5-3. Balance Regional de la Costa Atlántica.....	65
Gráfico 5-4. Balance Regional del Interior de Colombia.....	66
Gráfico 5-5. Alternativas de Oferta Nacional por Aceleración de Inversiones y Actividades Operativas.....	67
Gráfico 5-6. Relación entre Producción de Gas Comercializada y Fiscalizada.....	68
Gráfico 5-7. Distribución de Producción de Gas Fiscalizada en 2022.....	69
Gráfico 6-1. Evolución de Precios en el Mercado de GNL.....	71
Gráfico 6-2. Evolución de Precios Gas Natural por Fuente Nacional.....	73
Gráfico 6-3. Estimación del Precio de Gas Natural -Escenario de Referencia.....	75
Gráfico 7-1. Representación generalizada de principales tramos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.....	91
Gráfico 7-2. Representación generalizada de la ubicación de proyectos y necesidades de infraestructura bajo el Escenario Recomendaciones.....	97

Gráfico 7-3. Flujos de Transporte entre Barranquilla y Barrancabermeja.....	99
Gráfico 7-4. Flujos de Transporte entre Mariquita – Gualanday.....	100
Gráfico 7-5. Flujos de Transporte entre Pradera y Popayán.....	101
Gráfico 7-6. Flujos de transporte entre tramos Yumbo/Cali – Mariquita.....	102
Gráfico 7-7. Flujos de Transporte Conexión VIM – Interior (Jobo - Vasconia)	106
Gráfico 7-8. Flujos de Transporte de la Conexión Mariquita – Bogotá.....	107
Gráfico 7-9. Flujos de transporte hacia Cúcuta provenientes del tramo Sardinata-Cúcuta y la Conexión propuesta desde el SNT.....	108
Gráfico 7-10. Flujos de importación desde Guajira con Conexión a SNT.....	110
Gráfico 7-11. Flujos de Importación desde IIGP hacia Conexión Yumbo/Cali	111
Gráfico 7-12. Ubicación de proyectos Costa Afuera con recursos potenciales de gas natural	113
Gráfico 7-13. Flujos de Importación desde Cartagena con Conexión a SNT.....	115
Gráfico 7-14. Flujos de transporte asociados al Tramo Vasconia-Mariquita.....	116
Gráfico 7-15. Flujos de transporte asociados al Tramo La Belleza - Vasconia.....	119
Gráfico 7-16. Flujos de transporte asociados a los tramos Cusiana - El Porvenir - La Belleza	120
Gráfico 7-17. Flujos de transporte asociados a los tramos Aguazul-Yopal, Floreña-Yopal y Yopal- Morichal.....	122
Gráfico 7-18. Flujos de Transporte asociados al Tramo Centauros - Granada	124
Gráfico 7-19. Flujos de Transporte asociados al Tramo Gualanday-Neiva	125
Gráfico 7-20. Flujos de Transporte asociados	126
Gráfico 7-21. Flujos de Transporte asociados al Tramo Cartagena-Sincelejo	127
Gráfico 7-22. Flujos de transporte asociados al tramo Jobo – Sincelejo	128
Gráfico 7-23. Flujos de Transporte asociados al Tramo La Creciente – Sincelejo.....	129
Gráfico 7-24. Necesidades de Abastecimiento Nacional según los Escenarios de Oferta Evaluados.....	131
Gráfico 7-25. Componentes de la Oferta del Escenario Recomendaciones.....	131
Gráfico 7-26. Proyección de principales flujos de transporte a nivel nacional para los períodos de diciembre de 2026, 2030, 2034 y 2038	132
Gráfico 8-1. Balance Nacional - Escenario Importación desde Venezuela.....	138
Gráfico 9-1. Metodología de Estimación de Costos de Infraestructura.....	142
Gráfico 9-2. Estimación de Costos de Inversión – Infraestructura de Transporte (Costos Indicativos)	149
Gráfico 9-3. Estimación de Costos de Inversión – Infraestructura de Importación (Costos indicativos)	150
Gráfico 9-4. Resultados Primera y Segunda Estimación	171
Gráfico 9-5. Resultados Tercera Estimación.....	172
Gráfico 10-1. Componentes Metodología	174
Gráfico 10-2. Componentes Metodología de Evaluación Económica.....	180

Índice de Tablas

Tabla 2-1. Capacidades de Almacenamiento y Regasificación de GNL en América Latina y el Caribe	34
Tabla 3-1. Consideraciones de los Escenarios de Oferta de Gas Natural	52
Tabla 4-1. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector no Térmico	54
Tabla 4-2. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Termoeléctrico	55
Tabla 4-3. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector térmico	55
Tabla 4-4. Tasas de crecimiento de la demanda sectorial de gas natural, escenario medio	57
Tabla 4-5. Tasas de crecimiento de la demanda regional de gas natural, escenario medio	58
Tabla 7-1. Capacidades Máximas de Mediano Plazo (CMMP) del Sistema Nacional de Transporte	89
Tabla 7-2. Proyectos IPAT adoptados del PAGN 2019-2028	92
Tabla 7-3. Consideraciones de los Escenarios de Oferta 1 y Oferta 2 empleados en el modelamiento para identificar necesidades de infraestructura	95
Tabla 7-4. Consideraciones del Escenario Recomendaciones	95
Tabla 9-1. Asociación de Zonas del SNT a Regiones definidas para Estimación de Costos de Racionamiento	155
Tabla 9-2. Distribución de Costos de Racionamiento por Región y Sector con datos PAGN 2019-2028	155
Tabla 9-3. Beneficiarios de Obras de Infraestructura recomendadas	165
Tabla 9-4. Beneficiarios de necesidades identificadas sobre infraestructura de registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038	166
Tabla 9-5. Obras de Infraestructura Identificadas - Supuestos	168
Tabla 12-1. Nueva infraestructura de oferta y transporte recomendada en el ETPAGN 2023-2038	189
Tabla 12-2. Necesidad identificada sobre punto de importación en Cartagena	190
Tabla 12-3. Necesidades identificadas sobre infraestructura de transporte registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038	192
Tabla 12-4. Revisión de proyectos adoptados por el MME en PAGN 2019-2028	195

Introducción

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

En el marco de la actualización del estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural – ETPAGN 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 comunicaciones 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 con 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 doce secciones diferentes para facilitar el análisis e interpretación de la información; incluyendo 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, para finalmente presentar las recomendaciones de infraestructura a ser adoptada por el MME, las cuales están estructuradas de acuerdo con los elementos señalados en la Resolución MME 40052 de 2016. 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.

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, y con base en el 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 2023, 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 de 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 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, socioculturales, 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, el Estado busca contar con una prestación efectiva en el abastecimiento de gas, entendido este como un servicio público domiciliario; particularmente, el artículo 365, superior, 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. A su vez, el artículo 366 de la Carta refiere 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 en su artículo 4 declaró de utilidad pública la industria del petróleo, incluyendo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, entre los que se encuentra el gas natural.

Posteriormente, la Ley 142 de 1994 estableció que los servicios públicos de que trata la referida norma se consideran esenciales y otorgó al Estado la facultad de intervenir en los servicios públicos domiciliarios con el objetivo de asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Por su parte, el numeral 14.28 del artículo 14 ibidem, definió el servicio de gas combustible así:

“(...) conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria”

En este contexto, el régimen de servicios públicos descrito pretende la planificación, regulación, supervisión, vigilancia y otros mecanismos de política pública, que permitan garantizar de manera eficiente la cobertura y prestación de este servicio público en todo el país.

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”*, con el objeto de incentivar el desarrollo oportuno y uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas, así como de promover una mayor confiabilidad en el mismo.

En atención a lo anterior, el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015 modificado por el Decreto 2345 de 2015, estableció que, en aras de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el MME adoptaría un PAGN para un periodo de 10 años y establecería los lineamientos con los que éste debería contar.

De igual forma, el artículo 2.2.2.2.29 del mismo decreto, 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.

Por otra parte, el Decreto 2121 de 2023, “por el cual se modifica la estructura de la UPME”, determinó en el numeral 4 del artículo 4, como una de las funciones de la entidad la siguiente:

“4. Elaborar y actualizar los planes de Abastecimiento de Gas y de Ordenamiento Minero, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.”

Por su parte, el artículo 17, ejusdem, otorgó a la Subdirección de Hidrocarburos, entre otras la función de elaborar los planes indicativos de abastecimiento de hidrocarburos con base en los lineamientos establecidos por el MME y proponer estrategias para satisfacer los requerimientos de la población y apoyar la elaboración, publicación y divulgación de los planes y documentos de análisis realizados por la Subdirección, así como, las memorias institucionales del sector minero energético.

En línea con todo lo anterior, el artículo 1 de la Resolución MME 40052 de 2016 “por medio de la cual se desarrolla el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el artículo 4o del Decreto 2345 de 2015 en relación con el plan de abastecimiento de gas natural, y se dictan otras disposiciones” estableció que para la adopción del PAGN el MME “*tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (...)*”

Así mismo, señaló los elementos mínimos que debe contener el referido estudio indicando, tales como, 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.

Por otro lado, por medio de la Ley 2128 de 2021 se establecieron 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. A partir de lo anterior, la UPME en desarrollo de las funciones que le fueron conferidas, presenta el estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038.

Finalmente, y partiendo de los referentes normativos y de política pública descritos, a continuación, se presentan 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 ETPAGN



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 internacional 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 los 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. Este esfuerzo también enfrenta el desafío del "carbon lock-in", una dependencia arraigada en los combustibles fósiles, especialmente el carbón, debido a la infraestructura existente y las políticas establecidas que dificultan la adopción de fuentes de energía más limpias. Superar este obstáculo es crucial para acelerar la transición hacia una matriz energética diversificada y sostenible, capaz de mitigar efectivamente los efectos del cambio climático y promover un desarrollo más equilibrado y resiliente.

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).

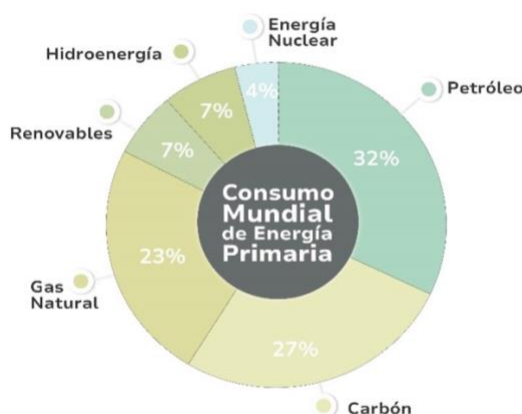
Ahora, aunque la transformación del sistema energético global es un imperativo y sigue su curso, se han enfrentado desafíos en el corto plazo derivados de problemas de asequibilidad y escasez. Estas coyunturas alertaron a los gobiernos a considerar la seguridad energética como requisito esencial del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

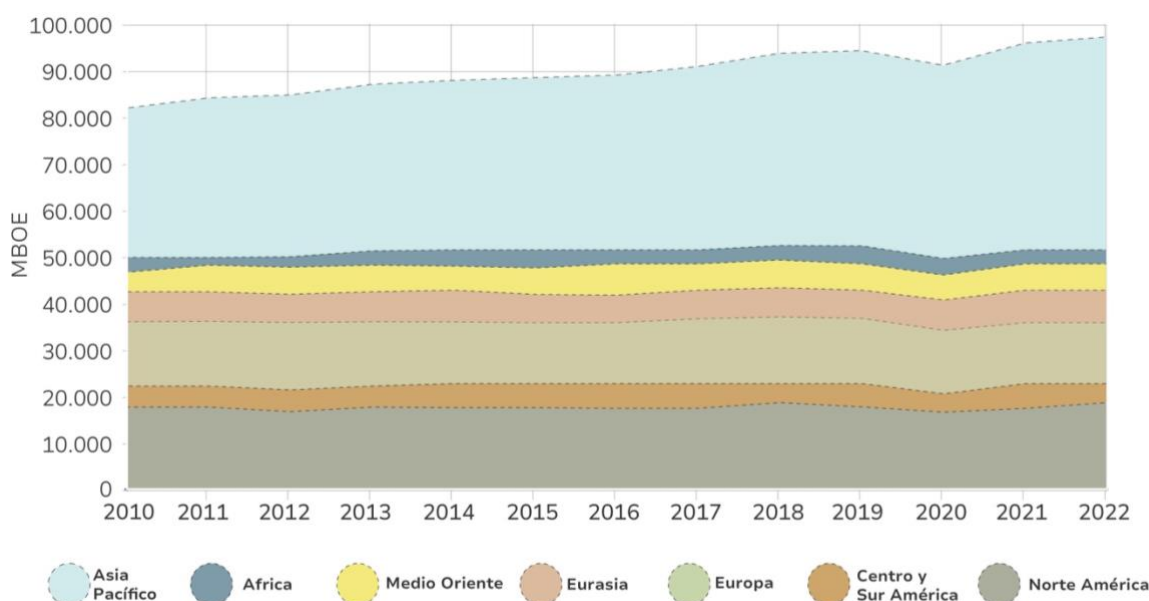
El suministro de Gas Natural Licuado - GNL creció un 5%, similar a 2021 y los aumentos provinieron principalmente de América del Norte. El incremento de la demanda mundial de GNL fue provocado por Europa mientras que los países de la región de Asia Pacífico redujeron sus importaciones. Japón reemplazó 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.

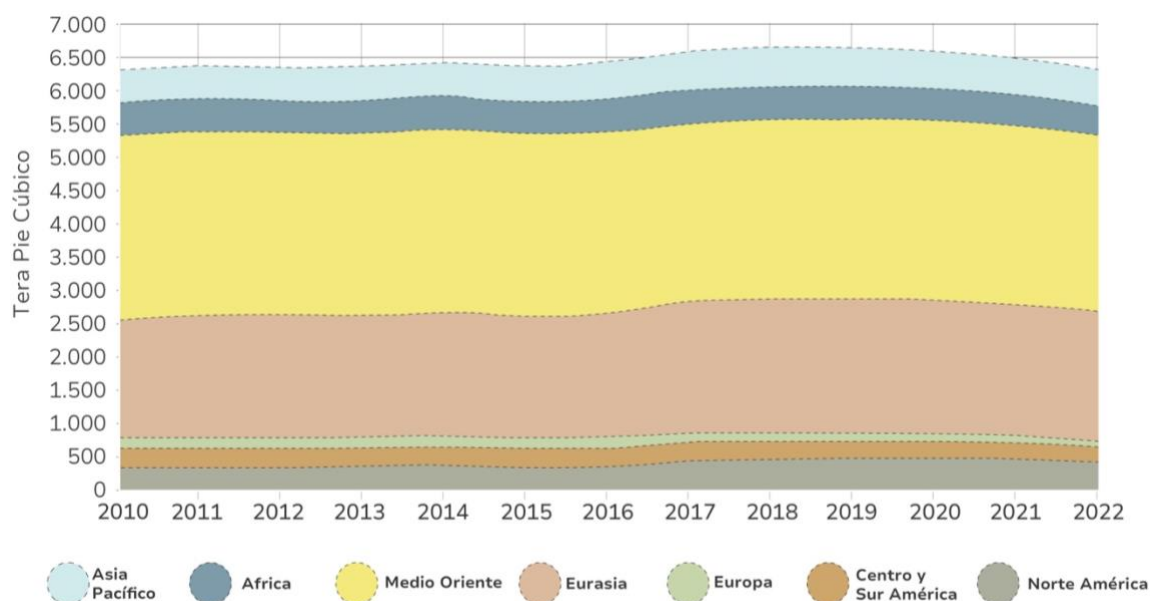
El movimiento de desinversión en el sector de hidrocarburos surgido en el proceso de transición energética redujo el flujo de capitales y limitó el desarrollo de nuevos recursos de hidrocarburos generando una desigualdad entre oferta y demanda, que junto con las dificultades geopolíticas culminó con 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%.

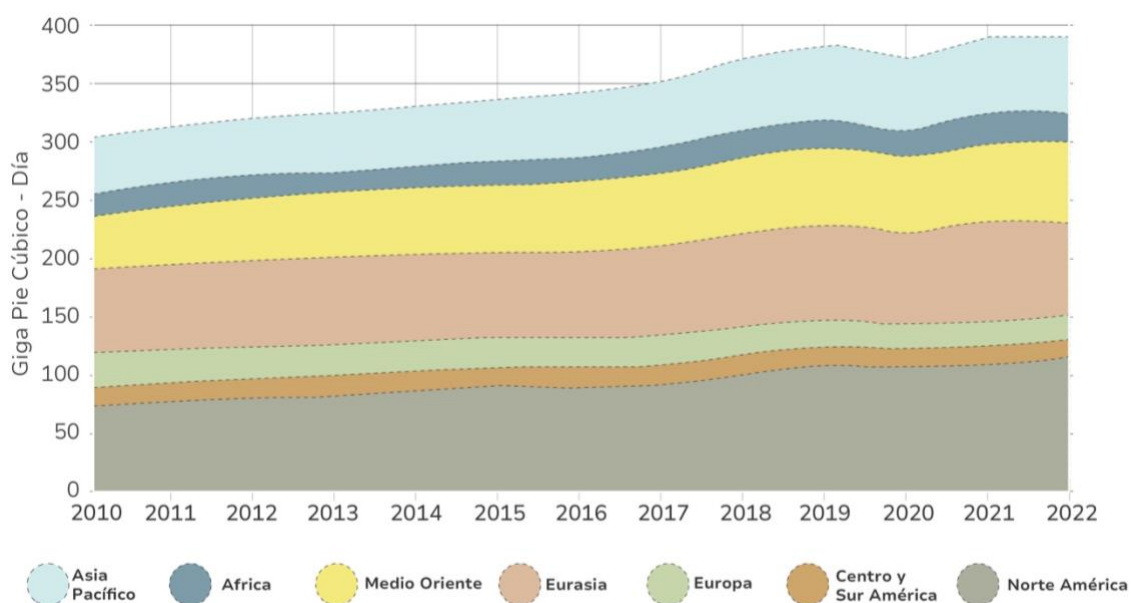
La producción mundial de gas natural durante el 2022 fue en promedio de 391,2 Giga pie cúbico por día (GPCD), representando un ligero descenso en relación con el volumen alcanzado en 2021. Norteamérica con un aporte del 29,8% fue la región de mayor producción y desde hace más de una década viene mostrando 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.

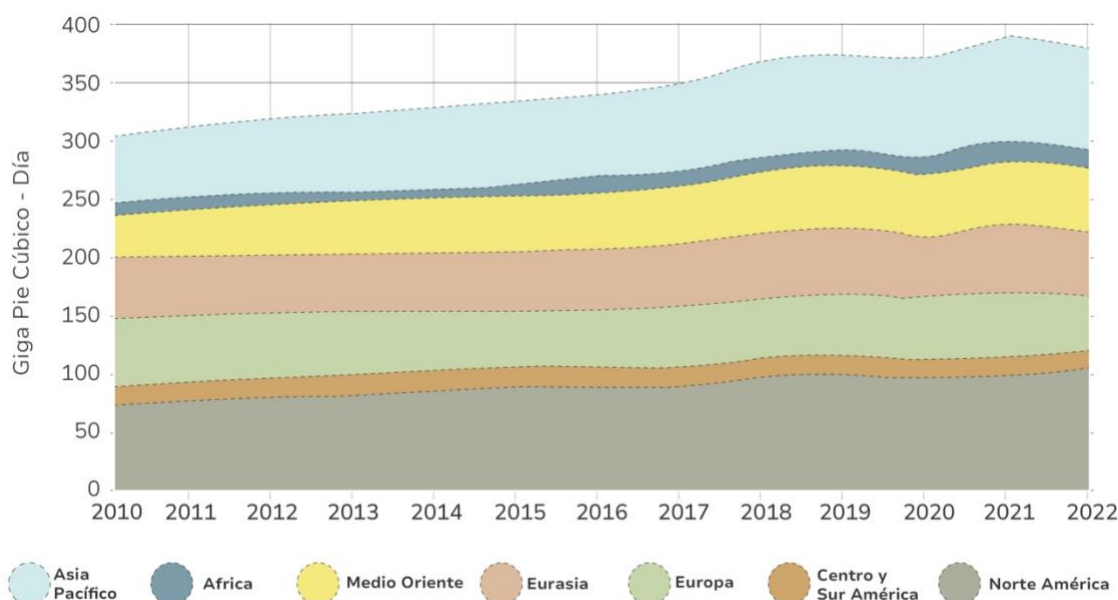
2.1.2. Demanda

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 del 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 las 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 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

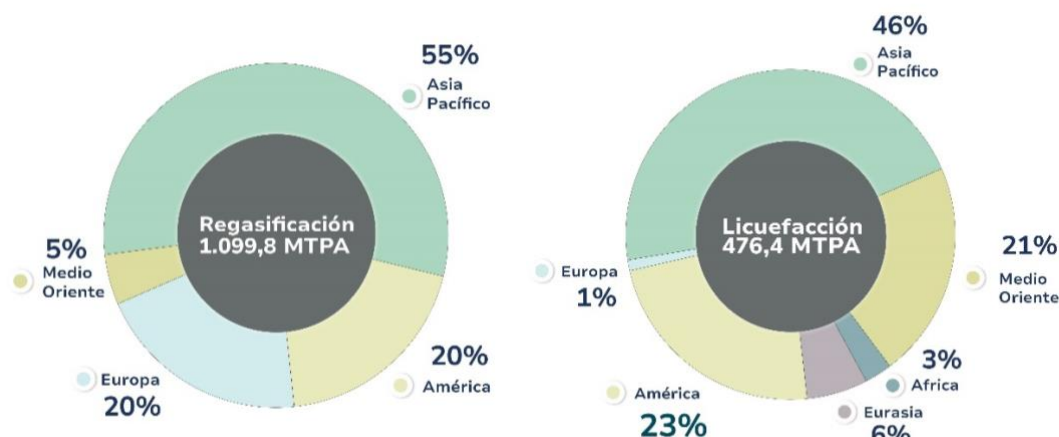
la flota entre 2021 y 2022, con capacidades que varían entre 170.000 y 200.000 metros cúbicos, los cuales permanecen dentro del límite superior de la capacidad del Canal de Panamá luego de su expansión en 2016. A medida que se desarrolla capacidad adicional de GNL en la Costa del Golfo de Estados Unidos, 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 importarán 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.

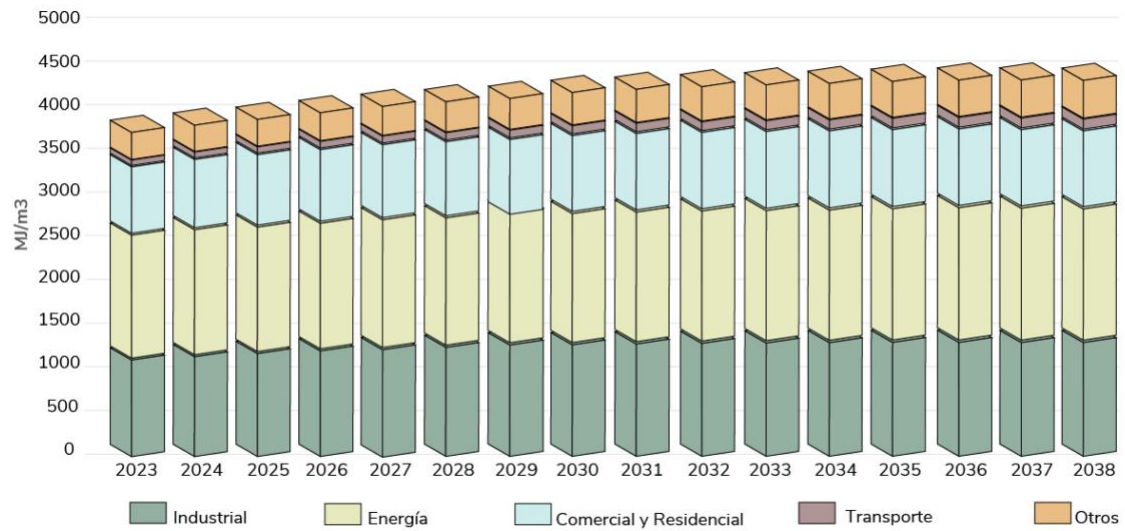
En el Gráfico 2-7 se presenta la ubicación general de los proyectos de GNL en operación en la región, mientras en la Tabla 2-1 se relacionan las capacidades de almacenamiento y regasificación.

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



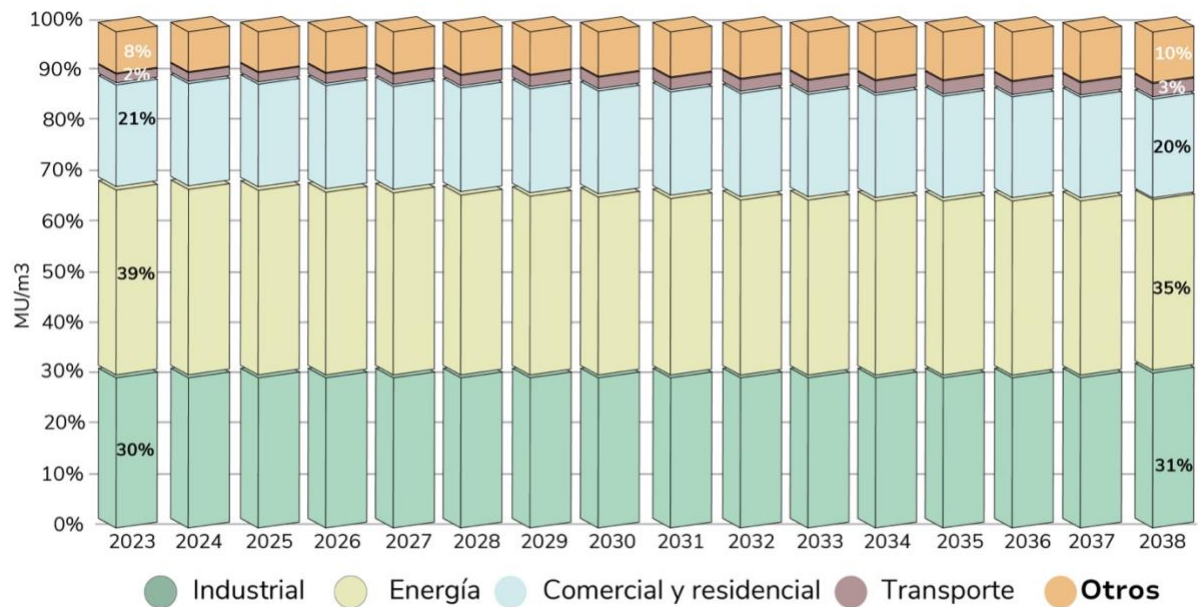
Fuente: GIIGNL Annual Report 2023

Gráfico 2-8. Consumo LNG a nivel internacional por sector



Fuente: Elaboración UPME con datos Wood Mackenzie

Gráfico 2-9. Participación consumo LNG a nivel internacional por sector



Fuente: Elaboración UPME con datos Wood Mackenzie

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 las proyecciones de producción, reservas y recursos descubiertos de gas natural a nivel nacional y regional, así como el planteamiento de escenarios de oferta considerados en la planeación del sector 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

La cantidad promedio de gas natural ofrecida durante el año 2023 fue de 1127 GBTUD, de la cual cerca del 92,5% provino de oferta nacional y la restante fue importada, especialmente durante los últimos cuatro meses, como consecuencia de una mayor demanda térmica por la intensidad presentada del Fenómeno de El Niño.

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

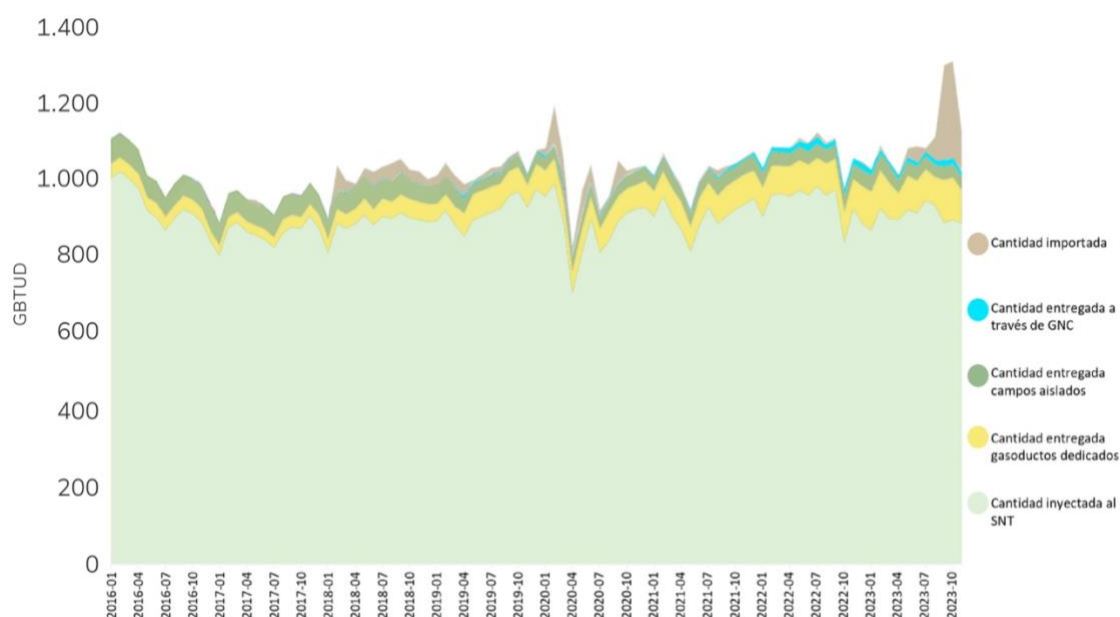
- Campos productores conectados al SNT localizados principalmente en los Llanos Orientales, la Cordillera Oriental, el Valle Inferior del Magdalena y la Guajira, con un promedio alrededor de los 900 GBTUD de la oferta nacional inyectada en 2023.
- Gasoductos dedicados para el desarrollo de proyectos industriales, térmicos y petroleros, los cuales alcanzaron en 2023 un promedio de 92 GBTUD, representando un crecimiento superior al 40% respecto a cifras presentadas en 2020.
- Campos aislados que no ingresan oferta al SNT, los cuales suministran gas natural a demanda local ubicada hacia sus alrededores, cuya oferta agregada nacional ha tenido una variación mínima durante los últimos años con promedios anuales inferiores a 38 GBTUD.
- Gas natural comprimido – GNC, modalidad que ha permitido entregar cantidades del orden de 14 GBTUD en promedio durante los últimos dos años, lo cual representa un aumento sostenido superior al 330% respecto al 2020 y valores aún mayores respecto a periodos anteriores. Se destaca la importancia de esta alternativa para aquellas zonas que se encuentran apartadas geográficamente y no cuentan con redes de transporte por ductos, dado que permite realizar la transición desde otros energéticos más contaminantes, menos eficientes y/o de mayor costo hacia el gas natural.
- Gas natural importado – GNI, el cual se viene incorporando mediante la planta de regasificación operada por SPEC LNG instalada en la ciudad de Cartagena desde el año 2016, con aportes significativos en períodos de mayor demanda termoeléctrica y con capacidad de entrega actual hasta 400 GBTUD.

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.

Se observa que más del 85% de la producción nacional es inyectada al SNT, mientras menos del 10% es entregada mediante gasoductos dedicados y alrededor 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 históricamente por fuentes nacionales. Sin embargo, se destaca que, durante el último trimestre de 2023 se inyectaron en promedio 207 GBTUD de gas importado al SNT, alcanzando hitos históricos en el mes de diciembre del orden de 265 GBTUD como promedio mensual y de 391 GBTUD como máximo diario, lo cual representa cerca del 98% de la capacidad instalada de importación.

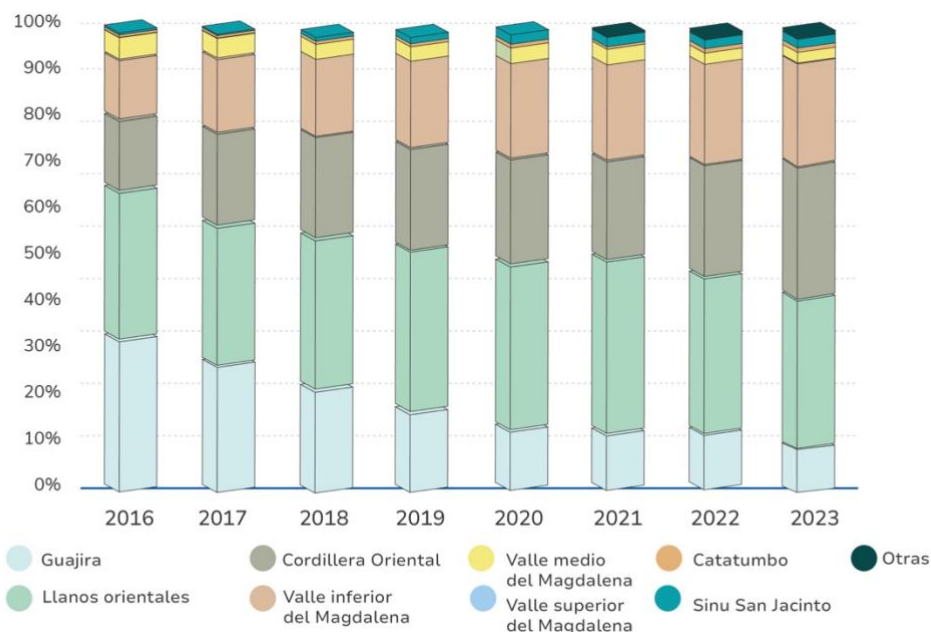
Por otra parte, la oferta nacional comercializada se ha concentrado en campos productores de los Llanos Orientales y la Cordillera Oriental a nivel del interior del país, y del Valle Inferior del Magdalena y de La Guajira en la costa caribe. El departamento del Casanare aportó en 2023 más del 57% de la producción nacional de gas natural a través de los campos Cupiagua, Pauto Sur y Cusiana, entre otros, mientras que Sucre y Córdoba vienen aumentando progresivamente su participación representando más del 20% nacional, a partir de diversos descubrimientos con puestas rápidas en operación, en contraste con los campos históricos de La Guajira, como Chuchupa y Ballena, que han reducido considerablemente su potencial de producción y representan actualmente alrededor del 10% de la oferta disponible, alrededor de una tercera parte de su participación a nivel nacional hacia 2016.

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 Comercializada de Gas Natural por Cuenca Productora



Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos.

De igual forma, se destaca que durante los últimos 3 años la participación de la producción comercializada del Interior del país representa alrededor del 64% de la oferta nacional, ubicándose en 689 MPCD para el promedio de 2023, mientras que el promedio de los campos de la Costa Atlántica para este mismo periodo fue de 370 MPCD. En el agregado nacional, la producción promedio en 2023 fue de 1059 MPCD, representando un descenso de 1,4% respecto a 2022.¹

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 periódicamente según el nivel de incertidumbre asociado a su posible explotación y la madurez comercial alcanzada para su desarrollo, lo cual depende de múltiples factores, como el grado de conocimiento del yacimiento, las características fisicoquímicas propias de los fluidos, del medio poroso y de las estructuras geológicas presentes, la disponibilidad de tecnologías, equipos e infraestructura para su explotación, del contexto económico de la actividad, y de variables socioambientales, entre otros factores.

¹ ANH, Sistema Oficial de Liquidación y Administración de Regalías - SOLAR

Las reservas son aquellos volúmenes estimados en yacimientos ya descubiertos, comercialmente recuperables bajo condiciones técnicas e infraestructura definidas siguiendo una tasa de producción prevista. Se categorizan en probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3) según el sistema de clasificación SPE-PRMS, metodología adoptada por la ANH para la valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en Colombia.²

Por otra parte, los recursos se clasifican en 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 en el momento no son considerados comerciales debido a diversas contingencias, como la falta de mercados viables, limitaciones técnicas y operativas, licenciamiento, cantidades insuficientes para asegurar su factibilidad, entre otras. 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 se denominan C1, los de probabilidad media C2 y los de mayor incertidumbre C3. Estos recursos tienen una probabilidad de desarrollo asociada y pueden ser considerados maduros comercialmente si la entidad que declara comercialidad muestra una firme intención de proceder con el desarrollo.

En cuanto a los recursos prospectivos, son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos potencialmente recuperables desde reservorios no descubiertos o proyectos en fase temprana de exploración, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. A pesar del limitado conocimiento geológico y económico, estos recursos también pueden tener asociada una posibilidad de desarrollo comercial.

Es pertinente destacar que conforme un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez comercial en la clasificación, se estima una probabilidad cada vez mayor de que la acumulación sea desarrollada comercialmente y de que las cantidades del proyecto sean clasificadas como reservas. Con respecto a su categorización, el *mejor estimado* es la evaluación más realista de las cantidades que se esperan recuperar si solo se reportara un único valor. Si se usan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% (P50) de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación. Para la justificación de un proyecto, generalmente es el mejor estimado de la cantidad de reservas o recursos la que pasa la calificación, porque se considera la evaluación más realista de las cantidades recuperables de un proyecto. En general, se considera que la mejor estimación representa la suma de las estimaciones Probadas y Probables (2P) para reservas, o 2C cuando

² ANH, Acuerdo 011 de 2008, Acuerdo 003 de 2018, Resolución 077 de 2019 y sus modificaciones, por medio de los cuales se adopta y actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país.

se citan los recursos contingentes, al agregar un campo, varios campos o los recursos de una entidad.³

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 último informe de reservas y recursos publicado por la ANH con corte a diciembre de 2022.

3.2.1. Reservas de Gas Natural

De acuerdo con el último informe disponible de recursos y reservas con corte a diciembre 31 de 2022, se estiman volúmenes por 2.817 GPC de reservas probadas de gas natural a nivel nacional, 647 GPC de reservas probables y 747 GPC de reservas posibles.⁴ En el Gráfico 3-3 se muestra la distribución regional de estas cantidades a nivel de cuencas sedimentarias.

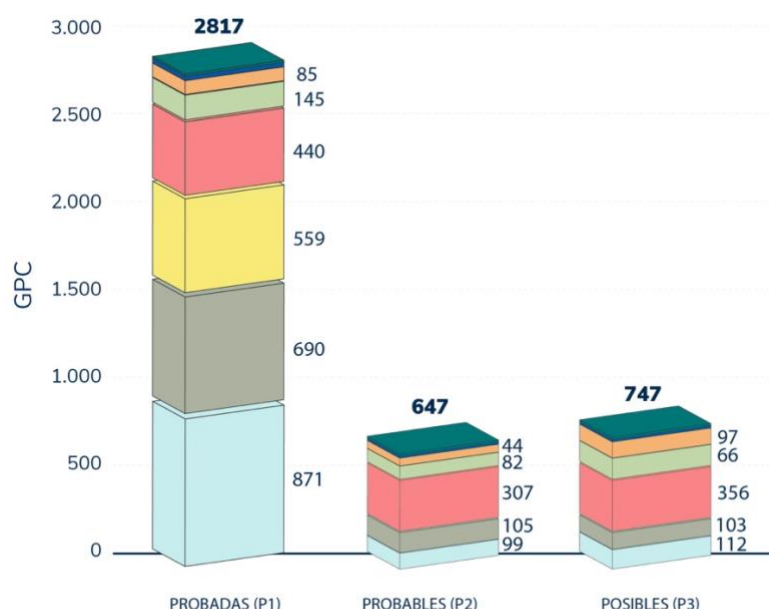
Se observa que más del 90 % de las reservas probadas se distribuye entre las cuencas de los Llanos Orientales (31%), la Cordillera Oriental (24%), La Guajira (20%) y el Valle Inferior del Magdalena (16%), mientras que las reservas probables se concentran en el Valle Inferior del Magdalena con cerca del 47%, seguida por la Cordillera Oriental (16%), los Llanos Orientales con el (15%), el Valle Medio del Magdalena (13%) y Sinú San Jacinto (7%). En cuanto a las reservas posibles, éstas presentan una distribución semejante a las reservas probables, según la cual las cinco cuencas descritas reúnen el 98% de las cantidades estimadas.

De igual forma, los 10 principales campos productores en la actualidad concentran alrededor del 80% de las reservas probadas, el 43% de las reservas probables y menos del 15% de las posibles, por lo cual se infiere un cambio en la concentración y distribución de cantidades futuras de gas natural con potencial de ser clasificadas como reservas probadas. De los 62 campos que reportan cifras a nivel de reservas probables y posibles, más del 80% de los proyectos registran acumulaciones inferiores a 20 GPC por campo.

³ SPE – PRMS, Petroleum Resources Management System. Disponible en: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>

⁴ ANH, Informe de recursos y reservas con corte a diciembre de 2022, publicado en mayo de 2023.

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



	PROBADAS (P1)	PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)
Otras	8	1	1
Catatumbo	19	10	12
Sinu San Jacinto	85	44	97
Valle medio del Magdalena	145	82	66
Valle inferior del Magdalena	440	307	356
Guajira Offshore	559	0	0
Cordillera Oriental	690	105	103
Llanos Orientales	871	99	112

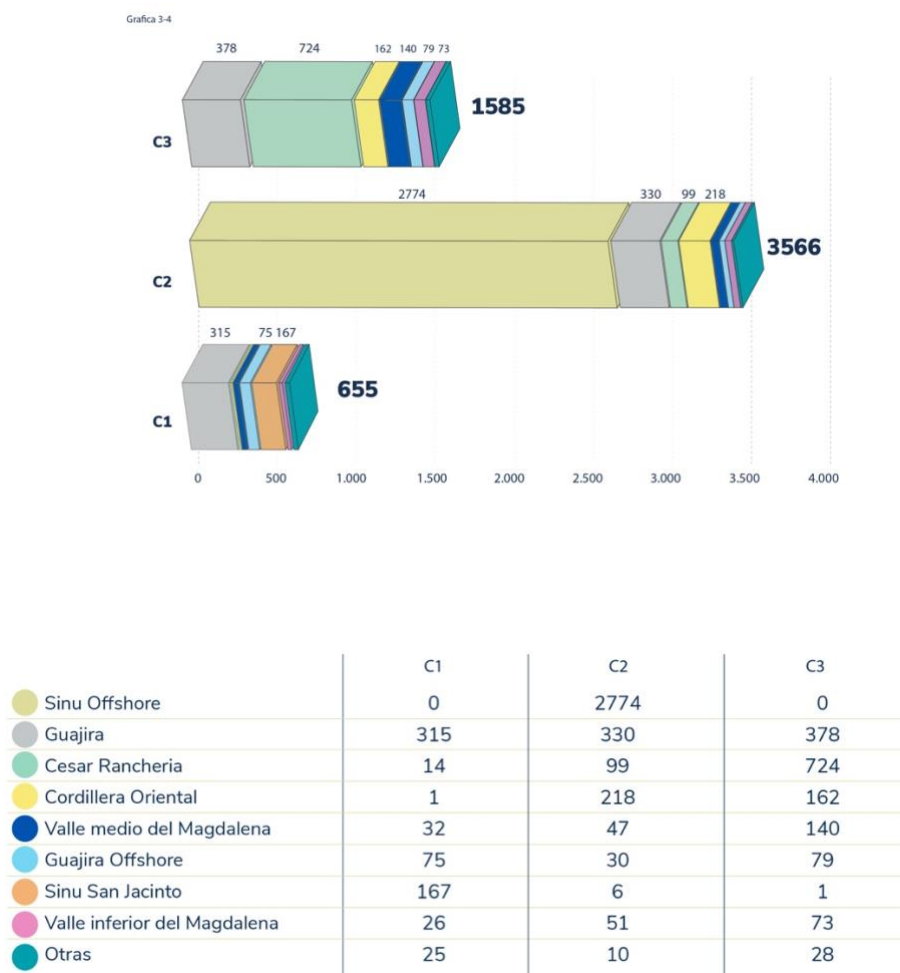
Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos

3.2.2 Recursos Contingentes de Gas Natural

Los recursos descubiertos de gas natural a nivel nacional constituyen un potencial importante para adicionar oferta y contribuir al abastecimiento y a la seguridad energética del país durante los próximos años. Sin embargo, su desarrollo requiere particularmente de una serie de soluciones a nivel de infraestructura de transporte que posibilite su interconexión con la demanda y que contribuyan a su viabilidad comercial, así como de compromisos firmes de inversión y de gestión administrativa y operativa que permitan superar las diversas contingencias que limitan su reclasificación como reservas.

A cierre de 2022, los recursos contingentes tipo C1 se estiman en 655 GPC, los C2 que representan el mayor agregado reportado suman 3.566 GPC y los C3 contabilizan 1.585 GPC. A continuación, el Gráfico 3-4 expone su distribución geográfica a nivel nacional.

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



Fuente: Elaboración UPME con datos de Agencia Nacional de Hidrocarburos

Alrededor del 89% del potencial agregado de recursos contingentes C1 y C2 se asocia a proyectos ubicados en la Costa Atlántica y el restante al interior del país, mostrando un cambio significativo en la distribución geográfica del potencial futuro de gas natural.

En el caso de recursos C1, el 59% en encuentran en La Guajira y el 26% en la cuenca de Sinú San Jacinto. Más del 82% del total de estos volúmenes se asocia a nuevos proyectos de producción y cerca del 88% corresponde a proyectos continentales “onshore”.

En cuanto a los recursos C2, el 79% corresponde a proyectos nuevos a nivel costa afuera “offshore”, que representan un potencial agregado del orden de 2803 GPC, semejante a las reservas probadas estimadas en la actualidad, los cuales presentan proyecciones de iniciar su

comercialidad a finales de la presente década, en la medida que se logren implementar los planes de inversión establecidos a nivel de perforación y de desarrollo de infraestructura de tratamiento y conexión al sistema nacional de transporte.

Finalmente, respecto 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 sólo del orden del 5%, mientras que alrededor del 20% de estos recursos 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

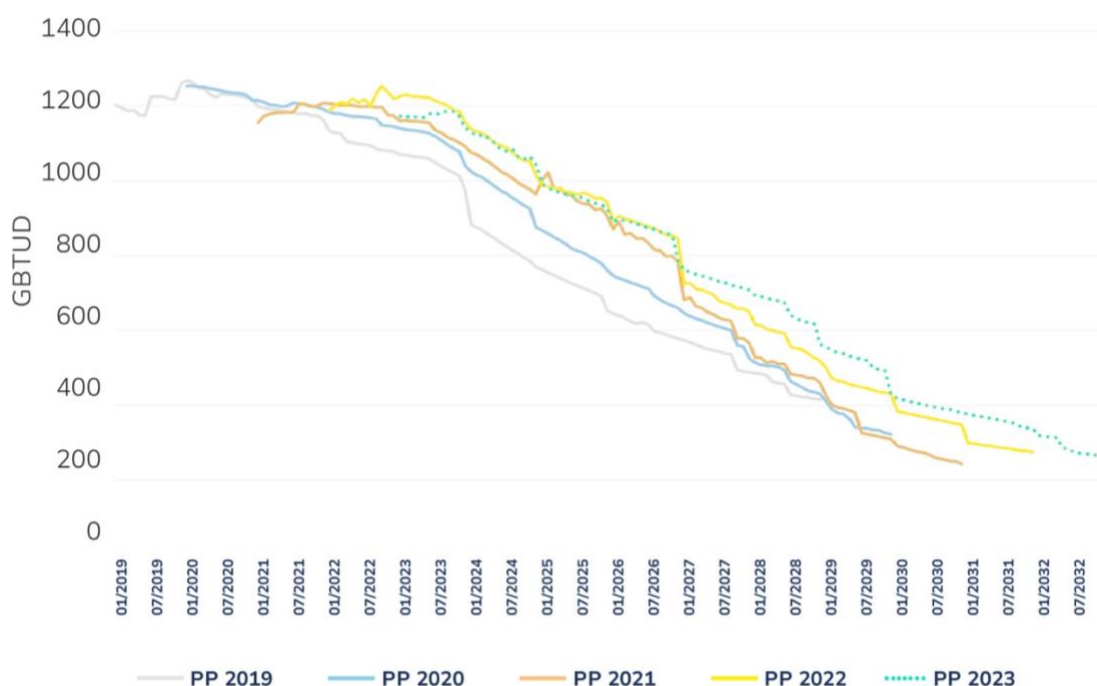
Los productores, los productores-comercializadores, así como los comercializadores de gas natural importado deben presentar y actualizar anualmente al MME o a quien este determine, la declaración de producción con el potencial de oferta disponible proyectada por un período de diez años, incluyendo la 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 inicialmente por el MME a través de la Resolución No. 00478 del 30 de mayo de 2023, modificada posteriormente mediante la Resolución No. 00943 del 05 de septiembre de 2023 y finalmente por la Resolución 01743 del 28 de diciembre de 2023. El cambio de la última actualización sobre el potencial de producción agregado para el período de referencia fue inferior al 0,01%. De igual forma, el Gráfico 3-5 muestra la proyección de los potenciales declarados anualmente entre 2019 y 2022. En general, 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 natural de los campos, afectando la disponibilidad de oferta hacia el final del período declarado.

A partir de esta información, se puede inferir que cada año las compañías operadoras han logrado incorporar recursos adicionales a la oferta proyectada previamente, proveniente de reservas no probadas y/o recursos contingentes, especialmente para los primeros años del siguiente período declarado, generando un relativo desplazamiento en el tiempo de la disponibilidad de oferta, y contribuyendo a mantener la mayor parte del abastecimiento de la demanda con fuentes nacionales. Sin embargo, es pertinente destacar que en la medida en que las reservas probadas se han reducido durante los últimos años, la capacidad de declarar nueva

oferta comercial 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

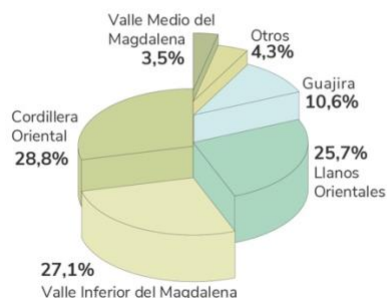


Fuente: Elaboración UPME con datos Ministerio de Minas y Energía

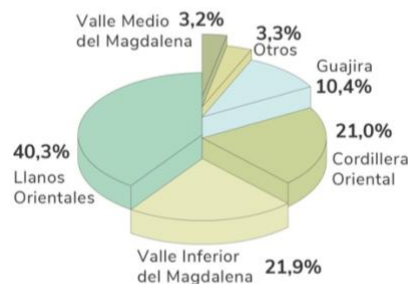
Por otro parte, la distribución regional del potencial de producción agregado en 2019, considerado en la elaboración del plan de abastecimiento anterior adoptado por el MME a través de la Resolución No. 40304 de 2020, también presenta cambios en la concentración de la oferta respecto a la distribución actual, como lo 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%, como se refleja en el Gráfico 3-6. Los departamentos de Casanare, Sucre, Córdoba y La Guajira concentran más de 85% del potencial agregado.

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

Distribución Oferta DP 2023-2032= 2567 TBTU



Distribución Oferta DP 2019-2028= 3251 TBTU

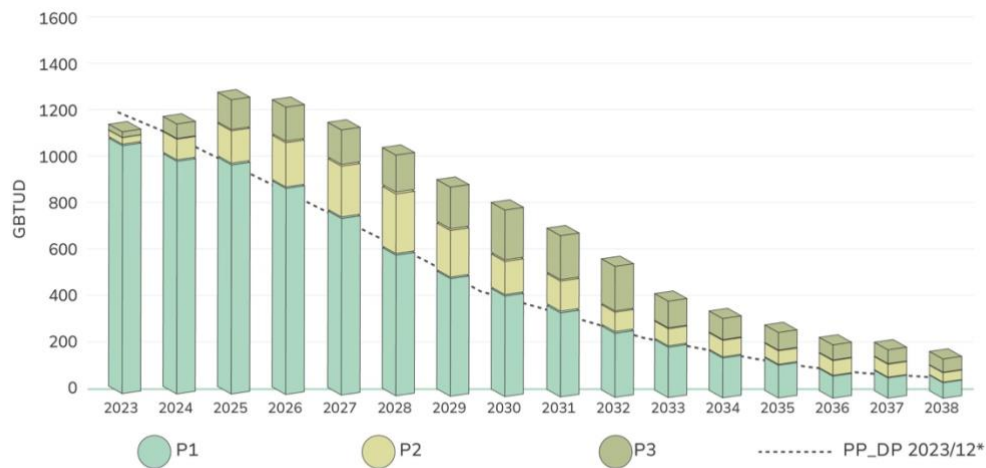


Fuente: Elaboración UPME con datos Ministerio de Minas y Energía

En cuanto al comparativo entre la oferta reportada en la declaración de producción y la estimada en el informe anual de recursos y reservas de la ANH con corte a diciembre de 2022, se observa una alta correlación entre las reservas probadas y el potencial declarado, particularmente a partir del tercer año de proyección, como se observa en el Gráfico 3-7.

De igual forma, según los valores históricos registrados se evidencia que la declaración de producción es una herramienta particularmente eficiente para la estimación de oferta disponible en el corto plazo, representando muy cercanamente los dos primeros años del pronóstico de gas comercializado; sin embargo, más allá del tercer año pierde representatividad al no considerar la entrada de potencial adicional no asociado a las reservas probadas. Por ejemplo, en el caso de las cifras reportadas en la declaración de 2019 la cual cubría un horizonte de tiempo hasta 2028, comparadas con los valores proyectados en la declaración final de 2023 para los mismos años de referencia (corte a 5 y 10 años de proyección desde 2019), se observa una subestimación del orden de 12% para el promedio anual declarado para 2023 y del 46% para el 2028. Esta característica es considerada en el planteamiento de los escenarios de oferta propuestos en el siguiente numeral, los cuales contemplan un período de análisis del orden de 15 años.

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 ETPAGN para el período 2023-2038, elaborados a partir de la información institucional más reciente publicada oficialmente por la ANH y el MME, así como las perspectivas planteadas por diversas asociaciones y agentes del sector alrededor del potencial de este recurso estratégico, para alcanzar las metas propuestas de transición y seguridad energética a nivel nacional.

Se busca a través de los escenarios propuestos evaluar diferentes alternativas de crecimiento progresivo del potencial de oferta de gas natural desde diversas fuentes de suministro nacional e importado. En ese sentido, el primer escenario considera las cantidades estimadas con menor nivel de incertidumbre, mientras los demás, contemplan la incorporación de oferta adicional a partir de la ampliación del potencial de recuperación 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.

En general, se incluyen diversas cantidades asociadas a reservas y recursos contingentes. Los recursos prospectivos no serán considerados entre los escenarios de oferta por tratarse de volúmenes sin evidencia de descubrimiento y mayor incertidumbre asociada a su explotación y comercialidad.

Finalmente, en consideración de la reciente presentación del Informe de Recursos y Reservas con corte a diciembre de 2023 realizada por la ANH el día 24 de mayo de 2024, la UPME adelantará la evaluación del potencial impacto sobre los escenarios de oferta y el balance descritos en el estudio técnico realizado para el ETPAGN 2023-2038, a partir de la información detallada para cada campo productor. Los resultados de dicho análisis serán presentados durante la actualización anual del estudio técnico programada para el cuarto trimestre del presente año.

3.4.1. Escenario de Oferta 1

El *Escenario 1* de oferta de gas natural tiene dos componentes principales, asociados al potencial de producción nacional y a la capacidad de importación instalada, respectivamente. En cuanto al componente nacional, se contempla la proyección del potencial de producción reportado en la declaración de producción publicada por el MME según la Resolución 01743 del 28 de diciembre de 2023, a partir de la información registrada por cada uno de los agentes productores y comercializadores para la vigencia 2023-2032. Para completar el período de análisis hasta 2038, se asume como oferta nacional desde 2033, los valores de las reservas probadas estimadas en el Informe de Recursos y Reservas de la ANH.

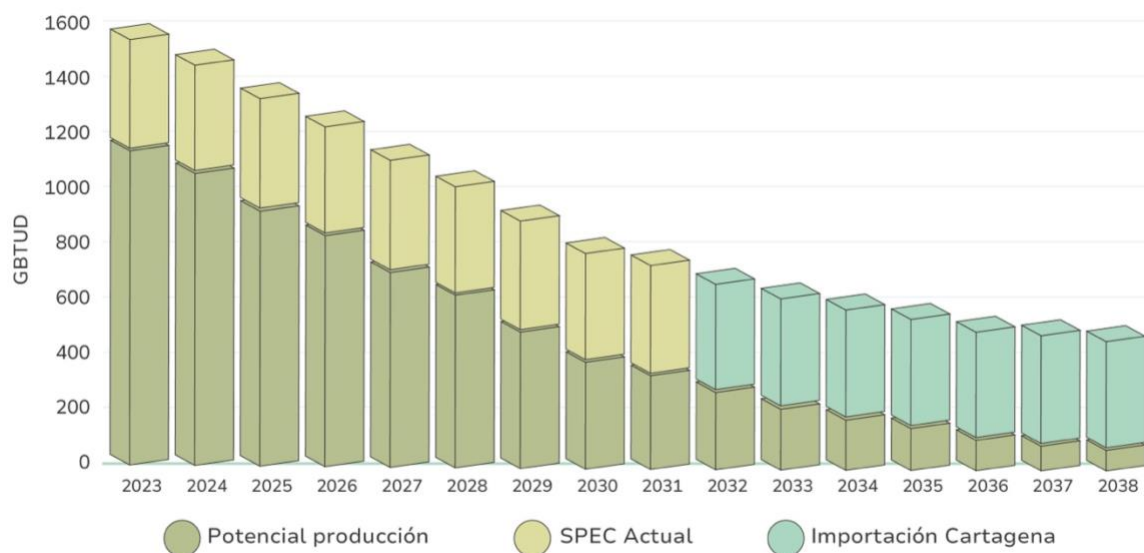
Por otra parte, se incluye la capacidad actual de importación y regasificación de la Sociedad Portuaria del Cayao - SPEC LNG, con la cual se respaldan las OEF de las centrales térmicas de la costa caribe Termocandelaria S.A ESP, Termobarranquilla S.A ESP y Prime Energía S.A ESP - Planta Termoflores. Esta capacidad se asume constante a lo largo del período evaluado por valor de 400 GBTUD y restringida para la demanda térmica descrita. Una vez finalizado el compromiso contractual de SPEC, el cual fue suscrito inicialmente hasta el año 2026, y extendido recientemente hasta noviembre de 2031 nuevamente para respaldo de OEF de agentes térmicos específicos⁵, se asume la entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en Cartagena con una capacidad equivalente de 400 GBTUD, pero 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 descrita por la declaración de producción. Es pertinente destacar que este escenario es el que considera menores cantidades

⁵ La extensión del compromiso contractual reportado hasta noviembre del 2031 asociado al cumplimiento de OEF, se daría para Termocandelaria S.A ESP y Termobarranquilla S.A ESP, según información reportada por XM. Disponible en: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/obligaciones-de-energia-0>

de oferta nacional respecto a los demás escenarios propuestos, en función de la fuente de información empleada, la cual incluye principalmente el desarrollo de reservas probadas con potencial comercial declarado, como se resaltó previamente, representando alrededor de 2,66 TPC de oferta nacional agregada hasta el año 2038.

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



Fuente: Elaboración UPME

3.4.2. Escenario de Oferta 2

El *Escenario 2* incorpora alternativas adicionales para ampliar el potencial de oferta disponible respecto al *Escenario 1*, desde fuentes de suministro nacionales e importadas. A continuación, se describen los supuestos planteados:

- 100 % de las reservas probadas (P1) y de las reservas probables (P2), es decir, el total de las cantidades estimadas como reservas 2P.⁶
- 100 % de los recursos contingentes C1 y C2⁷ de proyectos continentales, es decir, recursos 2C tipo “Onshore”, de manera análoga con el planteamiento realizado para las reservas. Se

⁶ Según la metodología SPE-PRMS, 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.

⁷ 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 los recursos C1 más los recursos C2 estimados. Más información disponible en: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>

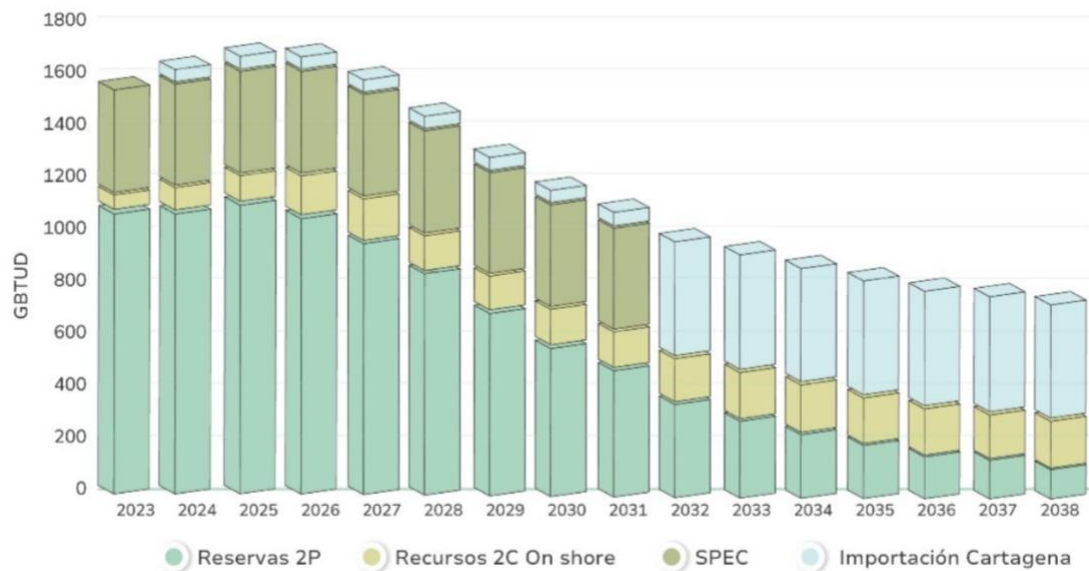
asume que la incorporación de este tipo de recursos tendría menor complejidad técnica, operativa, comercial y financiera que el desarrollo de proyectos costa afuera “Offshore”.

- Ampliación de la capacidad de regasificación de acuerdo con la primera fase de expansión anunciada por el operador SPEC LNG, pasando de 400 a 450 GBTUD a partir de 2024 hasta noviembre de 2031; para este periodo los 50 GBTUD adicionales en contraste con los 400 GBTUD actuales, se asumen disponibles para la atención de toda la demanda nacional. A partir de diciembre de 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en Cartagena con capacidad equivalente de 450 GBTUD, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.

En el Gráfico 3-9 se puede observar la proyección de oferta para este escenario, asumiendo un leve crecimiento entre 2024 y 2026 en la producción nacional, a partir de la entrada de cantidades clasificadas actualmente como reservas probables y recursos contingentes a nivel onshore, seguido posteriormente de una declinación continua hasta el final del horizonte. Se estima una oferta nacional agregada del orden de 1191 GBTUD para 2024 y un máximo de 1240 GBTUD hacia 2026 y alrededor de 300 GBTUD en 2038. Por otra parte, la oferta importada crecería ligeramente a lo largo del período a partir de la primera fase de expansión prevista de SPEC LNG y el posterior punto de suministro equivalente después de la finalización contractual existente.

En total, este escenario considera alrededor de 4 TPC de oferta nacional agregada a lo largo del período evaluado, en el cual las reservas representan alrededor del 79% y los recursos contingentes onshore el 21% restante, del cual, cerca 478 GPC (aproximadamente 57% de estos recursos descubiertos) se concentran en proyectos ubicados en la Costa Atlántica.

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



Fuente: Elaboración UPME

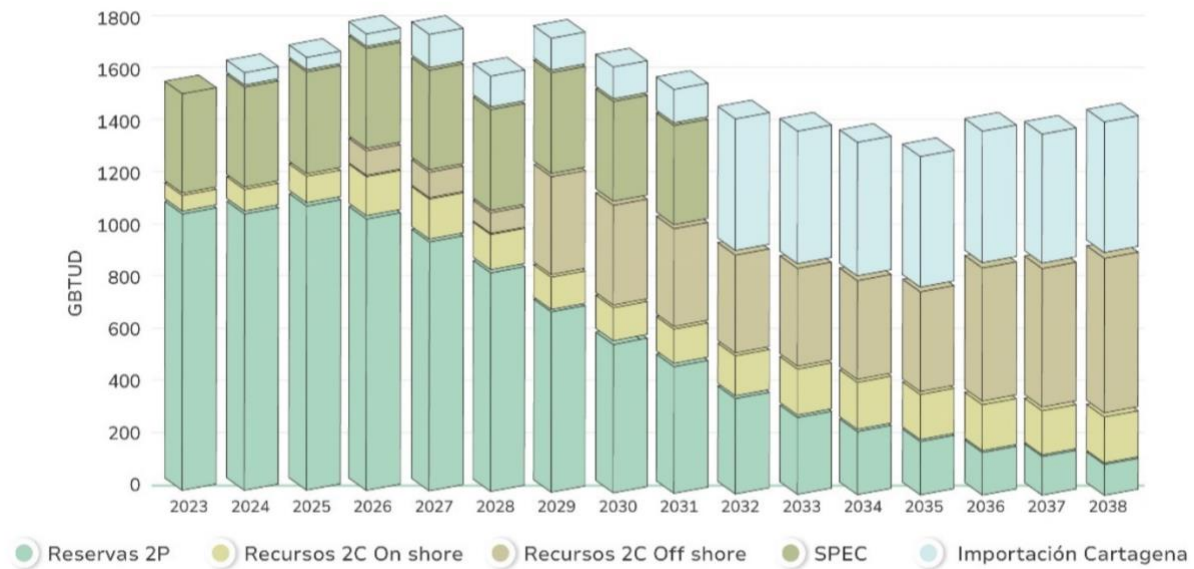
3.4.3. Escenario de Oferta 3

El tercer escenario asume el mayor volumen de oferta disponible de gas natural en atención a las oportunidades que ofrece el desarrollo del potencial costa afuera para la seguridad energética nacional y la expansión máxima de la capacidad de importación instalada. 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.

En síntesis, a la oferta nacional descrita en el Escenario 2, se adicionan los recursos contingentes tipo 2C asociados a proyectos “Offshore”, entre los cuales se concentra en la actualidad el mayor potencial estimado de nueva oferta nacional en el mediano y largo plazo. En total, se contempla 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 desde proyectos costa afuera, de los cuales, cerca del 77% se concentra en contratos de la cuenca Sinú Offshore.

A nivel de importación, se asume una ampliación de la capacidad de regasificación de SPEC LNG de acuerdo con la segunda fase anunciada por el operador, pasando de 400 a 450 GBTUD en 2024 y posteriormente a 530 GBTUD a partir del primer trimestre de 2027 hasta noviembre de 2031; para este periodo los 130 GBTUD adicionales se asumen disponibles para la atención de toda la demanda nacional. De forma similar a los escenarios anteriores, a partir de diciembre de 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en la costa caribe, en este caso con capacidad de 530 GBTUD.

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 discretizado de las fuentes de gas natural incluidas en cada caso. De igual forma, en el Gráfico 3-11 se muestran comparativamente las cantidades totales consideradas por cada escenario, incluyendo oferta nacional e importada.

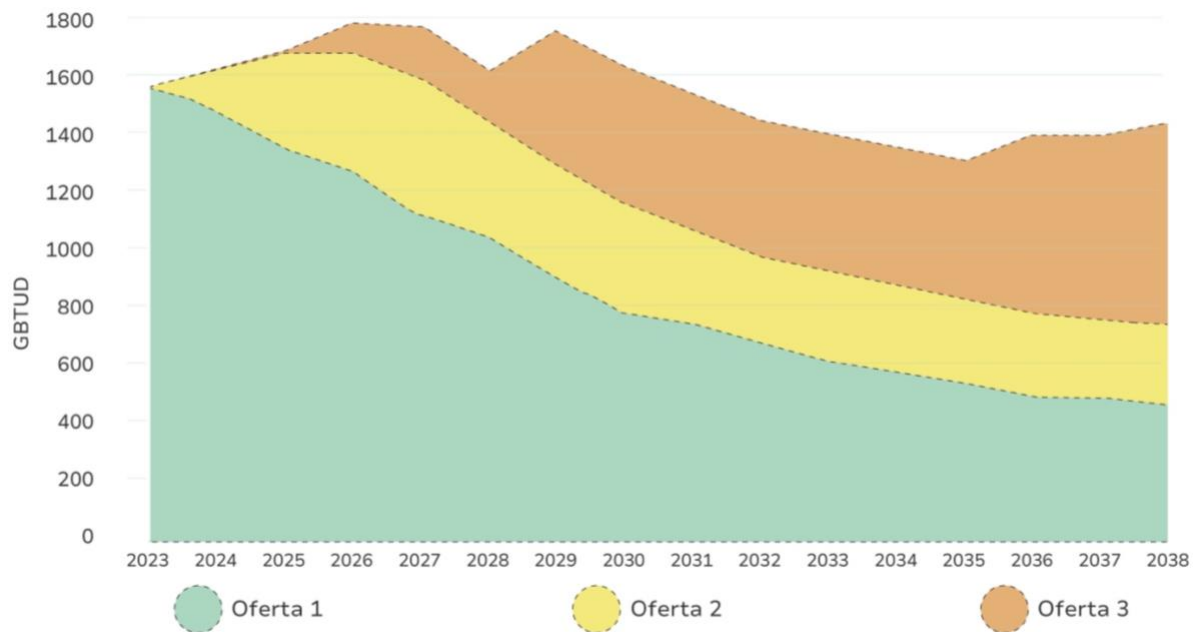
Los cambios en la concentración espacial de la oferta respecto a análisis elaborados anteriormente, sumados a las proyecciones de declinación de los principales campos productores, la particular ubicación de los nuevos descubrimientos con mayores potenciales por desarrollar, así como a nueva infraestructura de importación, generan nuevos retos para la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, aspectos que serán analizados en el capítulo 7 del documento. En esa sección se analizarán las alternativas de solución necesarias para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de gas natural para suplir la demanda a nivel nacional hacia 2038, y se establecerá un escenario particular que integre las principales recomendaciones a seguir.

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	SI : ONSHORE	SI: ONSHORE+OFFSHORE
SPEC	<u>ACTUAL (cosntante)</u> 400 GBTUD HASTA 2031/11	<u>AMPLIACIÓN FASE 1 (variable)</u> 400 GBTUD HASTA 2023 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2031/11	<u>AMPLIACIÓN FASE 2 (variable)</u> 400 GBTUD HASTA 2023 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

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

Los escenarios de demanda de gas natural propuestos en el ETPAGN se soportan en la metodología, análisis y estimaciones realizadas a nivel nacional, regional y sectorial para el período de estudio por la Subdirección de Demanda de la UPME, las cuales son descritas de forma detallada en el documento titulado “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037” .

A continuación, se presenta una síntesis general de las consideraciones, variables explicativas y procedimientos empleados en la elaboración de los escenarios de referencia, a partir de datos históricos para los diferentes sectores de consumo desagregados de manera regional y nodal, siguiendo la estructura de red del modelo de transporte empleado por la UPME.

En relación con la demanda no térmica, se generaron proyecciones de consumo de gas natural para los siete (7) sectores reconocidos históricamente como los principales usuarios de este energético, como lo son: Residencial, Industrial, Petroquímico, Petrolero, Terciario, Transporte y Compresores. La metodología de estimación parte de una serie de regresiones econométricas a modo de panel, considerando criterios y particularidades de cada sector, como se describe en la Tabla 4-1, las cuales permiten modelar el Escenario Medio (Tendencial). Acto seguido, se estiman los escenarios Bajo y Alto por medio del factor del error estándar generado en cada una de las regresiones realizadas. En el caso particular de la proyección de demanda de GNL incluida en el sector transporte junto al GNC, se emplean las consideraciones establecidas en los escenarios del PEN 2022-2052.

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 dichos periodos. Así mismo, el modelo utiliza como variables explicativas la proyección de la capacidad instalada de la generación, proyección de escenarios de caudales, simulación de las operaciones futuras, entre otros, como se describe en la Tabla 4-2.

En cuanto a los supuestos de los escenarios proyectados, en la Tabla 4-3 se describen las características de los tres escenarios de referencia, denominados bajo, medio y alto, según el comportamiento estimado respecto a la demanda futura de gas natural.

.

En cuanto a los supuestos de los escenarios proyectados, en la Tabla 4-3 se describen las características de los tres escenarios de referencia, denominados bajo, medio y alto, según el comportamiento estimado respecto a la demanda futura de gas natural.

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

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

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

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

Tabla 4-2. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Termoeléctrico.

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

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

Tabla 4-3. Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector térmico

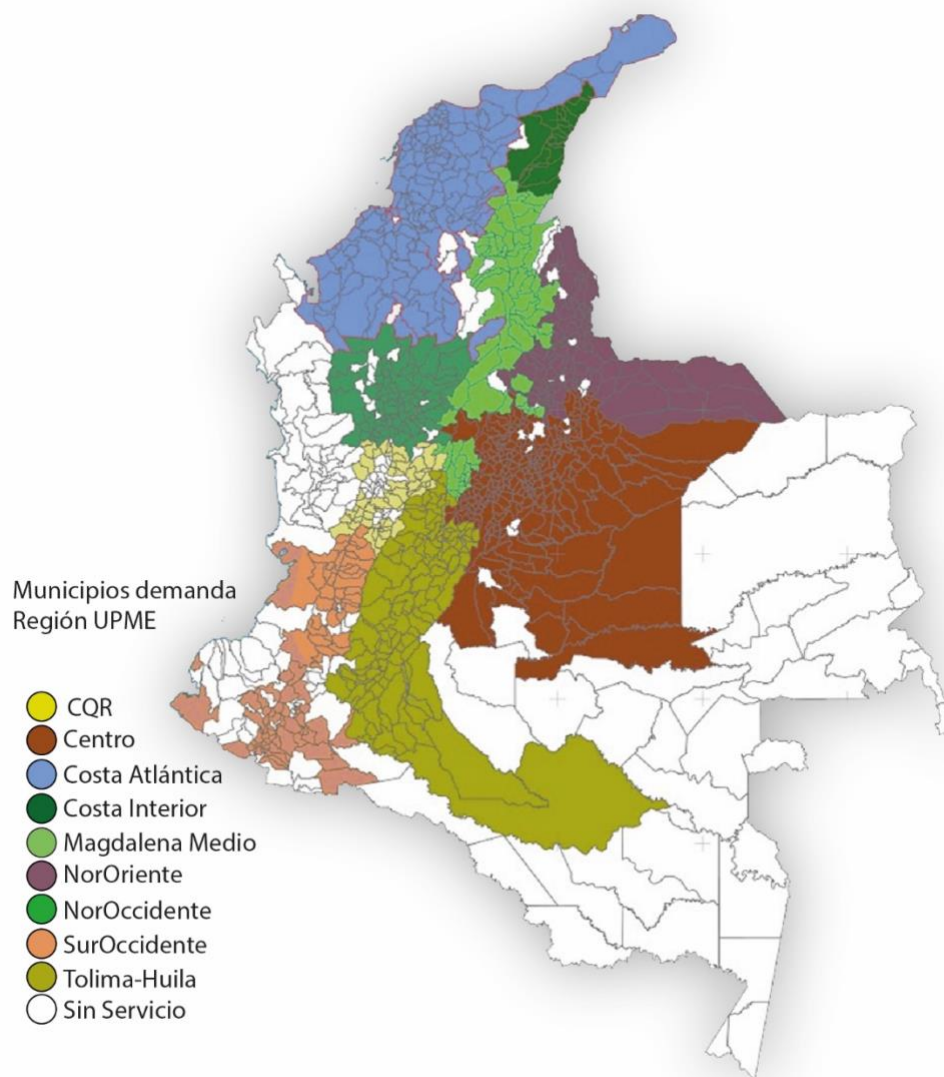
Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica en conjunto con la proyección hidrológica media. Este escenario estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta seis meses.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

Fuente: 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 de gas natural adoptan la distribución regional y nodal del modelo de simulación del ETPAGN, en atención a la estructura de red del SNT, con el propósito de estimar los beneficiarios potenciales de los 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.

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



Fuente: Elaboración UPME con datos SUI-SSPD

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, respecto a los nodos definidos 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 proyectada no vinculada actualmente a puntos de salida,
- 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*”.

4.2. Proyecciones de demanda agregada regional y sectorial

A partir de la integración de las demandas proyectadas para cada uno de los sectores de consumo, se obtiene el agregado sectorial y regional como se muestra en el documento citado. El línea con las citadas demandas, la tasa de crecimiento promedio anual nacional para el período 2022-32 se estima en 0.4%, mientras que para el período 2032-2038 es del orden de 1.5%. Hacia 2032, sectores como el petrolero y termoeléctrico tendrían decrecimientos entre el 1,7 y 2,1%, mientras otros como el residencial y terciario compensarían parcialmente con un crecimiento positivo del orden del 1.5% y 3.3%, respectivamente. Por otra parte, la industria tendría un crecimiento del orden de 0.5%, tendencia que mejoraría entre 2032-2038 con 1,1%, período en el cual, junto al desarrollo del GNL como energético de transporte, apalancarían el crecimiento de la demanda de gas natural hasta 1.5%, como se muestra en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4. Tasas de crecimiento de la demanda sectorial de gas natural, escenario medio

	Residencial	Industrial	Terciario	Petrolero	Transporte GNC	Transporte GNL	PetroQuím	Termo Eléctrico	Compresor	Total Sectores
2009-22	3,0%	1,2%	3,6%	7,6%	-3,1%		-9,7%	-1,9%	-0,2%	1,4%
2012-22	2,2%	1,3%	0,5%	6,9%	-3,3%		-11,7%	-0,6%	0,1%	1,5%
2009-19	3,7%	1,3%	3,5%	7,9%	-3,9%		-5,7%	-4,0%	1,7%	1,0%
2017-22	3,3%	2,6%	2,8%	3,7%	-2,1%		-21,5%	6,2%	-3,2%	2,9%
2022-32	1,5%	0,5%	3,3%	-1,7%	-0,5%		2,7%	-2,1%	0,8%	0,4%
2032-38	0,7%	1,1%	3,5%	-0,3%	0,0%	13,6%	1,9%	-1,5%	0,4%	1,5%

Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

A escala geográfica se tienen diferencias en las tasas de crecimiento de cada región en razón a la composición sectorial de cada una de éstas. Es particularmente notable el incremento en la participación nacional proyectada para la región Centro de 29% a 35% entre los años 2022-2032, que se compensa por una reducción de la participación de la región Costa Atlántica de 32% a 26%. El crecimiento de la región Centro sería orientado, entre otras causas, por una mayor cobertura del servicio de gas natural y una mayor demanda de la industria y los servicios; el decrecimiento de la Costa Atlántica estaría guiado por el descenso de la demanda termoeléctrica y de la refinación. Hacia 2038 la participación de la región Centro sería del 37%

y de la Costa Atlántica del 24%. En las demás regiones no se proyectan cambios significativos en la participación en el agregado de la demanda nacional.

En la **Error! Reference source not found.4-5** se muestra que las regiones Costa Atlántica, Magdalena Medio y Nororiente tendrían tasas de crecimiento negativas hacia 2032, en razón al declive de sectores como el termoeléctrico y petrolero; contrariamente, las demás regiones tendrían un mejor comportamiento, el cual estaría entre el 1,7% para CQR como límite inferior hacia 2032 y 2,8% como límite superior hacia 2038 para Tolima-Huila.

Tabla 4-5. Tasas de crecimiento de la demanda regional de gas natural, escenario medio

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOriente	Nor Occidente	Sur Occidente	Tolima Huila	Nacional
2009-22	3,7%	-0,9%	-8,8%	1,4%	3,5%	3,4%	4,1%	-0,3%	-0,2%	1,4%
2012-22	4,8%	-0,6%	-12,9%	0,5%	2,9%	2,8%	3,8%	0,3%	-4,7%	1,5%
2009-19	2,4%	-0,1%	-6,4%	0,9%	1,5%	3,3%	4,0%	0,6%	-2,6%	1,0%
2017-22	7,5%	-1,6%	-13,6%	1,9%	7,0%	2,5%	4,0%	0,9%	8,7%	2,9%
2022-32	2,2%	-1,6%	5,4%	1,7%	-1,3%	-0,3%	1,8%	2,2%	2,9%	0,4%
2032-38	2,4%	0,3%	2,1%	2,4%	-0,4%	0,9%	2,4%	2,3%	2,8%	1,5%

Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

4.3. Escenarios de Demanda de Gas Natural

La selección de los escenarios a considerar en el modelamiento del ETPAGN 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. En lo referente a los escenarios de demanda, se considerarán los tres escenarios mencionados en este capítulo, los cuales son descritos detalladamente en el documento titulado “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037”⁸. De esta forma, se valorarán los efectos de diferentes tendencias de crecimiento de los sectores de consumo no térmico, aunado con diversas exigencias térmicas por efecto de variaciones estacionales asociadas a la intensidad del Fenómeno de El Niño.

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

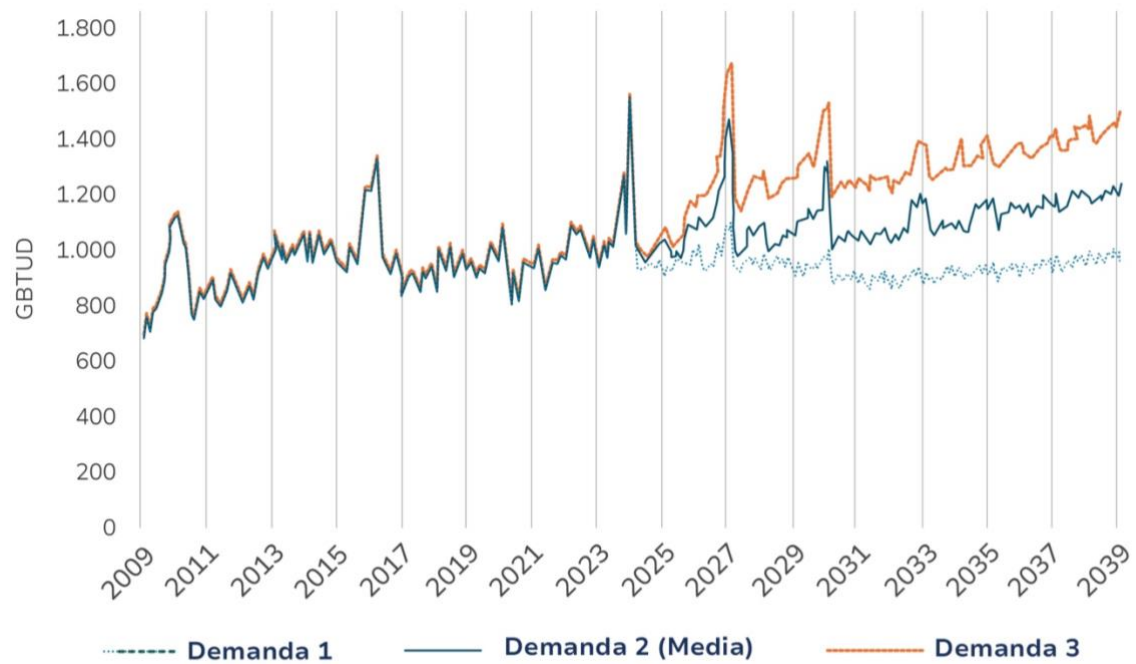
⁸ UPME, *Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037*. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

Para el escenario de 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 para considerar durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al tratarse de la mejor estimación entre los escenarios seleccionados.

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

En el Gráfico 4-2 se presenta el comportamiento estimado para los tres escenarios de demanda de gas natural a nivel nacional para el período 2023-2038 considerados en el ETPAGN. Se observan alrededor de tres períodos críticos de mayor intensidad con duraciones entre 3 a 5 meses, hacia finales e inicios de 2023-2024, 2026-2027 y 2029-2030, con promedios mensuales superiores a los 1400 GBTUD, para los cuales resulta fundamental contar con alternativas de abastecimiento y confiabilidad que permitan asegurar el suministro de gas natural a todos los sectores de la demanda.

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



Fuente: Elaboración UPME con datos

5. Balance de Gas Natural

Si bien se estiman recursos potencialmente 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 sobre los cuales se profundiza durante el modelamiento del sistema de transporte, 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 2 del lado de la oferta y el escenario 2 del lado de la demanda que se consideran como los escenarios que generan menor grado de incertidumbre en los modelos de planeación.

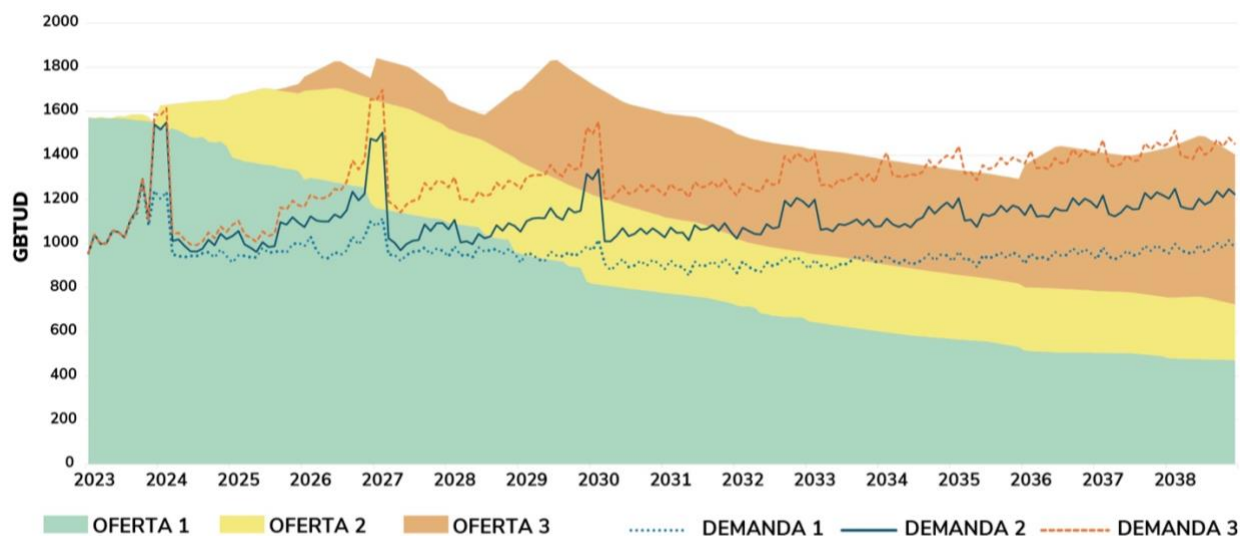
En ese orden de ideas, este capítulo presenta la comparación de los escenarios de oferta y demanda a fin de determinar potenciales riesgos de desabastecimiento futuro a nivel nacional y regional, sin considerar las restricciones dadas por la indisponibilidad del gas natural importado por compromisos contractuales (como el cumplimiento de OEF del sector eléctrico), o las limitaciones existentes en la infraestructura de transporte que integra el SNT, aspectos que se analizarán detalladamente a lo largo del Capítulo 7. Es decir, se presenta un balance netamente volumétrico de gas natural.

A continuación, se exponen los resultados a nivel de balance volumétrico general 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.

5.1. Balance Volumétrico Nacional

Para el análisis del balance volumétrico a nivel nacional, se presentan los tres escenarios de oferta respecto a las proyecciones de demanda. El principal déficit de referencia 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.

Gráfico 5-1. Balance Nacional entre Oferta y Demanda de Gas Natural



Fuente: Elaboración UPME

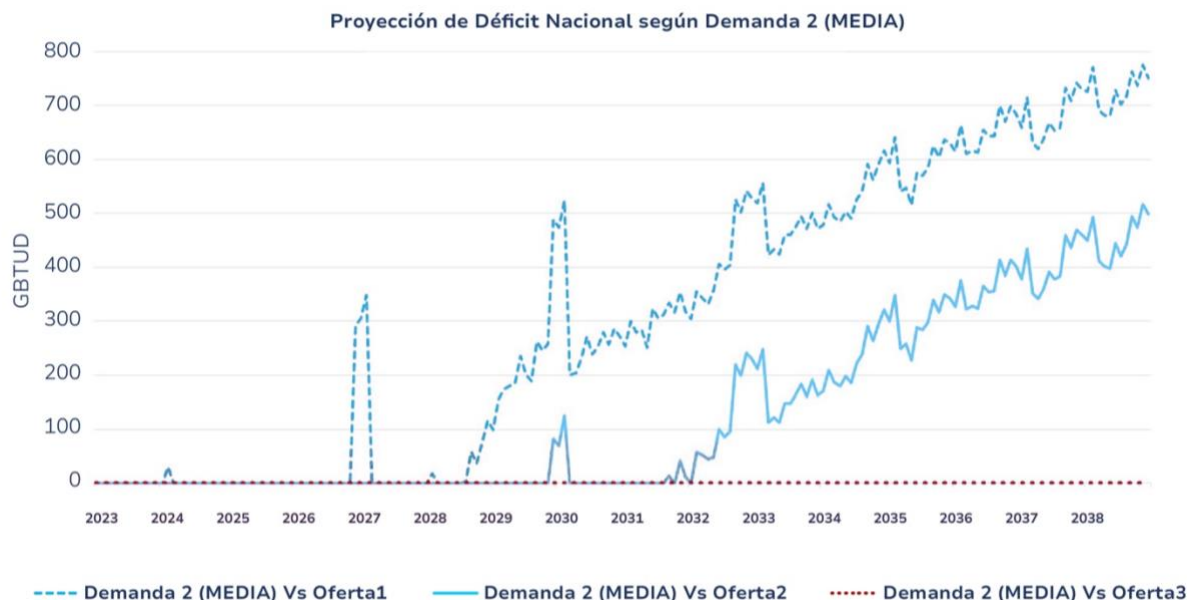
De la proyección de déficit mostrado en el Gráfico 5-2, se observa que para el escenario de Demanda 2 (media) se requiere la entrada de nueva oferta nacional y/o capacidades adicionales de importación de forma temporal desde finales de 2026 por un período no inferior a tres meses para el escenario de menor cantidad de gas natural (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 proyectó un ligero déficit del orden de 30 MPCD a inicios de 2024, este logró solventarse mediante el potencial nacional. Para este escenario de oferta, se presentaría un déficit creciente de gas natural a partir del 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 y una ligera ampliación de capacidad de importación, el déficit de gas se trasladaría inicialmente hacia 2030 por un período aproximado de tres meses y del orden de 100 MPCD. Por otro parte, desde inicios del año 2032 se observa un déficit creciente hasta el final del período analizado.

Finalmente, bajo un escenario alto de oferta nacional que logre desarrollar e incorporar también los recursos offshore proyectados y las ampliaciones de capacidad de importación descritas en la Oferta 3, y bajo 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 desde 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 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.

En conclusión, 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.

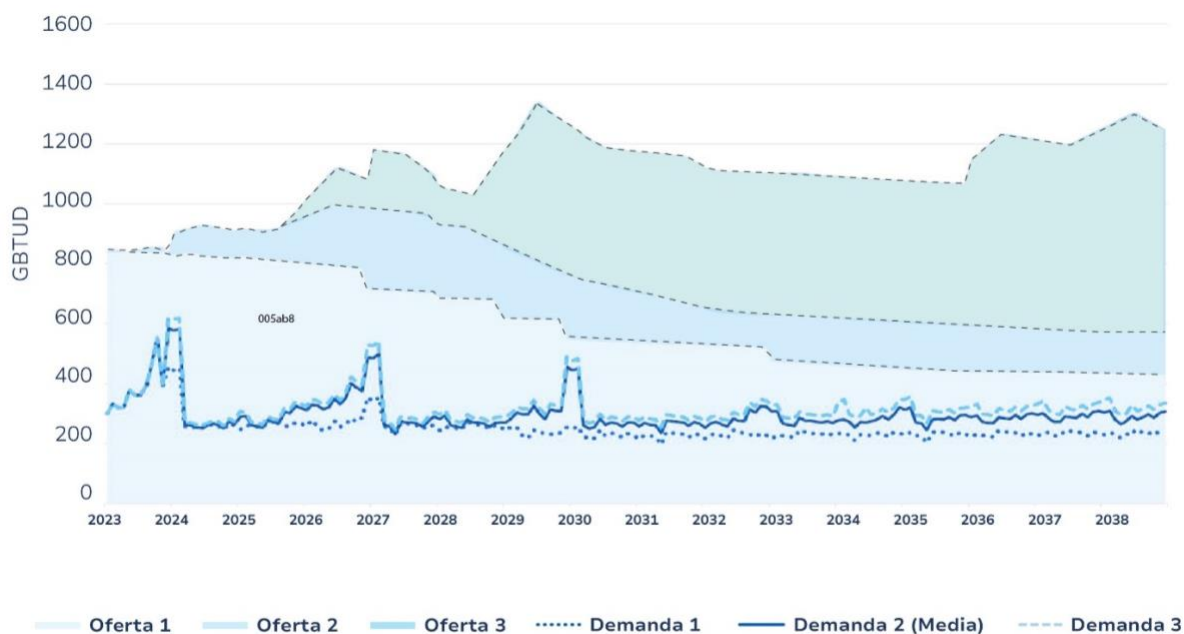
5.2. Balance Regional

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 general entre oferta y demanda sin considerar las restricciones dadas por la indisponibilidad del gas natural importado para demanda abierta por compromisos contractuales (cumplimiento de OEF del sector eléctrico). Se reconoce para el período evaluado un aparente superávit 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. Esta disponibilidad de excedentes permitiría abastecer desde la Costa atlántica al interior del país en la medida en que se cuente con alternativas de transporte con capacidad suficiente para garantizar una mayor confiabilidad de la operación ante restricciones insalvables de la oferta.

Gráfico 5-3. Balance Regional de la Costa Atlántica



Fuente: Elaboración UPME

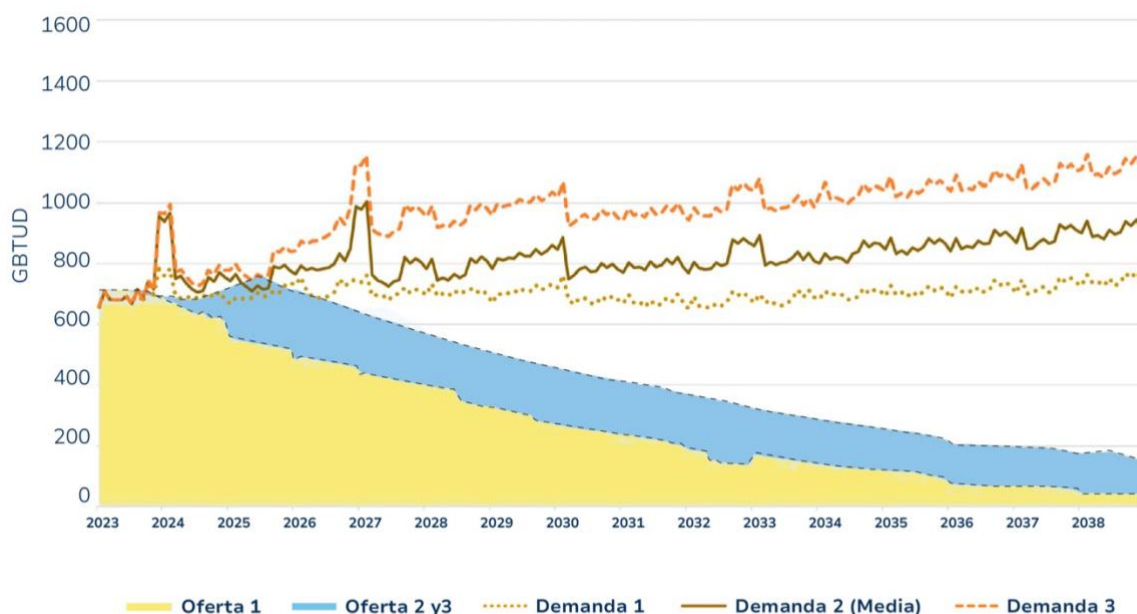
5.2.2. Balance Interior del País

El Gráfico 5-4 muestra el balance volumétrico entre 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 a lo largo del período 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 e incluso 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 ambas regiones. Esta conexión costa – interior actualmente está mediada 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 desde principios de 2027 del orden 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

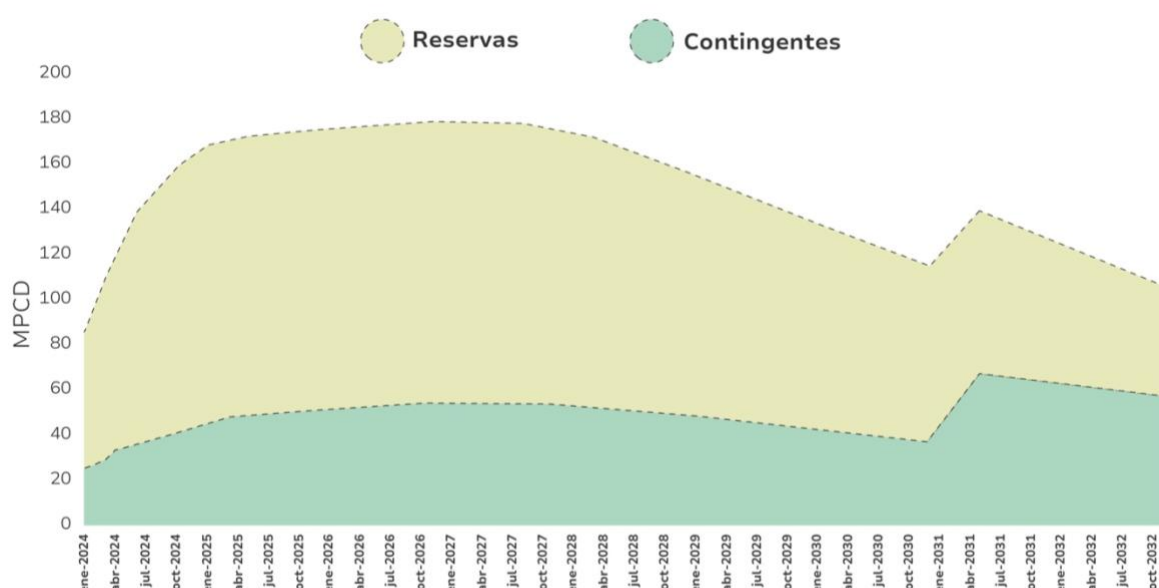
A continuación, se presentan alternativas adicionales de oferta de gas natural a los escenarios contemplados en el Capítulo 3, los cuales podrían agregar volúmenes en el corto y mediano plazo para reducir riesgos de déficit identificados en el balance, en la medida en que se logren superar condiciones 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 5-5. Alternativas de Oferta Nacional por Aceleración de Inversiones y Actividades Operativas



Fuente: Elaboración UPME con datos ACP

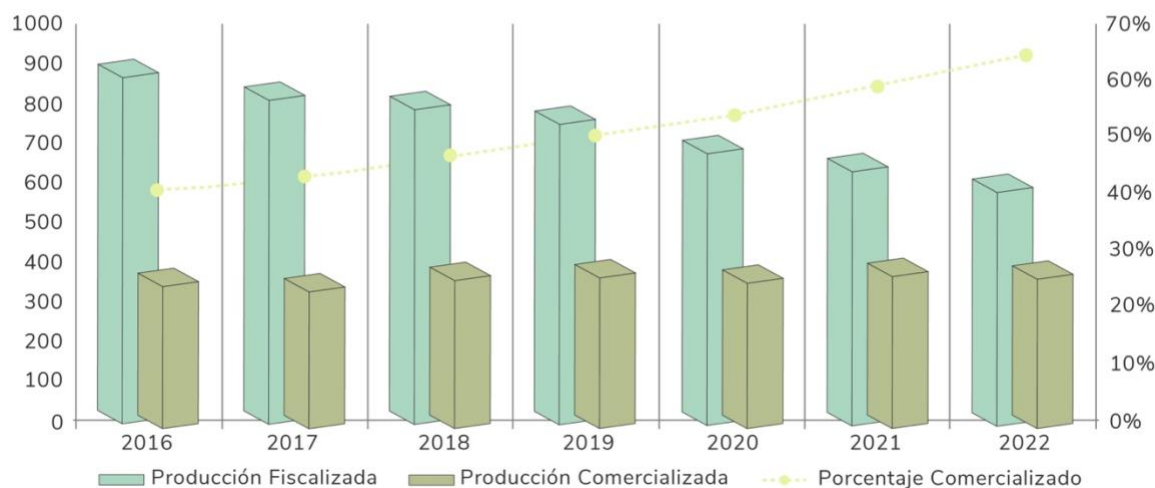
5.3.2. Optimización de Producción y Eficiencia Energética

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 5-6. Relación entre Producción de Gas Comercializada y Fiscalizada

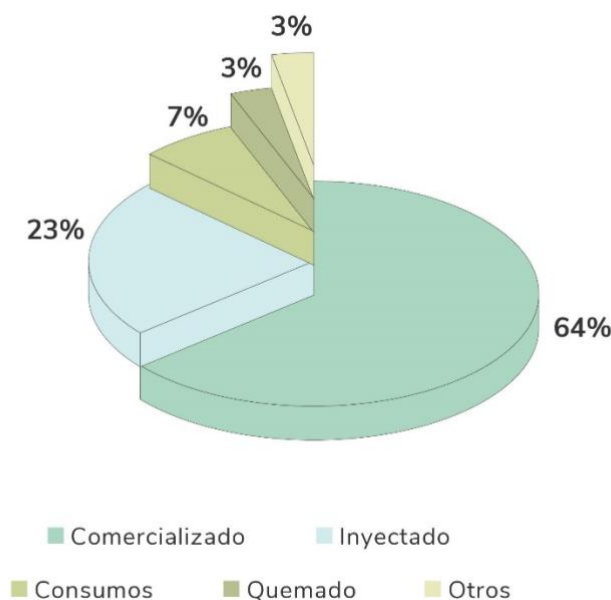
Gráfica 5-4



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 5-7. 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 2022-2030⁹ 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.¹⁰

⁹ 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>

¹⁰ 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

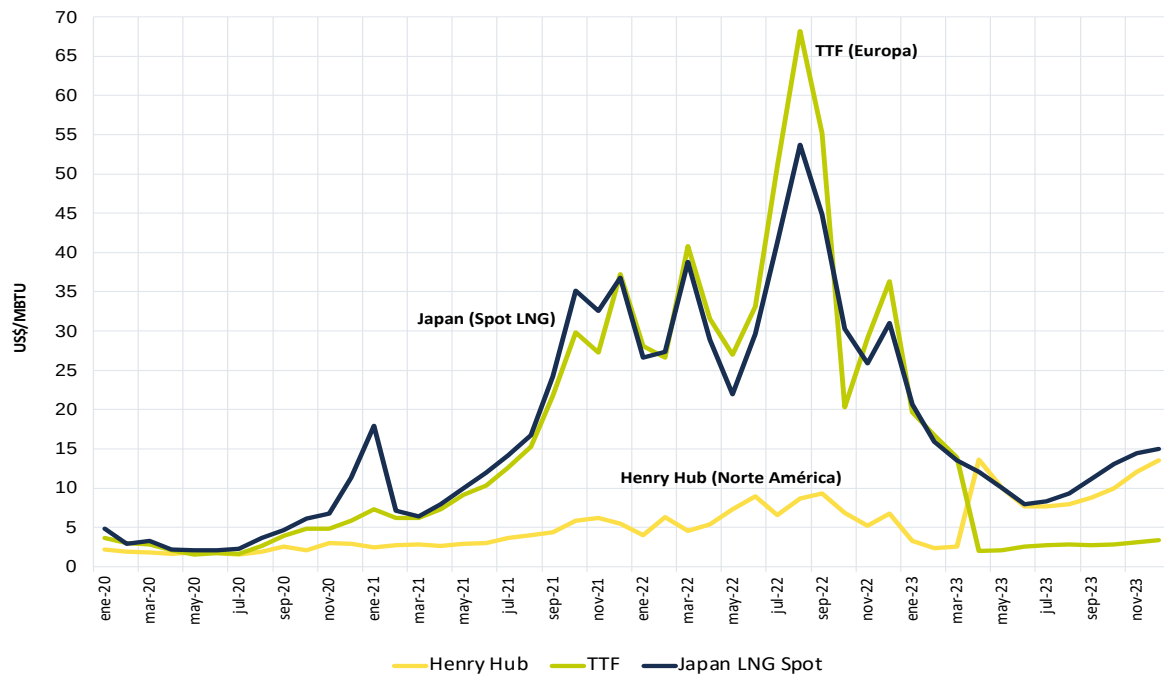
6.1. Precios Internacionales de Gas Natural

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.

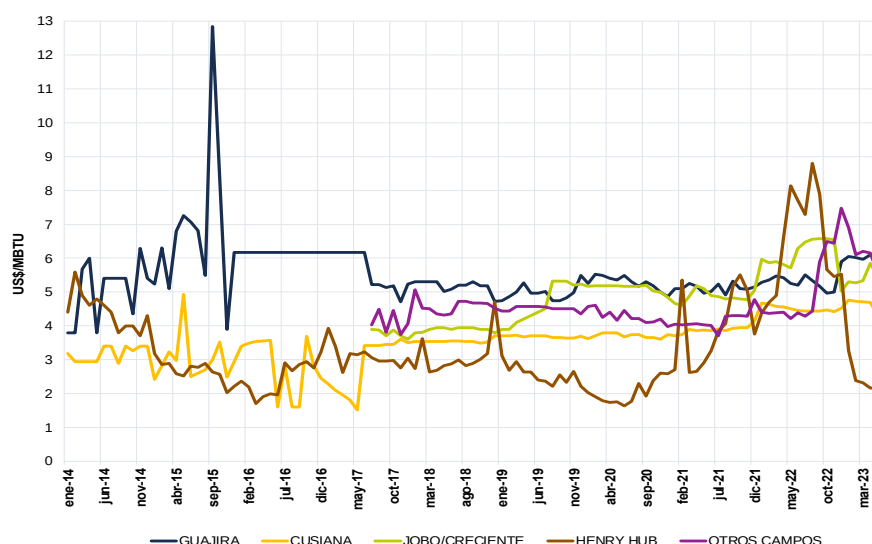
Posteriormente, la CREG modificó la regla de precios máximos, manteniendo la regulación de precios para Guajira y dejar libre los precios de los demás campos de producción. Finalmente, el precio de gas de Guajira fue liberado en el año 2013, y se realiza un cambio significativo en las reglas de funcionamiento 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 importado¹¹, el cual afecta de manera directa 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.

¹¹ 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.

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 los precios empezaron a incrementarse y en promedio el gas colombiano en boca de pozo subió 23,1%.

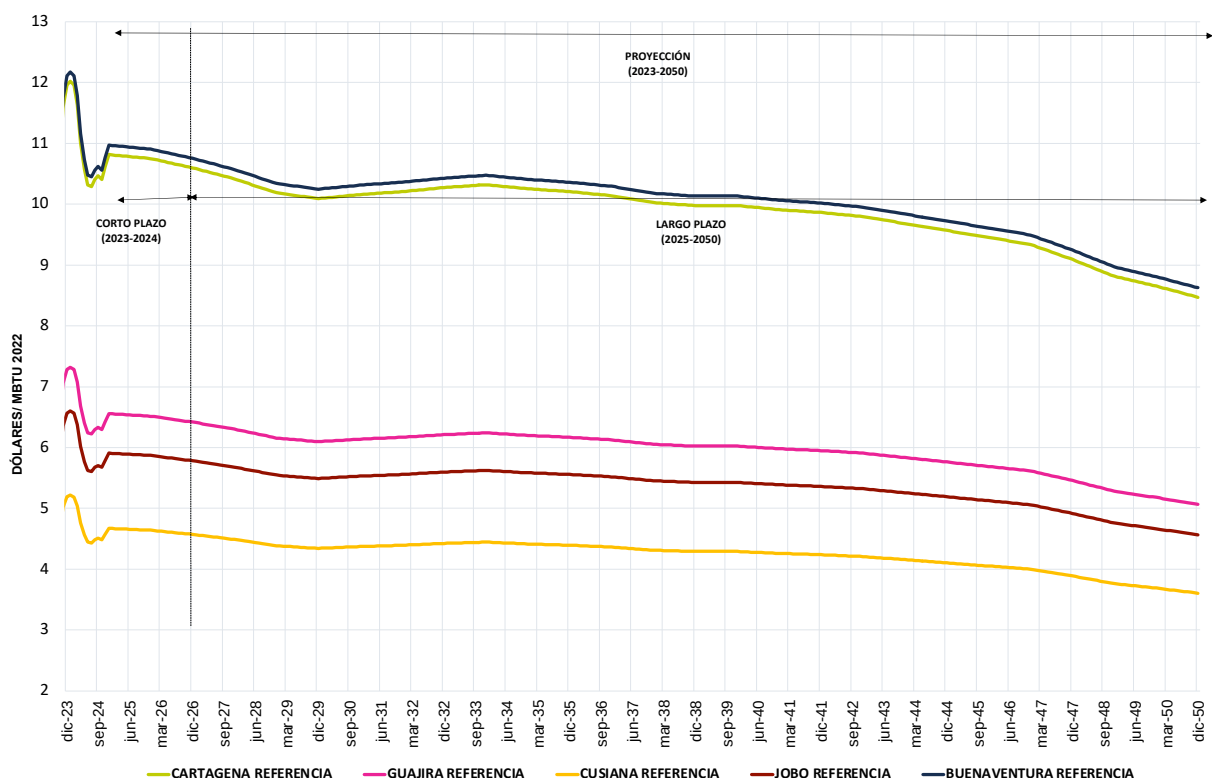
En el primer trimestre de 2023, el precio del gas natural en los distintos campos nacionales siguió subiendo no solo por una demanda creciente y una oferta que no aumenta al mismo ritmo, sino porque el precio del gas se ajusta anualmente con la tasa de cambio y con el Índice de Precios al Productor,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

Es importante resaltar que la proyección de precios mostrada anteriormente es empleada como insumo del modelo de simulación de transporte de gas natural, el cual, considerando los escenarios de oferta y demanda desarrollados a lo largo de los Capítulos 3 y 4, emplea un algoritmo interno de optimización que permite evaluar el efecto de escasez de esta oferta local sobre la proyección de precios mostrada.

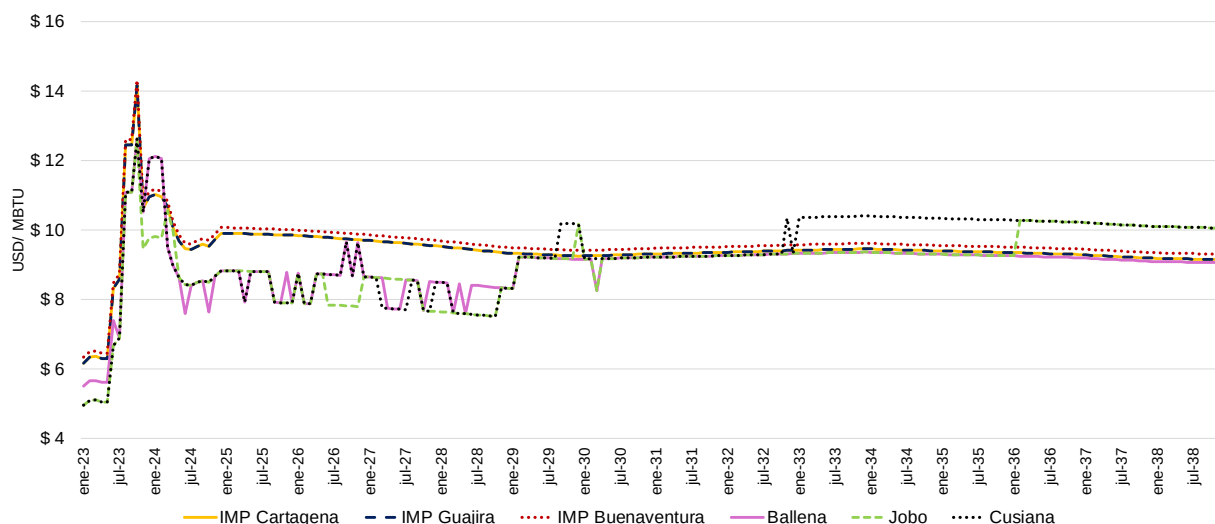
De manera general, el modelo de precios de oferta de gas natural se fundamenta en la agrupación de nodos de oferta en clústeres según su ubicación geográfica y capacidad de ofrecer gas a nodos de demanda según señal de distancia y cargos asignados a tramos de transporte. Con esto presente, se establecen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

El proceso implica la imposición de precios iniciales y su posterior ajuste en nodos que presenten atrapamiento de gas hasta que la producción simulada coincide con la “carta de referencia”, considerando las prioridades de despacho de gas descritas en el algoritmo del modelo de simulación, el cual integra la demanda, definición de clústeres de oferta, 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, por lo que 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. La descripción metodológica del proceso se presenta con mayor detalle en el Capítulo 7.

Considerando lo anterior, a continuación, se presentan los resultados del modelo de simulación para la proyección de precios de gas natural en los principales puntos de suministro tanto para la oferta nacional como para los puntos de importación:

:

Gráfico 6-4. Estimación de Precios de Gas Natural considerando Efecto de Escasez de Oferta Nacional



Fuente: Elaboración UPME con datos Modelo de Simulación ETPAGN.

El modelamiento establece precios promedio alrededor de US\$6/MBTU al principio del horizonte de tiempo evaluado, sin embargo, a partir del segundo semestre del 2023 y en línea con el incremento del precio internacional, se genera un crecimiento en los diferentes precios locales, con algunas oscilaciones en los referentes nacionales debido a los cambios que tienen lugar en las fronteras de cada región a las que pueden abastecer. Es decir, si bien la demanda y oferta son perfiles continuos, es posible que se presenten cambios en la demanda atendible de cada nodo, que, sumado al costo de transporte afecta el precio final que percibe la demanda en un nodo particular.

De igual forma, el declive de los campos de gas nacional y los costos de transporte podrían conllevar a que por condiciones de mercado los nodos de suministro al interior del país puedan ofrecer un precio incluso mayor al de importación en condiciones específicas, alcanzando valores superiores a los US\$10/MBTU, situación que puede verse en el caso de Jobo y Cusiana al final del horizonte. Es importante resaltar que estos resultados se encuentran alineados con los supuestos de entrada de las obras de infraestructura.

7. Transporte de Gas Natural

En atención a las restricciones de abastecimiento de gas natural presentadas recientemente a nivel nacional, generadas por factores operativos asociados tanto a contingencias de oferta como de transporte, así como a los potenciales riesgos de racionamiento que se presentan en condiciones sostenidas de muy alta demanda, como las ocurridas 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.

De igual forma, la declinación proyectada de los principales campos de producción que suministran la mayor parte de la oferta nacional, desde La Guajira hasta 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, mediano y largo plazo.

En este capítulo se presenta un análisis más detallado del balance nacional entre los escenarios de oferta seleccionados con menor nivel de incertidumbre (Oferta 1 y Oferta 2) en contraste con la demanda media o tendencial (Demanda 2), en el cual se incorporan las restricciones contractuales vigentes asociadas al suministro de gas natural desde la infraestructura de importación de GNL para el cumplimiento de OEF del sector termoeléctrico y las limitaciones de transporte existentes entre los diferentes puntos de entrada y salida del SNT, examinando particularmente 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 con el objetivo de establecer los requerimientos de expansión del sistema para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad del sistema.

A continuación, se describen las características generales del modelo de simulación empleado, los escenarios propuestos y los principales resultados obtenidos en cuanto a necesidades identificadas de modificación de la capacidad y/o de la direccionalidad de flujo de los gasoductos existentes, y las recomendaciones a seguir respecto al planteamiento de nuevas alternativas de infraestructura 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 Simulación

La simulación de la operación del SNT de gas natural se realiza mediante un modelo desarrollado por la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME, que integra los principios de la dinámica de los fluidos y modelos matemáticos seleccionados para representar el

comportamiento fisicoquímico del gas natural a lo largo del sistema 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 e hidráulica, considerando las características físicas de la infraestructura como diámetro, longitud, rugosidad, y geográficas como altitud, temperatura, distancias, entre otras, usando un 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 por carrotanques) 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 como se describe en el 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 a los centros de demanda sujeto a las restricciones dadas por la disponibilidad de oferta en el tiempo y las capacidades presentes y futuras de transporte.

La simulación de la operación futura del sistema de suministro de gas natural se realiza 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 entre otros, 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 entrada de oferta nacional e internacional (en puerto colombiano) para la simulación según lo tratado en el Capítulo 6 de este documento. Seguidamente, el modelo interno de precios ejecuta proyecciones propias considerando los efectos de cambios futuros en la disponibilidad de las fuentes internas de oferta.
- Mínimo costo de suministro a la demanda nacional de gas natural. La simulación tiene como función 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; éste 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 nacional 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 va de 1 a E , el cual 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 costo, por lo que sin importar la dirección el valor 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 de enviar flujo en la dirección convencional. Aquí cabe resaltar la importancia de que el flujo pueda tener ambos signos. Por otra parte, 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 substraer de la función objetivo. (6) toma la siguiente 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:

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

$$\text{Sujeto a:}$$

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

En (10) se representan las variables de decisión.

A continuación, se describen 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 valemos 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 interfaz 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 caloríficos retomamos la ecuación de balance (5), y tomamos 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.

Dado que la carta de flujos de referencia no tiene atrapamientos, al tener convergencia se tienen los precios que debe tener el sistema para que no se presenten atrapamientos de acuerdo con la política de clústeres que se ha mencionado al principio de esta sección. Como resultado, se garantiza con este modelo de precios que el gas importado no desplace al gas nacional en caso de tener infraestructura disponible.

f) Modelo de precios de oferta de gas natural.

Inicialmente, en el modelo de precios los nodos de oferta, se realiza una agrupación en clústeres considerando su ubicación geográfica y las limitaciones de infraestructura que afectan su disponibilidad para entregar el gas a los nodos de demanda, lo cual se traduce en un potencial atrapamiento asociado a la dinámica de precios de generación y de transporte.

Por ejemplo, considerando la infraestructura de transporte existente descrita en el Gráfico 7-1, el gas del Valle Inferior del Magdalena - VIM se encuentra atrapado por los demás nodos de la

Costa Atlántica hasta La Guajira para ser comercializado hacia el interior del país, lo cual deriva en un impacto en su precio de venta de tal forma que se eviten estos atrapamientos.

El siguiente clúster es Cusiana y VMM, dado que estas regiones no tienen salida directa a las costas, están limitados a vender su gas al interior, mientras que otro clúster es La Guajira, que si tiene alternativas de salida hacia la costa y el interior. Las zonas aisladas se consideran como clústeres diferentes dado que no están conectadas al SNT y su mercado tiene una alcance regional o local, y finalmente está el clúster de los nodos de importación.

Para evitar atrapamiento de gas en los nodos, se toman inicialmente precios artificiales de referencia de modo que, al estimar el modelo de mínimo costo, este fenómeno de atrapamiento no se presente. Para ello se parte de la siguiente ecuación:

$$p_k^{NEW} = p_k^{ORI} + THRES_{CLU(k)} \quad (26)$$

Donde p_k^{NEW} corresponde al precio artificial que se imputa al costo de producción del nodo k de modo que se conserve la prioridad en que los clústeres extraen su gas; p_k^{ORI} corresponde al precio imputado por defecto, el cual es considerado en 1.1 veces el precio internacional, y finalmente, $THRES_{CLU(k)}$ que es un valor umbral de modo que, al correr el modelo de optimización de transporte, este conjunto de variables, dependiente de los clústeres escogidos, garanticen las prioridades en que se despacha el gas. Estos nuevos precios se toman para el modelo de transporte de modo que se eliminen los fenómenos de atrapamiento descritos, dando prioridad a la oferta nacional y como último a los nodos de importación. Estos flujos se denominan como la carta de flujos de referencia.

De igual forma, en esta fase de análisis se consideran diferentes órdenes de prioridad de los clústeres, tomando como referencia los precios históricos registrados en el Gestor del Mercado de Gas Natural (SEGAS).

Luego, con los precios originales se examina la carta de flujos de modo que, si hay diferencias con la carta de referencia, en el caso de los nodos que presenten atrapamiento de gas éstos reduzcan su precio (0.9 veces) y el procedimiento se repite hasta que, con los nuevos precios, al correr el modelo de mínimo costo se reproduzca la carta de referencia. Esto se puede observar en la ecuación (27).

$$\sigma^{ORI}(k, p^{ORI}(v), v) < \sigma^{NEW}(k, p^{NEW}) \rightarrow p^{ORI}(k, v + 1) = 0.9p^{ORI}(k, v) \quad (27)$$

En esta ecuación las variables son como se muestran a continuación: $\sigma^{ORI}(k, p^{ORI}(v), v)$ corresponde a la producción que tiene el nodo k en la iteración v corrida con los precios nodales

p^{ORI} evaluados en esa misma iteración; $\sigma^{NEW}(k, p^{NEW})$ son las producciones obtenidas de la carta de referencia y $p^{ORI}(k, v)$ corresponde al precio p^{ORI} en la iteración v del nodo k .

En el caso de que la desigualdad de producciones de (27) en todos los nodos no se cumpla, se tiene garantía de que la carta de flujos corrida con los precios de los nodos corresponde a la carta de flujos de referencia y el programa termina su ejecución.

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 de Gas Natural y los Nodos de oferta y demanda del modelo a partir de criterios de mínima distancia, conectividad por estructura de red, distribución espacial y geográfica, 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 edición del estudio técnico del ETPAGN, 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 por el modelo (se pasó de 105 a 172 nodos), con el objetivo de alcanzar mayor representatividad y mejor 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 Capítulo 7 de este documento.

Los 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 muestra 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 a continuación en la Tabla 7-1.

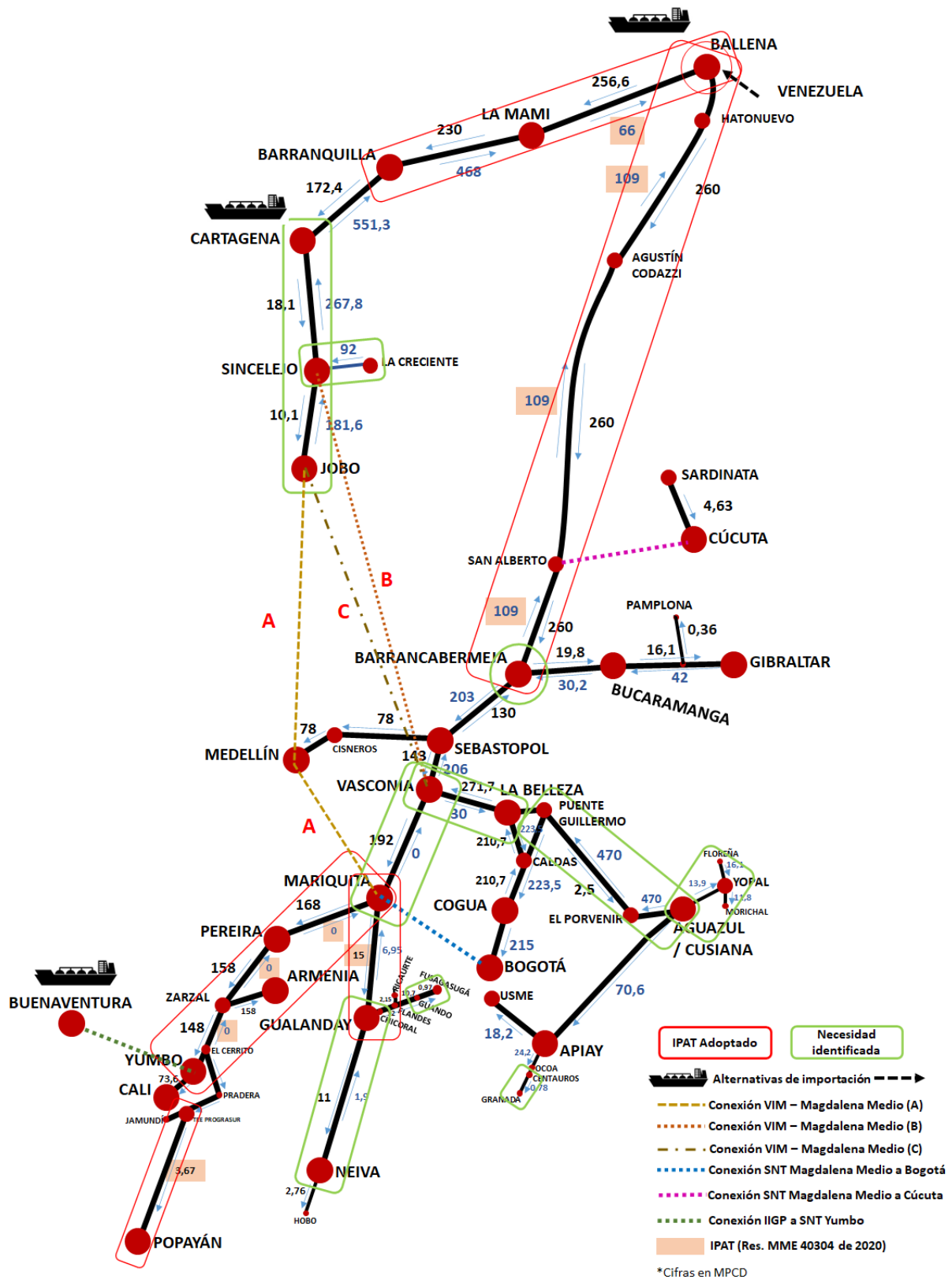
Tabla 7-1. Capacidades Máximas de Mediano Plazo (CMMP) del Sistema Nacional de Transporte

TRAMO	REGION UPME	CMMP (KPCD)
BALLENA - LA MAMI	COSTA ATLÁNTICA	256.600
LA MAMI - BALLENA	COSTA ATLÁNTICA	66.160
CARTAGENA - BARRANQUILLA	COSTA ATLÁNTICA	551.303
BARRANQUILLA - CARTAGENA	COSTA ATLÁNTICA	172.400
BARRANQUILLA - LA MAMI	COSTA ATLÁNTICA	468.003
LA MAMI - BARRANQUILLA	COSTA ATLÁNTICA	230.000
SINCELEJO - CARTAGENA	COSTA ATLÁNTICA	267.845
CARTAGENA - SINCELEJO	COSTA ATLÁNTICA	18.100
CARTAGENA - MAMONAL	COSTA ATLÁNTICA	204.509
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
VASCONIA - SEBASTOPOL	MAGDALENA MEDIO	206.000
SEBASTOPOL - VASCONIA	MAGDALENA MEDIO	143.000
VASCONIA - MARIQUITA	MAGDALENA MEDIO	192.000
RAMALES AISLADOS_I - RAMALES AISLADOS_F	MAGDALENA MEDIO	20.330
SEBASTOPOL - MEDELLIN	NOROCCIDENTE	78.000
BUCARAMANGA - BARRANCABERMEJA	NORORIENTE	30.190
BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	NORORIENTE	19.726
GIBRALTAR - BUCARAMANGA	NORORIENTE	42.000
BUCARAMANGA - GIBRALTAR	NORORIENTE	16.171

TRAMO	REGION UPME	CMMP (KPCD)
SARDINATA - CUCUTA	NORORIENTE	4.637
TANE/CACOTA - PAMPLONA	NORORIENTE	360
CUSIANA - EL PORVENIR	CENTRO	470.000
EL PORVENIR - LA BELLEZA	CENTRO	470.000
LA BELLEZA - EL PORVENIR	CENTRO	2.500
GBS_I - GBS_F	CENTRO	63.744
LA BELLEZA - VASCONIA	CENTRO	271.337
VASCONIA - LA BELLEZA	CENTRO	30.000
LA BELLEZA - COGUA	CENTRO	223.500
COGUA - LA BELLEZA	CENTRO	210.712
COGUA - SABANA_F	CENTRO	215.000
CUSIANA - APIAY	CENTRO	70.569
APIAY - USME	CENTRO	18.197
APIAY - OCOA	CENTRO	24.175
APIAY - CENTAUROS	CENTRO	22.020
CENTAUROS - GRANADA	CENTRO	708
AGUAZUL - YOPAL	CENTRO	13.943
FLOREÑA - YOPAL	CENTRO	16.161
YOPAL - MORICHAL	CENTRO	11.836
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
MARIQUITA - GUALANDAY	TOLIMA-HUILA	15.000
GUALANDAY - MARIQUITA	TOLIMA-HUILA	6.953
GUALANDAY - NEIVA	TOLIMA-HUILA	11.000
NEIVA - GUALANDAY	TOLIMA-HUILA	1.910
NEIVA - HOBO	TOLIMA-HUILA	2.765
CALDAS VIEJO - GUALANDAY	TOLIMA-HUILA	3.300
BUENOS AIRES - IBAGUE	TOLIMA-HUILA	15.552
CHICORAL - FLANDES	TOLIMA-HUILA	12.015
FLANDES - RICAURTE	TOLIMA-HUILA	2.156
FLANDES - GUANDO	TOLIMA-HUILA	10.738
GUANDO - FUSAGASUGA	TOLIMA-HUILA	957

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

Gráfico 7-1. Representación generalizada de principales tramos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural



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

7.3. Proyectos de Transporte adoptados según PAGN 2019-2028

Para el análisis de necesidades de infraestructura, la UPME considera los proyectos IPAT¹² 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, la CREG declaró seis (6) proyectos identificados en el PAGN 2019-2028 como susceptibles de IPAT, y procedió a emitir los actos administrativos correspondientes para su asignación, procesos en los cuales las empresas Promigas y TGI en su calidad de transportadores incumbentes, manifestaron su intención de ejecutarlos. A continuación, se listan los proyectos IPAT adoptados considerados en las simulaciones de transporte.

Tabla 7-2. Proyectos IPAT adoptados del PAGN 2019-2028

No.	PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FPO
1	Ampliación de 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	2 meses después de confirmación IRREVOCABLE de

¹² **IPAT:** Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte. Son los valores eficientes de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos loops, estaciones de compresión y adecuaciones de la infraestructura de transporte de gas, que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural. Resolución CREG 102 008 de 2022.

No.	PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FPO
		tramo Barrancabermeja - Ballena de 100 MPCD en Ballena.	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.
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 para modelamiento del sistema

El análisis realizado a nivel de modelamiento y simulación del sistema nacional de transporte de gas natural para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad nacional a lo largo del horizonte de tiempo establecido en el estudio técnico, parte de las consideraciones de oferta y demanda descritas en los Capítulos 3 y 4, y de la disponibilidad de infraestructura existente especificada previamente. A nivel de oferta se consideraron para la simulación los Escenarios 1 y 2 como los de menor nivel de incertidumbre, mientras que a nivel de demanda se seleccionó un único escenario de referencia, Demanda 2.

Una vez estimadas las necesidades futuras de oferta y transporte bajo los escenarios descritos, se plantearon un conjunto de supuestos de infraestructura que de manera integrada y articulada

posibiliten la minimización de las necesidades proyectadas. En la medida en que estas necesidades se distribuyen diferencialmente a lo largo del territorio nacional y que las alternativas de comunicación para cada centro de consumo son variables según la localización de las fuentes de suministro y las capacidades de transporte existentes, la inclusión de una solución única de infraestructura sea de oferta o de transporte, no conduce necesariamente a la solución de varias o de todas las necesidades observadas. En ese orden de ideas, se construye un tercer escenario de simulación, denominado Escenario de Recomendaciones, el cual proporciona el mayor número posible de soluciones a las necesidades identificadas, y es concebido como un conjunto de supuestos de infraestructura de oferta y transporte que se integran articuladamente para su atención y minimización.

A continuación, se muestran los principales supuestos empleados en el modelamiento de flujos para los escenarios de Oferta 1, Oferta 2 y Recomendaciones, como se describe en las Tablas 7-3 y 7-4, 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 entidades institucionales, asociaciones 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 constructiva, de variables técnicas, ambientales, sociales y financieras y de la temporalidad necesaria para la implementación de los planteamientos descritos. La integración de este conjunto de condiciones y soluciones permitiría minimizar las necesidades de abastecimiento y confiabilidad observadas entre las condiciones de oferta y demanda proyectadas en los escenarios evaluados previamente.

Tabla 7-3. Consideraciones de los Escenarios de Oferta 1 y Oferta 2 empleados en el modelamiento para identificar necesidades de infraestructura

PARÁMETROS	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN MME 2023/12)	SI	NA
RESERVAS 2P (IRR ANH 2022/12)	NA	SI
RECURSOS CONTINGENTES 2C (IRR ANH 2022/12)	NA	ONSHORE
SPEC	ACTUAL (CONSTANTE) 400 GBTUD HASTA 2031/11 - NODOS GRUPO TÉRMICO	AMPLIACIÓN FASE 1 400 GBTUD HASTA 2023/12 - NODOS GRUPO TÉRMICO 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2031/11 - 50 GBTUD DEMANDA ABIERTA
IMPORTACIÓN CARTAGENA	400 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12 - DEMANDA ABIERTA	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12 - DEMANDA ABIERTA
SUPUESTOS DE SIMULACIÓN DE TRANSPORTE MODELO UPME 2023 (172 NODOS)	A) CONEXIÓN VIM - INTERIOR EN 2030/01 (JOBO-VASCONIA) B) CONEXIÓN SNT - BOGOTÁ EN 2030/01. C) CONEXIÓN SNT - CÚCUTA EN 2030/01 D) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP 400 GBTUD A PARTIR DE 2030/01. E) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR GUAJIRA 400 GBTUD A PARTIR DE 2030/01. F) IPAT ADOPTADOS SEGÚN CMMP REGISTRADA EN GESTOR DEL MERCADO y FPO APROBADA. -DEMANDA EMPLEADA EN TODOS LOS ESCENARIOS: DEMANDA 2 (MEDIA) -PERÍODO DE REFERENCIA: 2023 - 2038 -PRECIOS DE GAS IMPORTADO: MODELO ASUME VALORES SIMILARES DESDE CADA PUNTO DE IMPORTACIÓN	

Fuente: Elaboración UPME

Tabla 7-4. Consideraciones del Escenario Recomendaciones

PARÁMETROS	ESCENARIO RECOMENDACIONES
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN MME 2023/12)	NA
RESERVAS 2P (IRR ANH 2022/12)	SI
RECURSOS CONTINGENTES 2C (IRR ANH 2022/12)	ONSHORE
SPEC	AMPLIACIÓN FASE 2 400 GBTUD HASTA 2023/12 - NODOS GRUPO TÉRMICO 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2026/12 - 50 GBTUD DEMANDA ABIERTA 530 GBTUD ENTRE 2027/01 Y 2031/11 - 130 GBTUD DEMANDA ABIERTA
IMPORTACIÓN CARTAGENA	530 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12 - DEMANDA ABIERTA
SUPUESTOS DE SIMULACIÓN DE TRANSPORTE MODELO UPME 2023 (172 NODOS)	A) CONEXIÓN VIM - INTERIOR (JOBO-VASCONIA) A PARTIR DE 2026/12 (POR DÉFICIT DE TRANSPORTE). B) CONEXIÓN SNT - BOGOTÁ EN 2030/01. C) CONEXIÓN SNT - CÚCUTA EN 2030/01. D) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP 400 GBTUD A PARTIR DE 2030/01. E) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR GUAJIRA 150 GBTUD A PARTIR DE 2025/01. (POR DÉFICIT DE OFERTA). F) CAMBIOS EN IPAT ADOPTADOS (DE SER NECESARIO PARA CERRAR DÉFICIT DE TRANSPORTE). -DEMANDA EMPLEADA EN TODOS LOS ESCENARIOS: DEMANDA 2 (MEDIA) -PERÍODO DE REFERENCIA: 2023 - 2038 -PRECIOS DE GAS IMPORTADO: MODELO ASUME VALORES SIMILARES DESDE CADA PUNTO DE IMPORTACIÓN

Fuente: Elaboración UPME

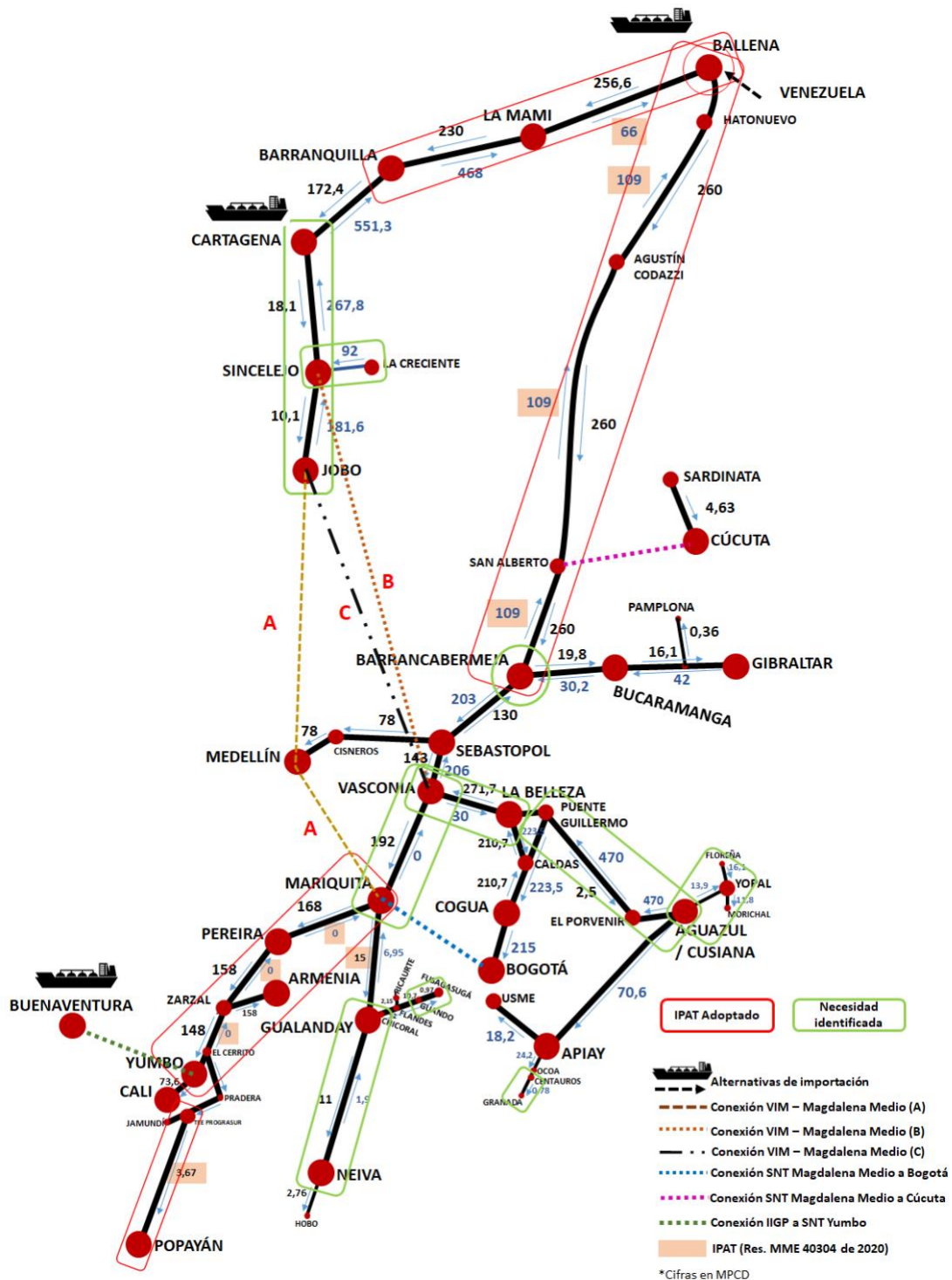
7.5. Resultados del Modelo de Transporte de Gas Natural

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 evaluados, descritos como Oferta 1, Oferta 2 y Recomendaciones, para asegurar el suministro de gas natural a la demanda nacional.

Para facilitar la interpretación de los datos y análisis elaborados, la información se presenta agrupada según la categoría de infraestructura analizada. Se inicia por la revisión de los proyectos IPAT adoptados anteriormente por el MME, seguida de los proyectos considerados bajo el Escenario Recomendaciones sobre infraestructura nueva o de expansión del SNT actual, y se finaliza con la descripción de las necesidades identificadas sobre infraestructura de transporte existente en términos de ejecución y/o seguimiento a condiciones de oferta y demanda particulares, para la posterior toma de decisiones por parte del MME.

En todos los casos, se toman como referencia actual las capacidades máximas de mediano plazo - CMMP registradas en el Gestor del Mercado de Gas Natural para el mes de abril de 2024, y como FPO para los proyectos adoptados la descrita en la resolución MME 40281 de 2022, asumiendo que la confirmación irrevocable de cada transportador incumbente se efectuaría a lo largo del segundo semestre de 2024. A continuación, se muestra una representación generalizada de la ubicación de infraestructura identificada a lo largo del Escenario de Recomendaciones.

Gráfico 7-2. Representación generalizada de la ubicación de proyectos y necesidades de infraestructura bajo el Escenario Recomendaciones



Fuente: Elaboración UPME

7.5.1. Seguimiento de Proyectos IPAT adoptados por el PAGN 2019-2028

Esta sección incluye la revisión de los seis (6) proyectos IPAT adoptados previamente por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución MME 40304 de 2020, descritos en la Tabla 7-2. Se presentan agrupados según la interrelación existente en cuanto a los flujos de transporte observados en las simulaciones.

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

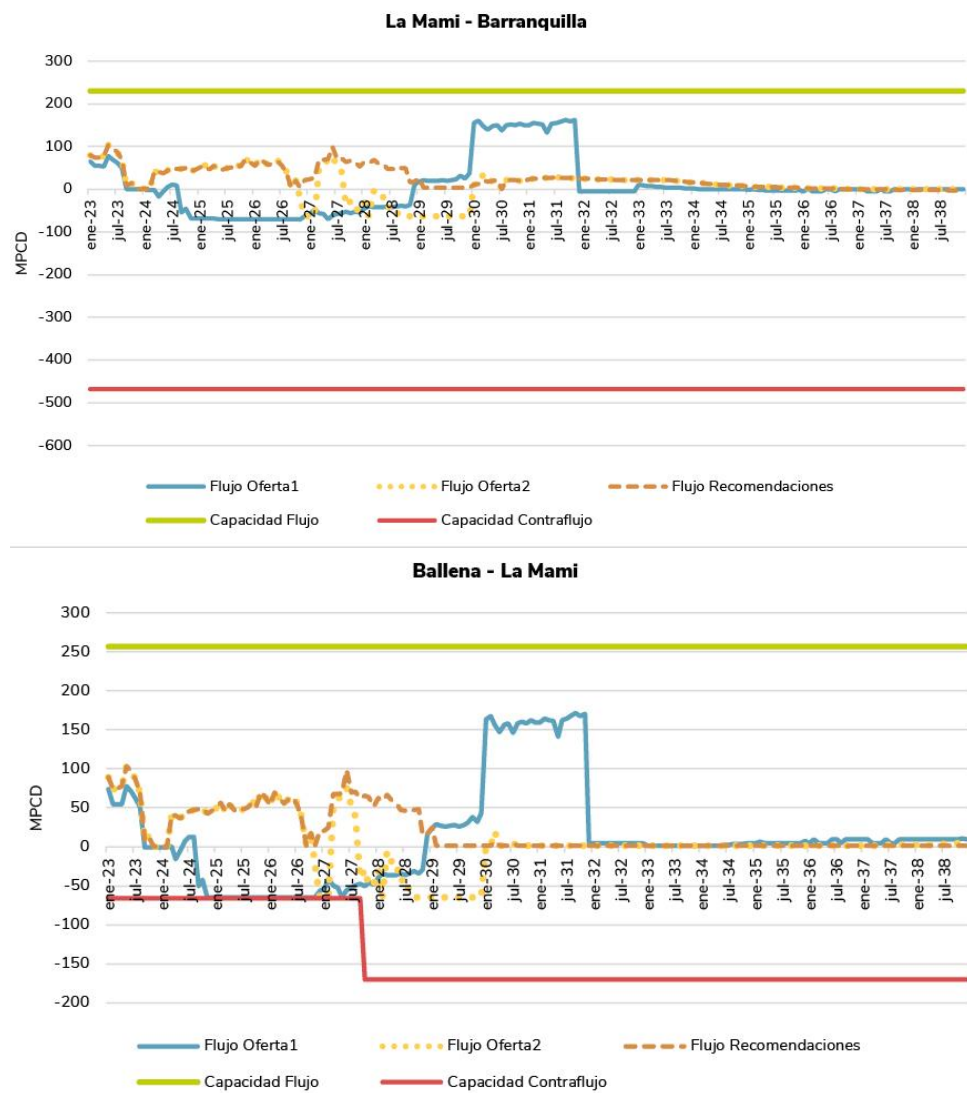
Respecto a los proyectos de Bidireccionalidad Barranquilla-Ballena, Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena e Interconexión de tramos entre Barranquilla y Barrancabermeja, se reafirma la necesidad de los proyectos adoptados por confiabilidad del sistema Costa – Interior, aunado con las recomendaciones que se presentan en la Sección 7.5.2., para pasar de una configuración radial a un sistema anillado de transporte entre estas dos regiones, favoreciendo condiciones de confiabilidad, resiliencia, flexibilidad operativa, adaptabilidad a crecimiento y cambios en la demanda, reducción de interrupciones, optimización de recursos y apoyo a la cobertura, entre otros. Su uso por abastecimiento dependerá del desarrollo y entrada en operación de nuevos proyectos de oferta nacional e importación a lo largo del trazado y de los mecanismos libres de comercialización y contratación de gas natural entre los agentes de la cadena.

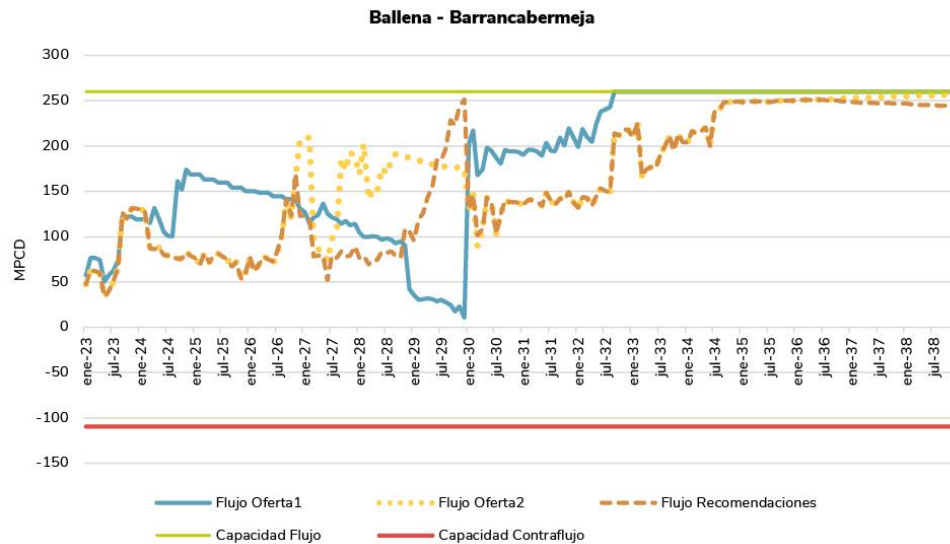
A nivel de flujos de simulación, se observan períodos variables de uso por abastecimiento según los escenarios de oferta 1 y 2 desde Barranquilla hacia Ballena, situación que se reduce sustancialmente en la medida en que se incorpore nueva oferta en La Guajira como la propuesta a nivel de importación en la Sección 7.5.2. para el caso del escenario Recomendaciones.

La incorporación de estas nuevas condiciones de oferta simulada desde La Guajira, afectan de igual manera el uso por abastecimiento de la Bidireccional Barrancabermeja-Ballena, priorizando el sentido del flujo hacia el interior del país para apoyar el suministro de gas natural requerido por la demanda como consecuencia de la declinación natural de las fuentes de abastecimiento desde los Llanos Orientales. Sin embargo, ante restricciones que puedan afectar la infraestructura de suministro desde el VIM hacia la Costa Atlántica, esta Bidireccionalidad brinda condiciones de confiabilidad para asegurar el suministro de gas natural desde el interior.

Se debe realizar seguimiento a la oferta declarada periódicamente a los activos de suministro ubicados entre los nodos que van desde Barranquilla a Barrancabermeja para garantizar la capacidad de entrega de los 170 MPCD en los dos sentidos desde Ballena.

Gráfico 7-3. Flujos de Transporte entre Barranquilla y Barrancabermeja



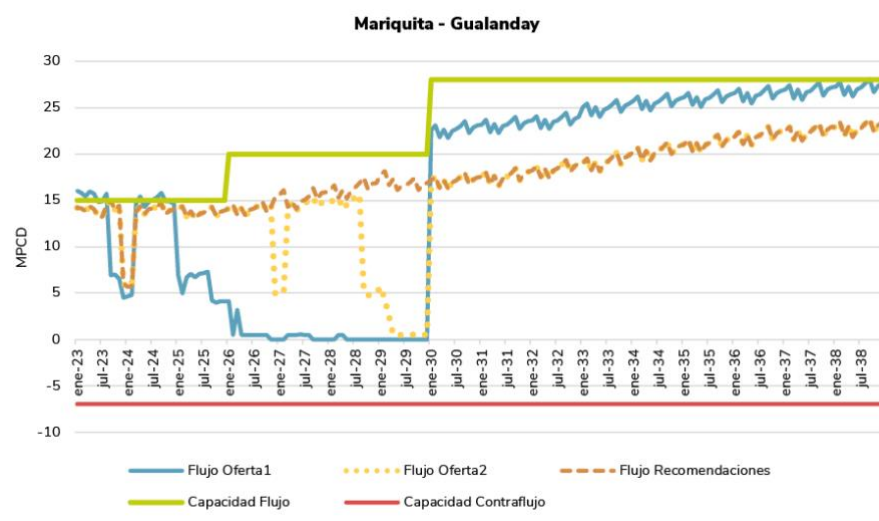


b) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday

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 evaluados se observa un potencial aumento de capacidad mayor a 20 MPCD al final del horizonte por el crecimiento de la demanda proyectada y una menor disponibilidad de oferta local.

Se debe realizar seguimiento a la oferta y demanda de la región Tolima - Huila anualmente para establecer en el largo plazo la necesidad de una posterior ampliación del IPAT adoptado previamente.

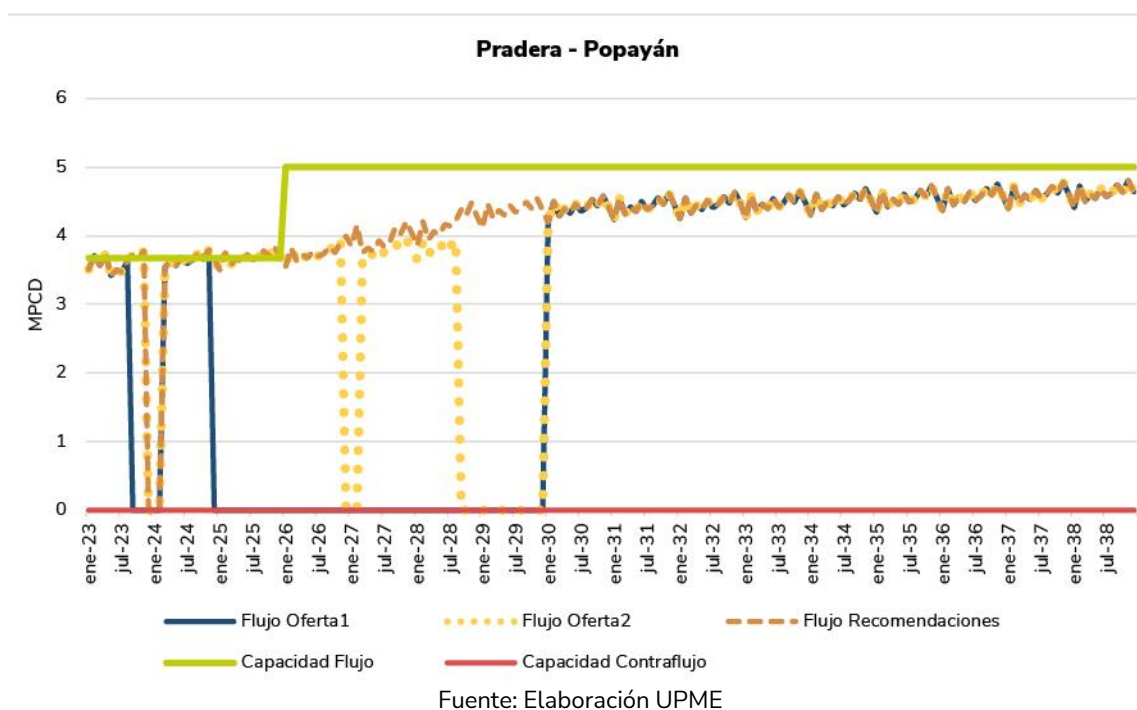
Gráfico 7-4. Flujos de Transporte entre Mariquita – Gualanday



c) Ampliación de la capacidad de transporte en el tramo Jamundí hacia Popayán

Mediante este ducto se abastece toda la demanda de gas natural de municipios del Suroccidente del país desde el sur del 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 Leña¹³.

Gráfico 7-5. Flujos de Transporte entre Pradera y Popayán



Se ratifica la necesidad del proyecto adoptado y se recomienda anticipar la FPO en la medida en que operacional y constructivamente sea posible, considerando los reportes de información operativa registrados durante 2023, en los que el volumen transportado en el tramo fue ligeramente superior a la CMMP durante diferentes períodos.

d) Bidireccionalidad entre Yumbo - Mariquita

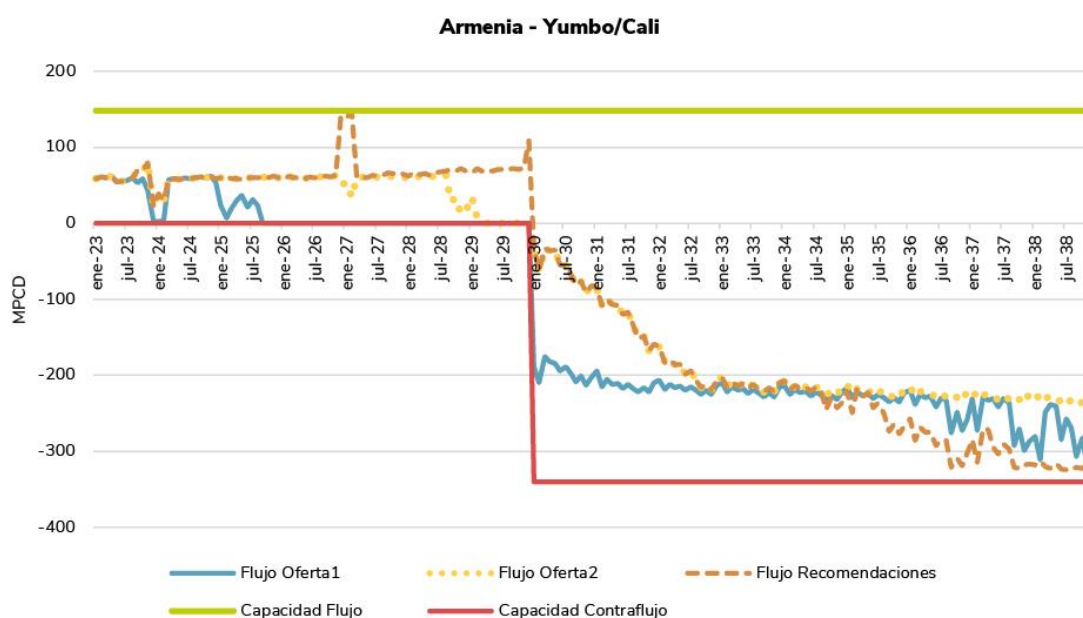
¹³ Plan Nacional de sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes (CIAC). Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

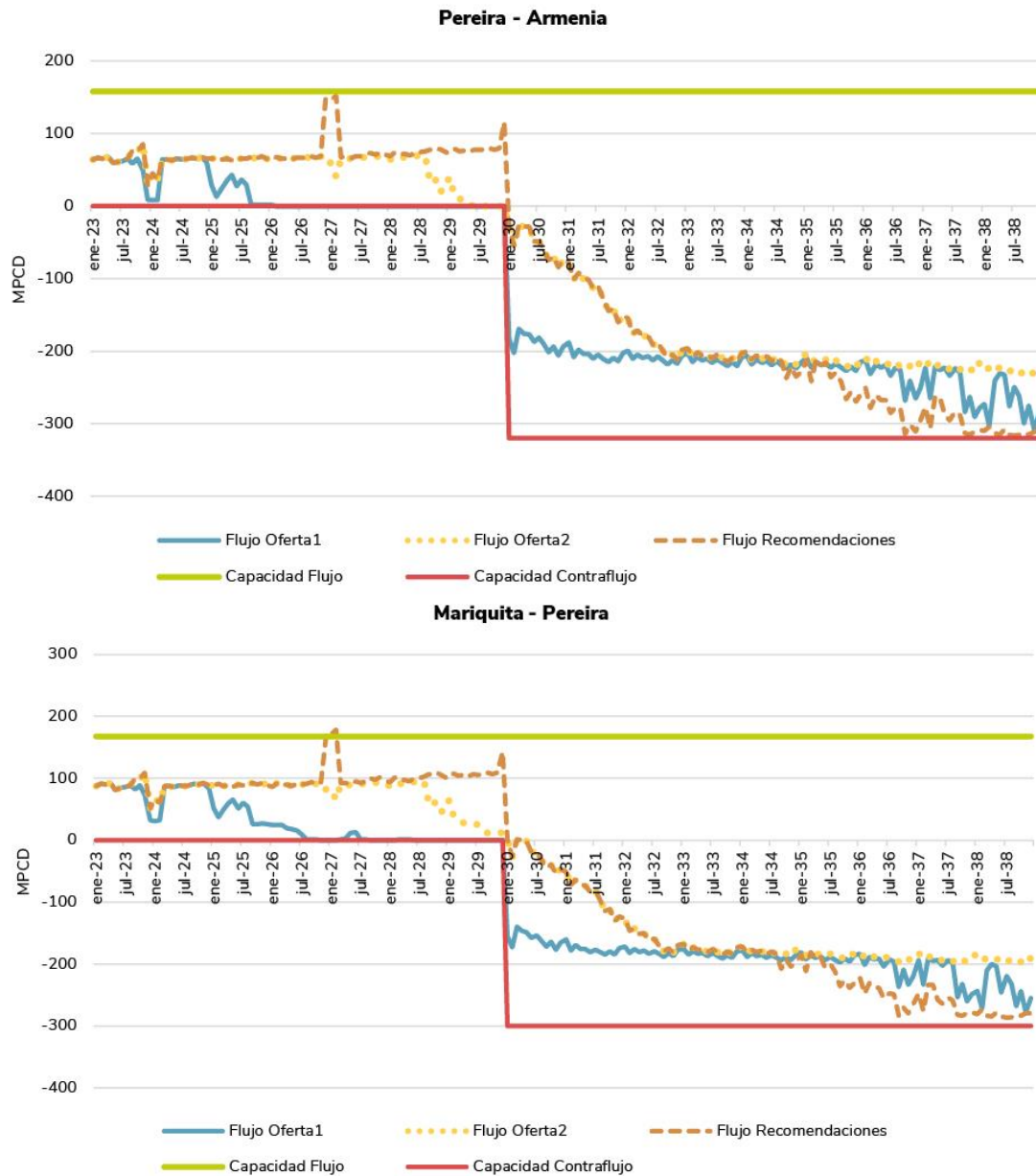
Esta bidireccional posibilita el acceso de gas natural proveniente de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico – IIGP adoptada en el PAGN 2019-2028, generando una alternativa adicional de seguridad de abastecimiento y confiabilidad en el suministro de gas natural desde el suroccidente hacia el resto del país, complementando el potencial anillado del sistema, como se observa en el Gráfico 7-5, en el cual, una vez se establece su disponibilidad se evidencia un flujo creciente de gas para abastecer principalmente regiones del Suroccidente, CQR, Tolima-Huila y aguas arriba de Mariquita, y permitiendo la evacuación de este gas hacia todos los nodos del sistema por confiabilidad.

En el largo plazo se observa un potencial aumento de la capacidad adoptada mayor a los 250 MPCD en Mariquita (hacia finales del horizonte evaluado, 3T 2036) por mayores requerimientos de entrada de gas natural como consecuencia de la declinación natural de fuentes locales en el interior. 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 esta región de la Costa Atlántica, los requerimientos de capacidad de transporte de este tramo se mantendrían en el nivel adoptado. Por otra parte, se debe considerar 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 proveniente de IIGP, ya que en la actualidad no se tiene registro de CMMP operativa entre Mariquita y Vasconia.

Se debe realizar seguimiento a los avances de la futura convocatoria y la potencial asignación a inversionistas de la IIGP, para la ejecución de las acciones constructivas requeridas para la puesta en operación de esta infraestructura.

Gráfico 7-6. Flujos de transporte entre tramos Yumbo/Cali – Mariquita





7.5.2. Proyectos de Infraestructura de Gas Natural - Escenario Recomendaciones

En esta sección se realiza la descripción de los proyectos de infraestructura a nivel de oferta y transporte de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Resolución MME 40052 de 2016, y en función de los resultados obtenidos en el escenario final de simulación descrito como Recomendaciones.

A nivel de proyectos de transporte se analizaron diversas alternativas de expansión del sistema y se estimaron costos indicativos para cada una de las nuevas conexiones requeridas entre los

nodos y regiones del SNT priorizadas, para brindar mejores condiciones de seguridad de abastecimiento y confiabilidad.

Se analizaron tres alternativas para ampliar la integración de la Costa Atlántica con el Interior del país a través de una conexión entre el Valle Inferior del Magdalena (VIM) el Interior de Colombia a la altura del Magdalena Medio (MM) mediante la cual se pueda completar el anillado de confiabilidad entre estos dos sistemas regionales complementando la bidireccionalidad e interconexión adoptada previamente del sistema Barranquilla-Ballena-Barrancabermeja. Sumado a esta infraestructura, se presenta un proyecto para generar una entrada adicional a Bogotá desde el Magdalena Medio que contribuya al abastecimiento y confiabilidad futura de la demanda con una capacidad equivalente a la entrada existente desde el tramo Cogua-Sabana. Por último, se incluye un gasoducto para conectar el sistema aislado de Cúcuta al SNT desde el Magdalena Medio.

En cuanto a alternativas de oferta, se presentan los resultados obtenidos para diversificar los puntos de importación existentes y adoptados, desde diversos nodos situados tanto en la Costa Atlántica como Pacífica del país, incluyendo la expansión de capacidad de infraestructura de regasificación ya instalada y contratada, con conexión temprana al SNT y/o criterios de mayor confiabilidad y menor costo para el suministro de los nodos más alejados a la oferta disponible.

Estas medidas estratégicas buscan mejorar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento hacia los todos nodos de demanda ubicados a lo largo de la estructura de red del país, la cual proyecta riesgos de potencial desabastecimiento y racionamientos en virtud de la declinación de la oferta local y el crecimiento estimado de la demanda en diferentes regiones en diferentes períodos a lo largo del horizonte evaluado.

a) Gasoducto Noroccidente: Conexión VIM – Interior

Este gasoducto permite conectar la oferta actual y futura del Valle Inferior del Magdalena, Sinú San Jacinto, hallazgos costa afuera particularmente del Clúster Caribe Sur y de gas importado desde la Costa Atlántica hacia el Magdalena Medio y desde ahí su interconexión con los demás tramos de transporte regionales a nivel nacional.

De igual forma, mediante esta iniciativa y la implementación de nuevas adecuaciones sobre infraestructura existente, se aumenta la confiabilidad del SNT al posibilitar la redundancia necesaria entre las dos principales regiones de oferta y demanda nacional, como lo son el Centro y la Costa Atlántica, con lo cual se contribuye al cierre del sistema anillado al integrarse con las bidireccionalidades y la interconexión adoptadas entre Barranquilla y Barrancabermeja Este cambio sobre el SNT, traería beneficios adicionales a nivel de confiabilidad, resiliencia,

flexibilidad operativa, adaptabilidad a crecimiento y cambios en la demanda, reducción de interrupciones, optimización de recursos y apoyo a la cobertura, entre otros.

Considerando la multiplicidad de potenciales fuente de oferta que podrían evacuarse a través de este gasoducto, se estima una capacidad de transporte no inferior a 400 MPCD, para lo cual, se analizaron tres alternativas de conexión mutuamente excluyentes entre nodos pertenecientes a estas regiones:

- **Opción A:** Conexión Jobo-Antioquia-Mariquita.
- **Opción B:** Conexión Sincelejo-Coveñas-Vasconia.
- **Opción C:** Conexión Jobo-Vasconia.

Se estima que la construcción de un gasoducto a través de cualquiera de estas alternativas no estaría disponible antes del 1T 2030, considerando los tiempos necesarios para su adopción, convocatoria, licenciamiento y obra constructiva. Esta disponibilidad fue evaluada bajo todas las condiciones de oferta planteadas. De acuerdo con los resultados de simulación, la existencia de esta infraestructura permitiría evitar el déficit proyectado a partir de 2030 en coordinación con otros proyectos de oferta y transporte, sin embargo, no estaría disponible para afrontar el potencial déficit estimado hacia finales de 2026.

Por otra parte, la reconversión de infraestructura de hidrocarburos existente en la zona hacia el transporte de gas natural ofrece oportunidades para alcanzar una mayor celeridad, reducir potencialmente los costos estimados, y podría estar en operación de acuerdo con las necesidades de transporte descritas hacia el 4T de 2026. Sin embargo, se deben establecer previamente lineamientos específicos de política pública y de regulación que posibiliten el cambio de uso de esta infraestructura, así como un análisis más detallado a nivel operacional y financiero sobre la vida útil y las condiciones actuales y futuras necesarias para su reconversión.

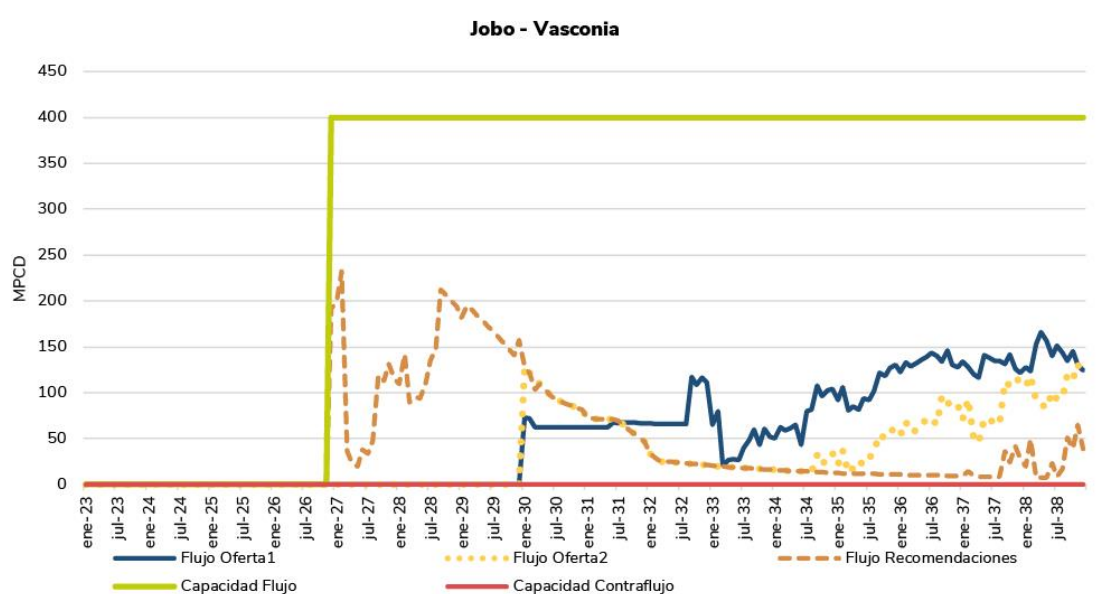
La Opción A descrita como Conexión Jobo-Antioquia-Mariquita, requeriría de la construcción de un nuevo gasoducto, mientras que las opciones B y C se pueden ejecutar mediante la construcción de un nuevo ducto o la reconversión de infraestructura de hidrocarburos existente.

En el caso de la Opción B, para la reconversión y uso completo del ducto sería necesario evaluar en detalle las características operativas de todo el sistema, instalar sistemas de compresión en estaciones existentes a lo largo del trazado, así como construir una nueva línea de conexión a la entrada del sistema en Coveñas desde los alrededores de Sincelejo para su conexión con el SNT de gas natural (se estima una longitud no menor a 40 Km entre la estación Majagual o la estación de Compresión de Promigas y la Planta en Coveñas, como puntos de referencia), así como otra línea adicional a la salida del ducto en Vasconia con una longitud menor a 1,5 km para conectar con el HUB de TGI.

Respeto a la Opción C, con una conexión entre Jobo y Vasconia, para el caso de una reconversión se estimaría un uso parcial de la infraestructura existente, la cual iría desde cercanías al nodo Jobo hasta Vasconia. En este caso se contemplaría la construcción de una línea adicional con una longitud estimada menor a 15km para conectar el ducto con el SNT en Jobo, así como otra línea adicional a la salida del ducto en Vasconia con una longitud menor a 1,5 km para conectar igualmente con el HUB de TGI.

En el Capítulo 9 se presenta la estimación de los costos indicativos a nuevo para las tres alternativas planteadas, encontrándose que, bajo las mismas condiciones de capacidad de transporte, la ruta de menor costo de inversión y operación sería la Opción C, descrita como Conexión Jobo-Vasconia. Por tal motivo, esta opción fue evaluada a nivel de simulación de flujos bajo las tres condiciones de Oferta 1, Oferta 2 y Recomendaciones. Bajo estos escenarios, en los cuales no se incluye el potencial de hallazgos offshore y se compite con oferta adicional de importación desde Guajira y Buenaventura se observan flujos de más de 230 MPCD desde su puesta en operación anticipada en el Escenario Recomendaciones (4T 2026) para evitar déficits antes de 2030, los cuales decrecen en la medida en que declina el potencial de campos locales en Jobo. Sin embargo, el desarrollo de una conexión offshore hacia este sistema para evacuar el potencial de los hallazgos del Clúster Caribe Sur habilita la entrada de una oferta adicional considerable que demandaría el uso de la capacidad total del tramo en el mediano y largo plazo.

Gráfico 7-7. Flujos de Transporte Conexión VIM – Interior (Jobo - Vasconia)



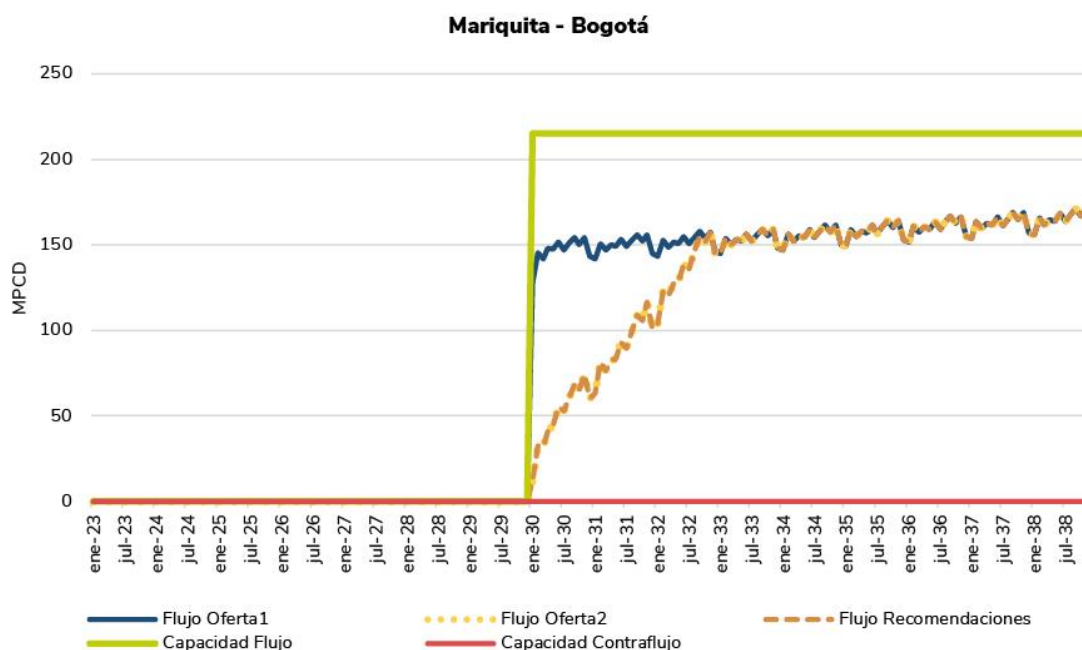
Fuente: Elaboración UPME

b) Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio (desde el tramo Mariquita-Vasconia)

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

Considerando la entrada del flujo de proyectos del Escenario de Recomendaciones desde el Suroccidente (IIGP) y el Noroccidente (Conexión VIM - Interior) se recomienda adoptar este proyecto para entrada en operación no superior a 1T 2030, con una capacidad no inferior a 215 MPCD. Según el escenario de oferta que se proyecte en el mediano plazo desde los Llanos Orientales, se observa un uso superior a los 150 MPCD desde su puesta en operación, el cual continúa creciendo en la medida en que declina la oferta desde las fuentes actuales. La estimación de costos indicativos se presenta en el Capítulo 9.

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



Fuente: Elaboración UPME

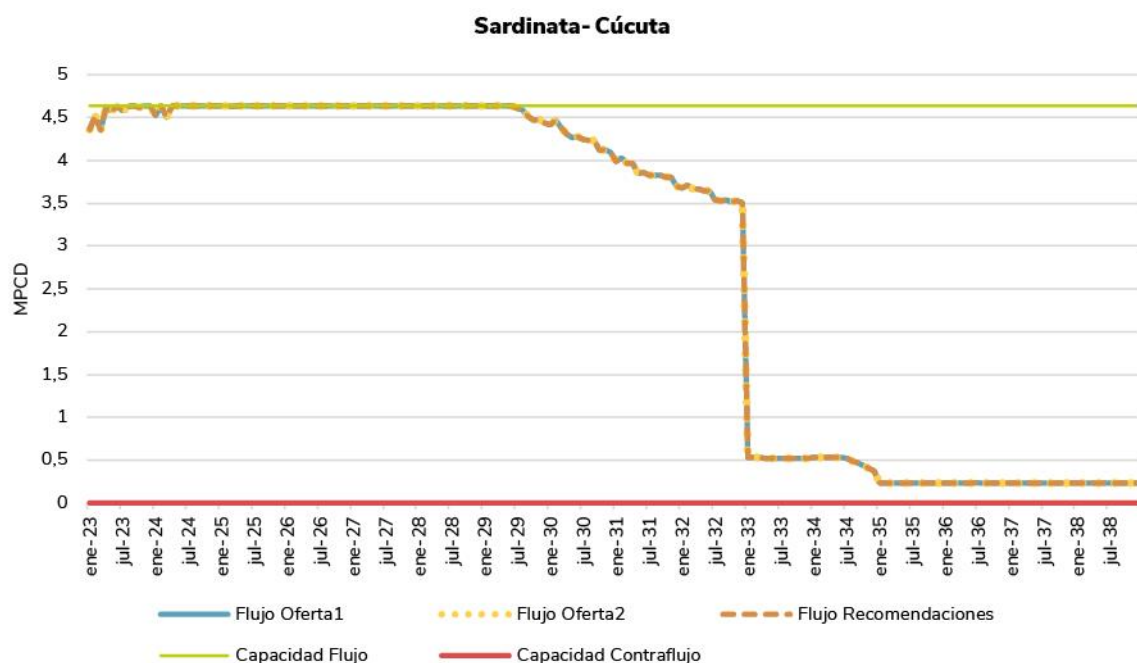
c) Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio (desde el tramo Barrancabermeja - Ballena)

Respecto a la situación actual de la ciudad de Cúcuta y sus alrededores en el departamento de Norte de Santander, en relación con la prestación del servicio público de gas natural, se observa

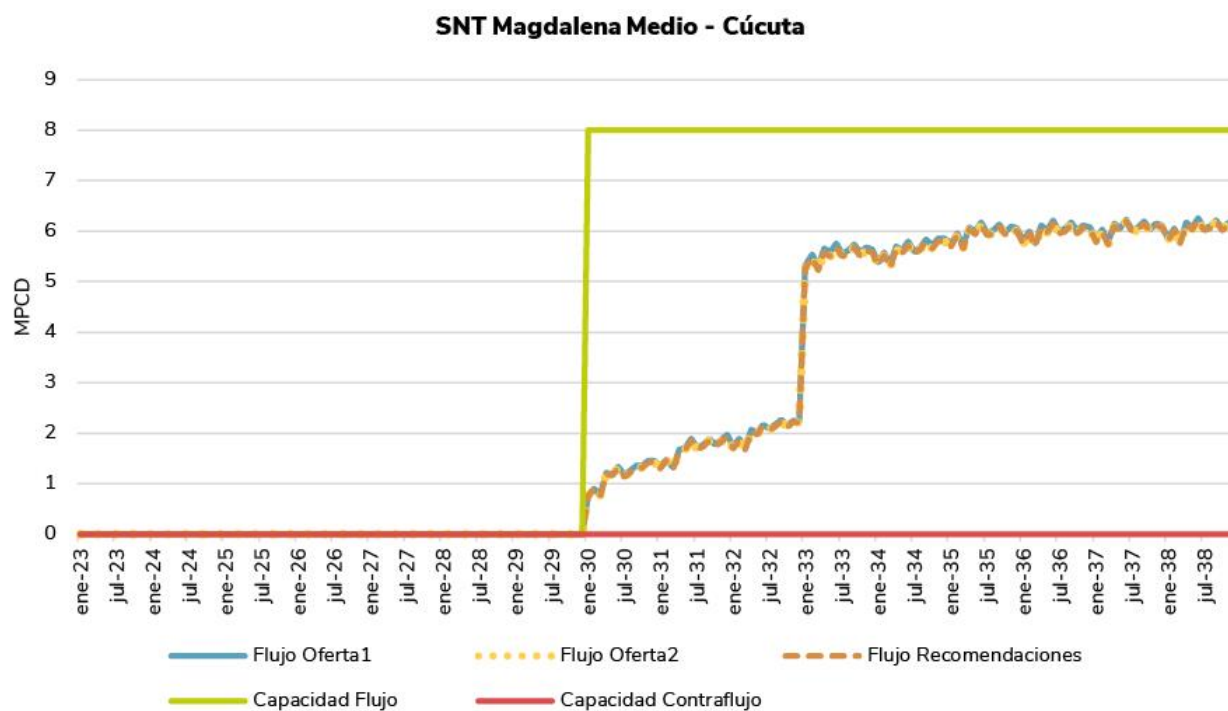
que si bien cuenta con un sistema aislado del SNT que le permite conectar la oferta disponible desde los campos locales de Tibú, Sardinata, entre otros, no cuenta con el cubrimiento de la capacidad total demandada, ni con confiabilidad en el suministro en el mediano plazo, como consecuencia de la declinación natural de los campos productores, 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 región¹⁴. 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 necesariamente 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 9 se estiman costos y beneficios potenciales del proyecto.

Considerando la declinación de oferta que abastece el tramo Sardinata-Cúcuta, y la oportunidad de abastecer la demanda de gas de diferentes comunidades sin acceso por red de transporte alrededor de Norte de Santander, se recomienda adoptar el proyecto de conexión al SNT desde el Magdalena Medio para entrada en operación con anterioridad al 1T 2030.

Gráfico 7-9. Flujos de transporte hacia Cúcuta provenientes del tramo Sardinata-Cúcuta y la Conexión propuesta desde el SNT



¹⁴ Consorcio Y&V – Geocol Consultores S.A. Estudio para pre-dimensionamiento del proyecto Gasoducto De Conexión De Cúcuta Al Sistema Nacional De Transporte De Gas Natural, 2023.



d) Importación en la Guajira con conexión a SNT

Considerando particularmente el potencial déficit de oferta nacional en el corto y mediano plazo, se observa la necesidad de diversificar y ampliar la capacidad de importación desde un punto en la Costa Atlántica con conexión directa al SNT y disponibilidad de flujo hacia los dos principales sistemas regionales, la costa y el interior del país a partir de 1T 2026, oferta que se requiere abierta a todos los sectores de consumo y con una capacidad de entrega entre 50 y 150 MPCD como se observa en Gráfico 7-10 por motivos de abastecimiento y confiabilidad. Esta importación puede hacerse con oferta de gas natural mediante dos alternativas de infraestructura:

- i) En estado líquido, lo cual demanda infraestructura de almacenamiento y regasificación (proyecto adoptado por el ETPAGN o iniciativas privadas),
- ii) En estado gaseoso desde Venezuela, el 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.

Bajo los escenarios de oferta evaluados a nivel de simulación, ante un mayor déficit de oferta local al interior del país como el que se presenta en Oferta 1, el requerimiento de necesidades de importación desde este nodo de referencia puede alcanzar valores superiores a los 300

MPCD. Sin embargo, ante la disponibilidad de oferta nacional adicional como la considerada en el escenario de Oferta 2, y el escenario Recomendaciones, y bajo la consideración de que una menor capacidad desde este punto pueda habilitarse para puesta en operación en menor tiempo, se observan requerimientos de flujo desde períodos tempranos alrededor de 2026 con cerca de 50 MPCD y mayores necesidades desde 2029, con valores alrededor de los 150 MPCD. Se prevé que bajo precios de importación de la molécula de gas natural competitivos con los precios de oferta nacional comercializada desde la Costa Atlántica o de importación vía regasificación, se presente una mayor contratación y uso de esta infraestructura.

Gráfico 7-10. Flujos de importación desde Guajira con Conexión a SNT



Fuente: Elaboración UPME

e) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico – IIGP

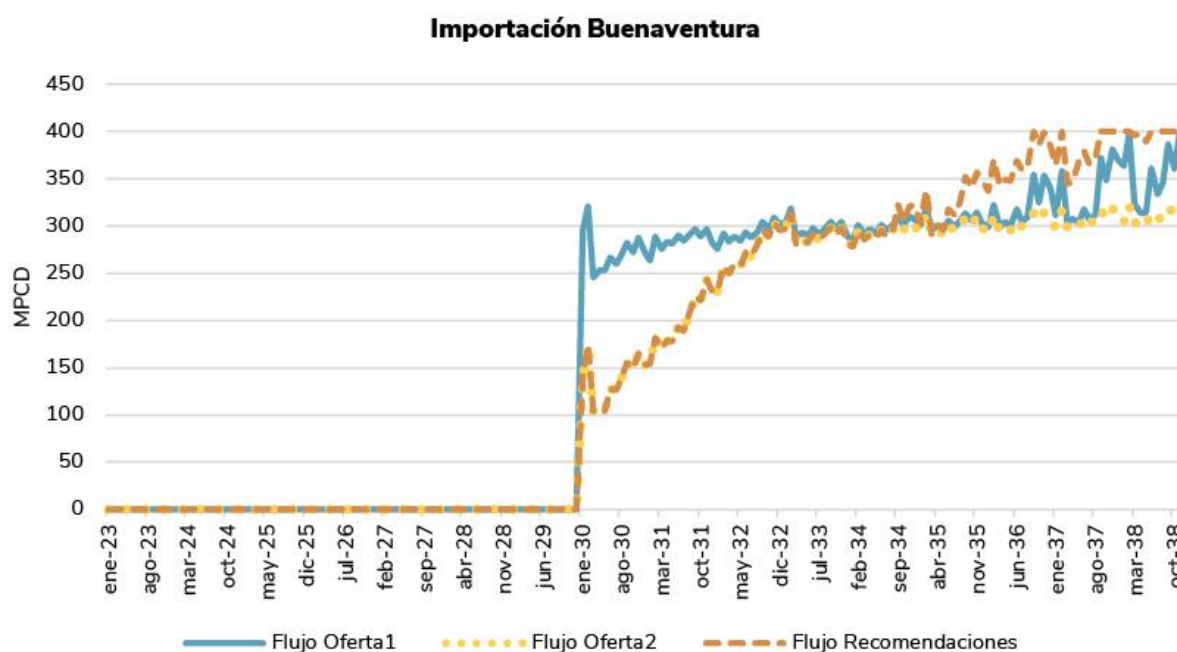
Este proyecto hace parte de la infraestructura de gas natural adoptada previamente mediante Resolución MME 40304 de 2020. Integra una planta con capacidad de regasificación no menor a 400 MPCD y de almacenamiento no inferior a 170000 m³ de GNL ubicada en el puerto de Buenaventura y un Gasoducto nuevo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

Bajo los escenarios de simulación evaluados, particularmente la reducción estimada de oferta nacional hacia la fecha de puesta en operación proyectada para esta infraestructura, así como su ventaja competitiva por distancia respecto a otros puntos de importación analizados para abastecer los requerimientos de demanda de regiones como el Suroccidente, CQR, Tolima-Huila, el Magdalena Medio y Bogotá (mediante nueva conexión proyectada desde Mariquita), se observan flujos tempranos por abastecimiento entre 170 y 300 MPCD, los cuales muestran un crecimiento hasta los 400 MPCD hacia el final del período de análisis. Se recomienda ejecutar este proyecto para entrada en operación no superior a 1T 2030 con capacidad no inferior a los 400 MPCD adoptados.

Toda la información asociada al desarrollo previo de este proyecto se encuentra disponible al público a través de diversos documentos publicados en la página web de Convocatorias de gas natural de la UPME¹⁵.

Gráfico 7-11. Flujos de Importación desde IIGP hacia Conexión Yumbo/Cali



f) Conexiones en tierra de hallazgos costa afuera 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 del gas natural proveniente de los hallazgos offshore. La potencial oferta derivada de este tipo

¹⁵ UPME, Convocatorias de Gas Natural.

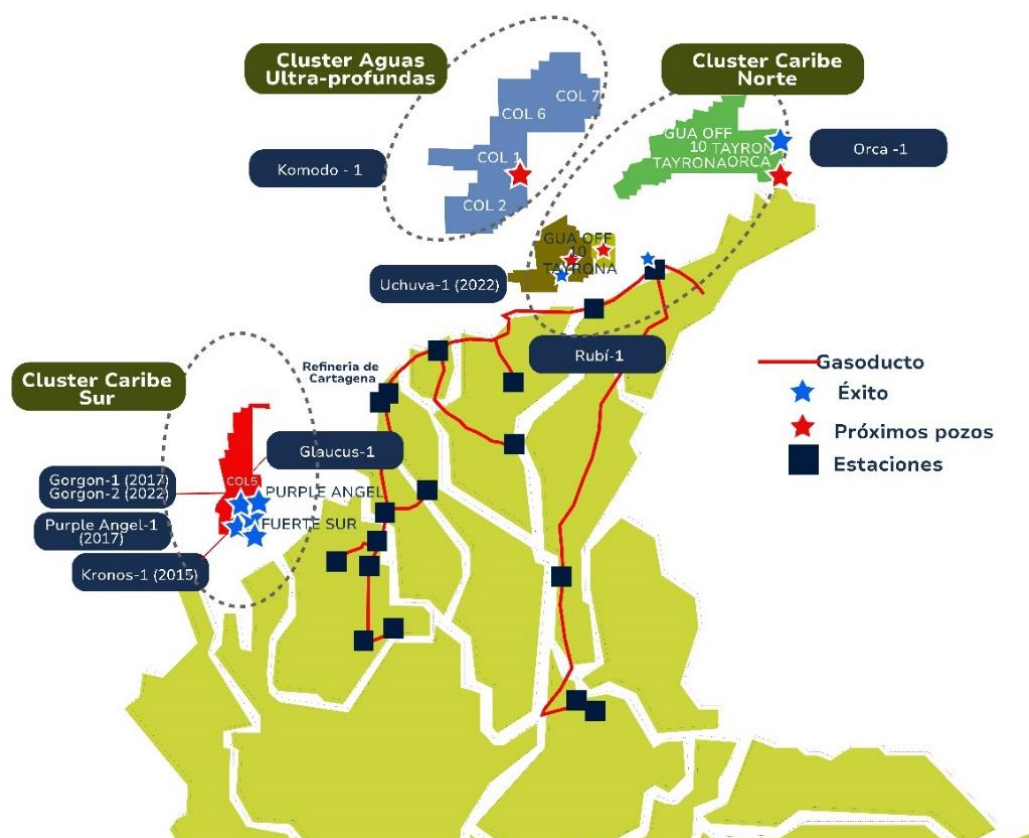
Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

de proyectos reportada en la actualidad ingresaría al SNT desde clústeres ubicados en Costa Atlántica, denominados Caribe Norte, Caribe 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 publicado por la ANH no reportan a la fecha cantidades de gas disponible a nivel de reservas, ni se cuenta con confirmación de decisiones finales de inversión que permitan establecer en detalle la ubicación específica de los puntos de conexión en tierra de estos tramos al SNT, las capacidades de transporte o las FPO requeridas, la UPME ha adelantado una estimación preliminar de costos indicativos de referencia, como se muestra en el Capítulo 9 de acuerdo a la información pública disponible. Esta valoración deberá ser revaluada una vez se cuente con las características detalladas que puedan ser declaradas por los operadores de los proyectos. Por otra parte, resulta pertinente señalar que la demanda nacional que asumiría los costos de construcción de esta infraestructura no debería asimilar riesgos sobre las obras planeadas que no se ejecuten o puedan resultar subutilizadas, para lo cual los agentes productores de este gas natural podrían encontrar mecanismos de garantía que solventen el riesgo de la demanda, como se presenta en el caso de obras de líneas de transmisión en el STN, y en armonía con lineamientos de política pública como los planteados en el Proyecto de Decreto a comentarios publicado por el MME en mayo de 2024 para adoptar medidas orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural, y se dictan otras disposiciones.

En cumplimiento de la Ley 2128 de 2021, desde la UPME se recomienda la adopción de las obras en tierra requeridas para la conexión de fuentes costa afuera desde el punto de llegada al continente de la línea proveniente de estos proyectos hasta su conexión con el Sistema Nacional de Transporte, en articulación con el cronograma de avances de los diferentes proyectos reportados formalmente por los operadores al MME y a la UPME.

Gráfico 7-12. Ubicación de proyectos Costa Afuera con recursos potenciales de gas natural



Fuente: Elaboración UPME con información Empresas Operadoras

7.5.3. Necesidades de infraestructura identificadas sobre el sistema de oferta y transporte existente

En esta sección se describen los principales hallazgos identificados a nivel de necesidades de inversión sobre infraestructura que actualmente se encuentra conectada al SNT, en atención a los diferentes escenarios de oferta modelados y a su integración con los proyectos de infraestructura del Escenario de Recomendaciones y/o los adoptados previamente. En cada caso se presentan observaciones particulares respecto a la necesidad de ejecución y seguimiento sobre la disponibilidad de oferta y demanda local para cada región del sistema, en consideración de la incertidumbre que se prevé a medida que se extiende la ventana de tiempo de análisis.

A continuación, se presenta la descripción de las principales necesidades identificadas sobre infraestructura existente:

a) Importación en Cartagena con conexión a SNT Costa Atlántica

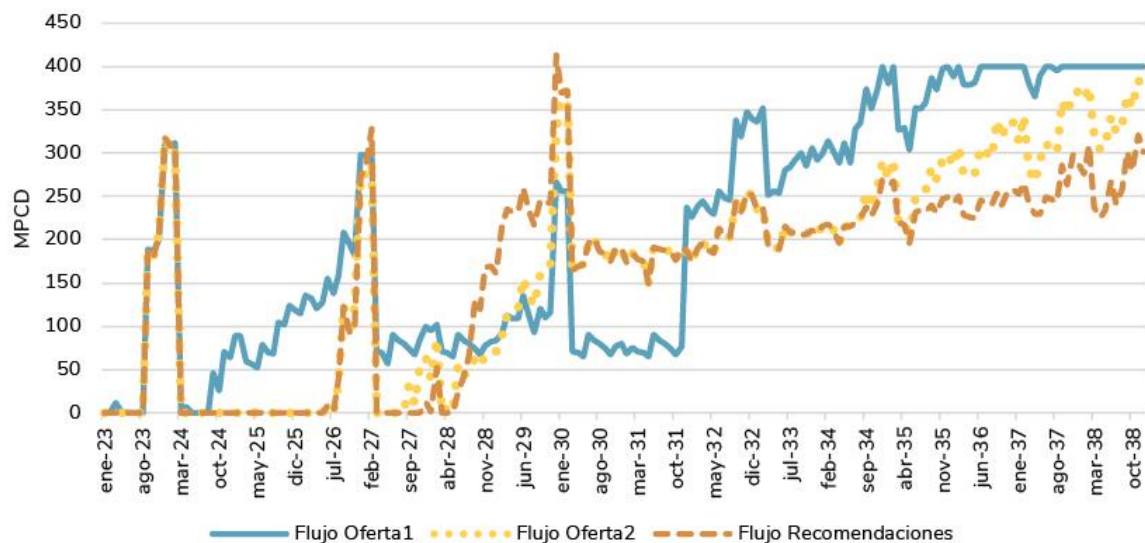
De acuerdo con el comportamiento observado a nivel de los flujos demandados del sistema se evidencia la necesidad de adicionar oferta vía importación como medida de seguridad de abastecimiento y confiabilidad mediante diversas alternativas de expansión de la capacidad actual, entre las que se incluye tanto la infraestructura existente, como la adoptada y las nuevas opciones descritas previamente.

Adicionalmente, es importante tener en cuenta las condiciones contractuales para el uso y comercialización de los 400 GBTUD de capacidad de regasificación de gas natural importado desde la infraestructura de SPEC LNG ubicada en Cartagena, se encuentran restringidos para el cumplimiento de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de los agentes del Grupo Térmico de la Costa Caribe.

Por lo anterior, y considerando que los tiempos necesarios para el desarrollo de nueva infraestructura que permita incorporar oferta vía importación en el corto plazo demanda potencialmente tiempos mayores para su adopción, asignación y ejecución que la extensión de la infraestructura existente, respecto a la necesidad de importación en Cartagena con conexión a SNT Costa Atlántica, se evidencia la necesidad de ampliar la capacidad desde el punto de existente en fases de ampliación del orden de 50GBTUD en 2024 y de 80 GBTUD adicionales en el 1T 2027, para completar un total de 130 GBTUD abiertos a la demanda nacional.

Sin embargo, es pertinente aclarar que esta necesidad se identifica bajo el supuesto que para el 4T 2031 la capacidad de regasificación de 400 GBTUD con la que actualmente se cuenta para el sector eléctrico, pueda ser utilizada por los diferentes sectores de consumo. En este sentido, se recomienda a la CREG realizar la armonización regulatoria necesaria que permita contar con una oferta total de 530 GBTUD a partir del 4T 2031 abierta para todos los sectores de demanda, o en su defecto se establezca un mecanismo de convocatoria abierto y competitivo para la asignación de la infraestructura y capacidad requerida desde este punto de entrada a partir de dicho período.

Gráfico 7-13. Flujos de Importación desde Cartagena con Conexión a SNT



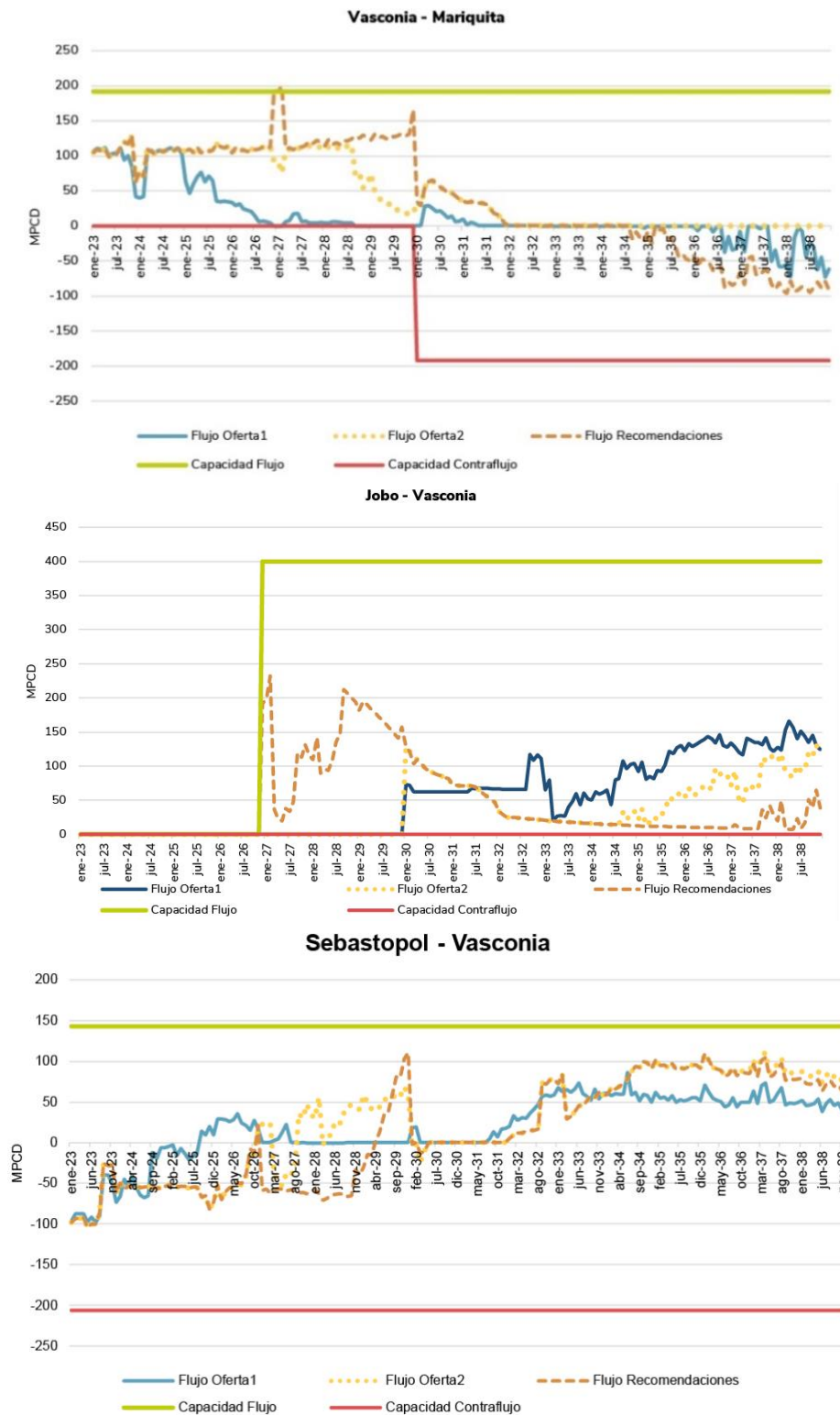
Fuente: Elaboración UPME

b) Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).

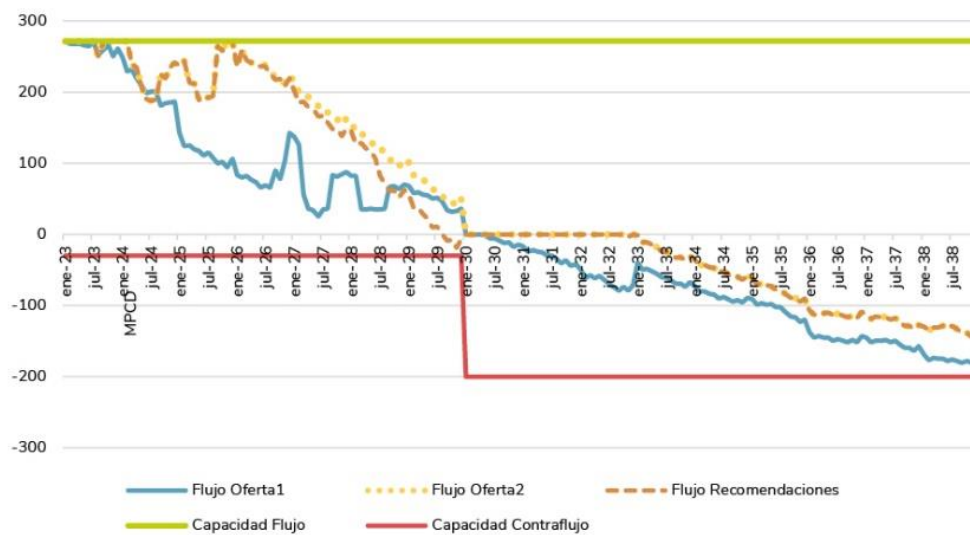
En consideración de los proyectos considerados bajo el Escenario Recomendaciones para la expansión de la oferta y transporte del SNT hacia el interior del país, como la Conexión VIM-Interior, IIGP y la Conexión SNT-Bogotá, la bidireccionalidad de este tramo resulta fundamental para la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del sistema. Actualmente la capacidad de transporte declarada en el Gestor del Mercado de Gas Natural desde Mariquita hacia Vasconia es nula, mientras la capacidad desde Vasconia hacia Mariquita es de 192 MPCD. Cabe destacar que tanto Vasconia como Mariquita se convertirán en los nodos centrales del SNT a los cuales convergen múltiples conexiones desde las principales regiones de oferta y demanda del país (Ver Gráficos 7-2 y 7-14).

De acuerdo con los flujos resultantes del modelo de simulación, su uso por abastecimiento dependerá de la disponibilidad de oferta a menor costo desde IIGP puesta en Vasconia respecto a otros puntos de entrada desde el VIM y Ballena. Considerando estas condiciones se requiere habilitar operativamente la capacidad bidireccional del tramo en articulación con el IPAT previamente adoptado "Bidireccional Yumbo - Mariquita". Se estima una capacidad de transporte bidireccional del orden de 192 MPCD a partir del 1T 2030.

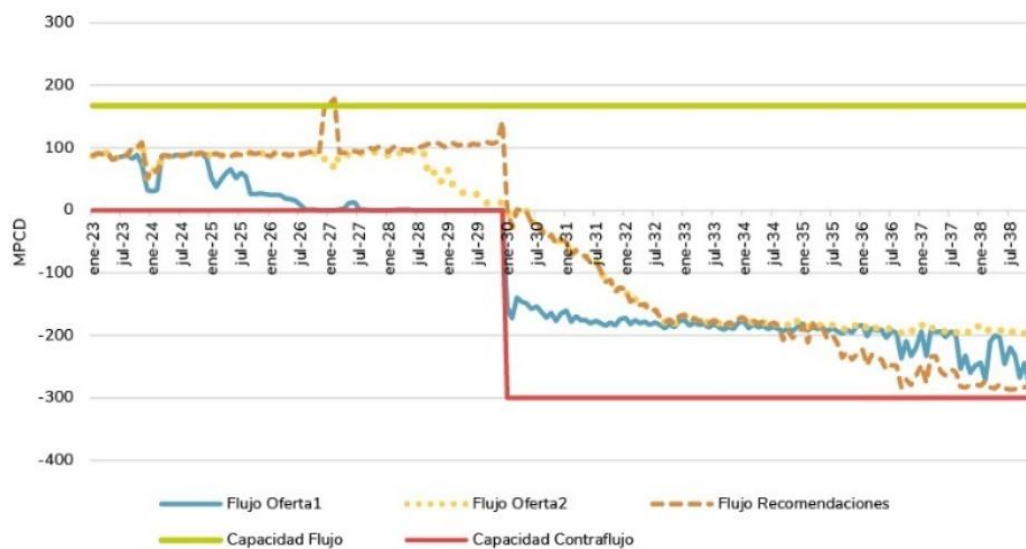
Gráfico 7-14. Flujos de transporte asociados al Tramo Vasconia-Mariquita



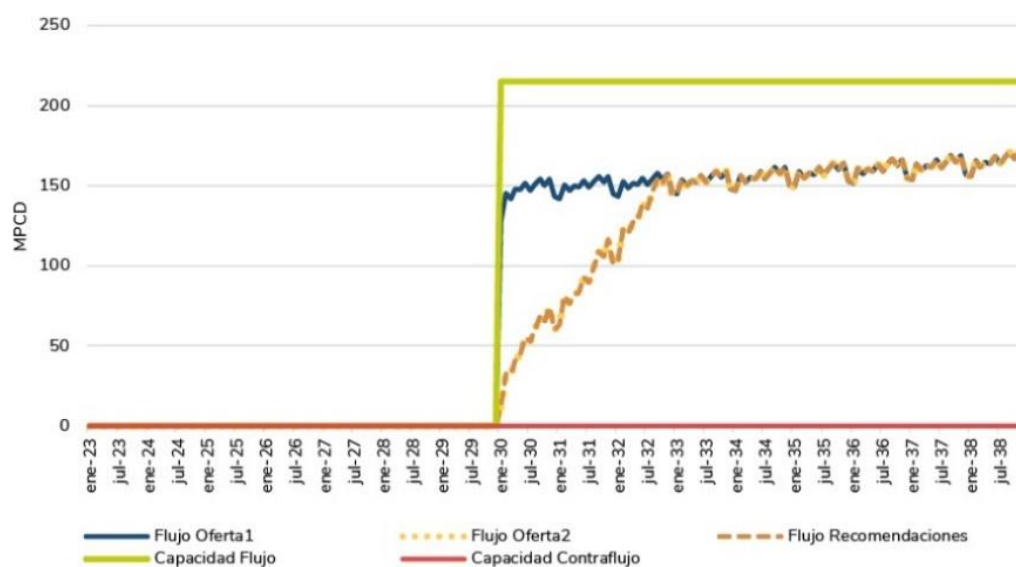
La Belleza - Vasconia

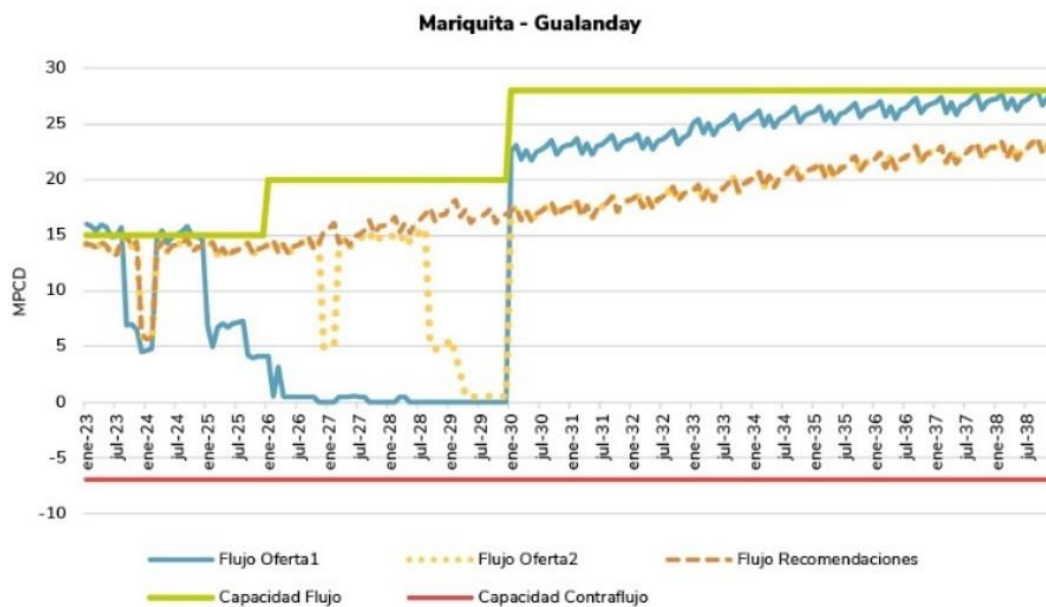


Mariquita - Pereira



Mariquita - Bogotá





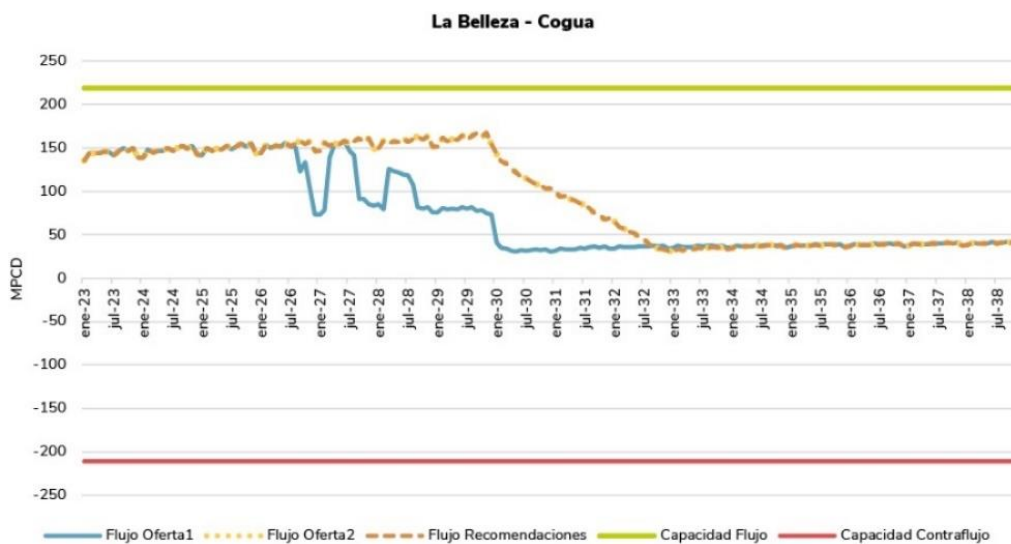
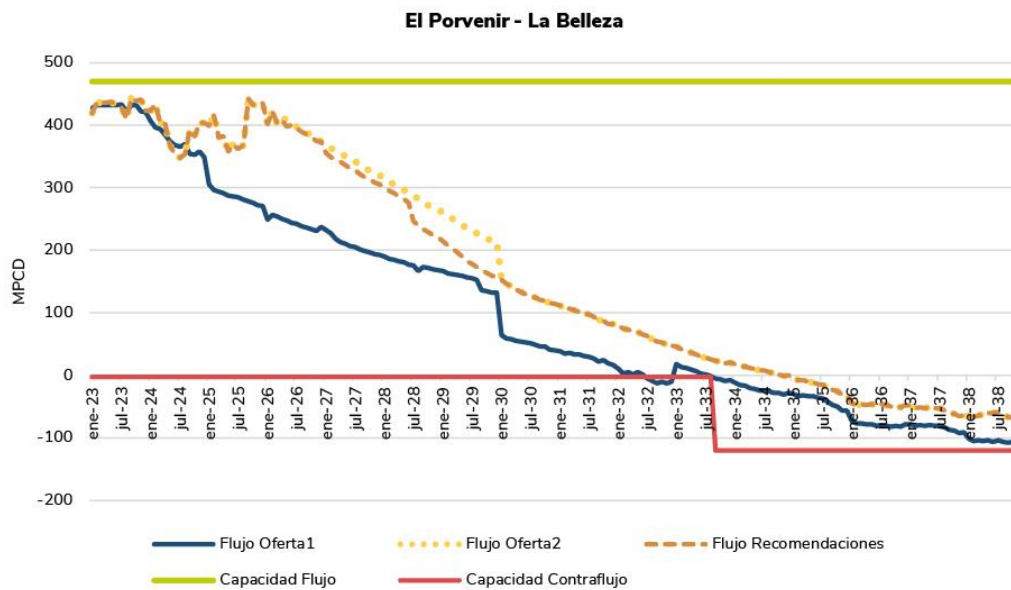
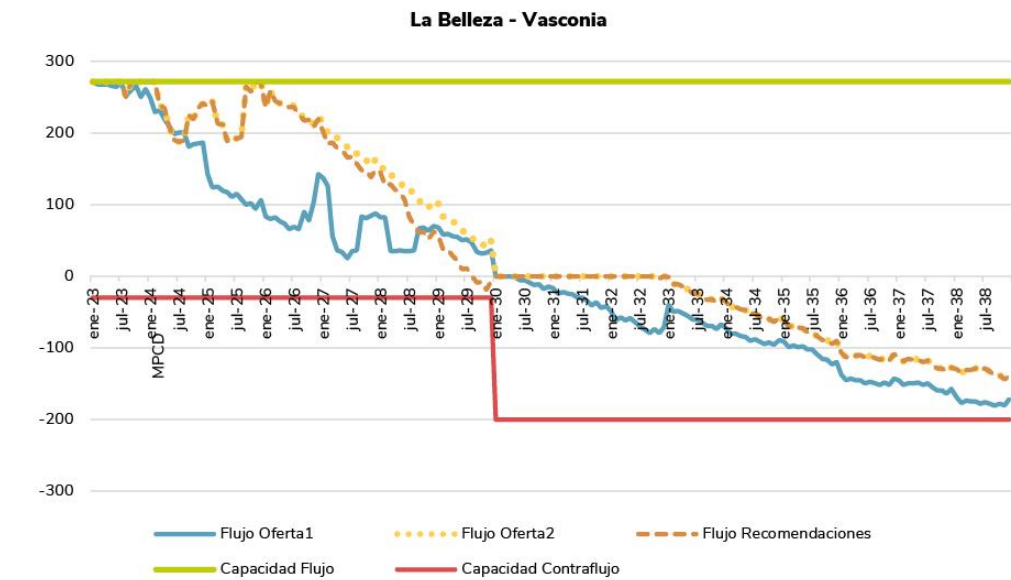
Fuente: Elaboración UPME

c) Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).

La declinación proyectada de la oferta proveniente de los campos de los Llanos Orientales hacia inicios de la próxima década afecta la disponibilidad de gas natural para abastecer la demanda de los nodos conectados a lo largo del sistema Cusiana - El Porvenir - La Belleza (como los tramos GBS y La Belleza-Cogua-Sabana). Por otra parte, la habilitación temprana de una ampliación de capacidad hacia La Belleza brinda condiciones de confiabilidad y acceso hacia los nodos conectados alrededor de los sistemas descritos en el caso de mantenimientos, fallas y afectaciones sobre la infraestructura existente.

Se estima una necesidad de ampliación de capacidad de transporte en dirección Vasconia hacia La Belleza no inferior a 200 MPCD a partir de 1T 2030 para apoyar el suministro y confiabilidad de la demanda de nodos conectados en el sistema regional y su articulación posterior con la ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana.

Gráfico 7-15. Flujos de transporte asociados al Tramo La Belleza - Vasconia



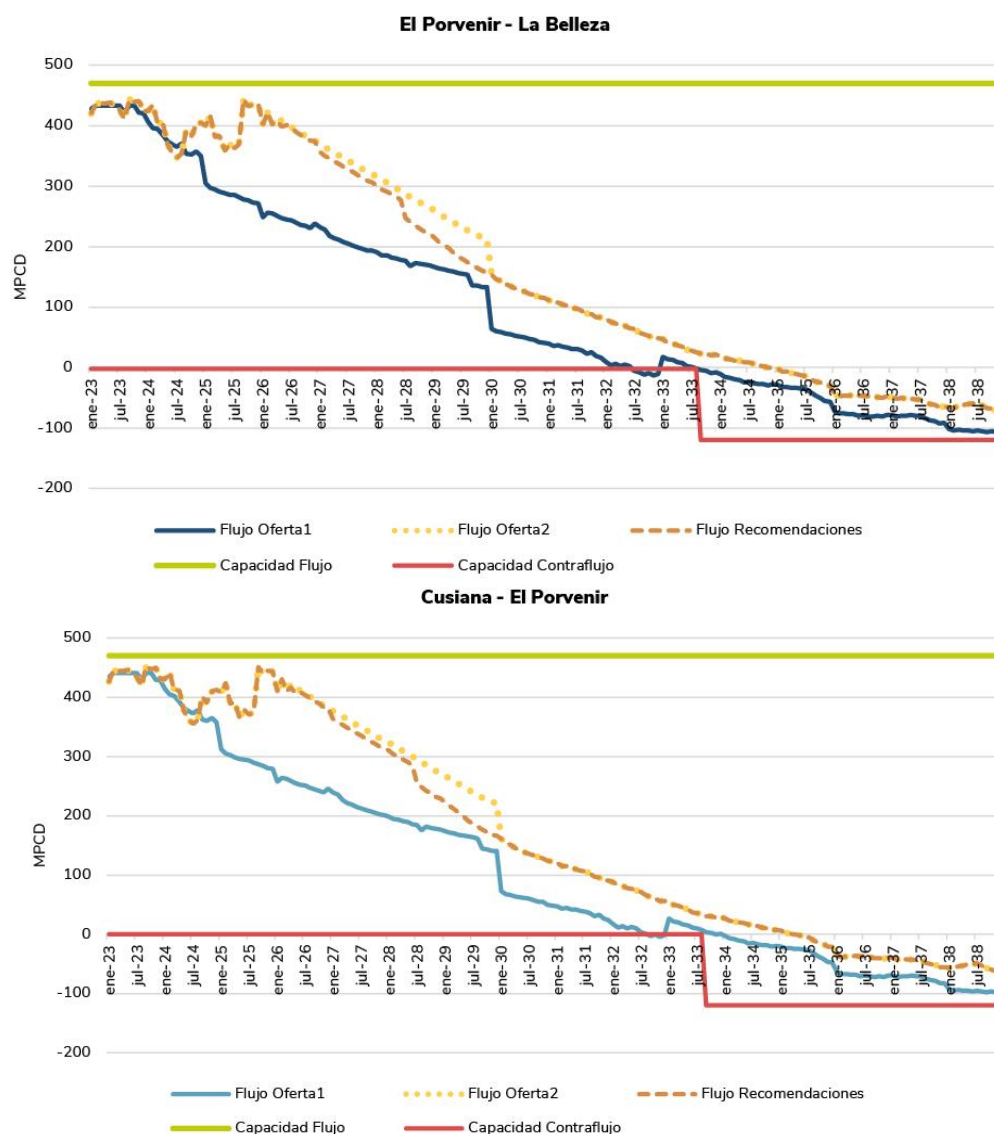
Fuente: Elaboración UPME

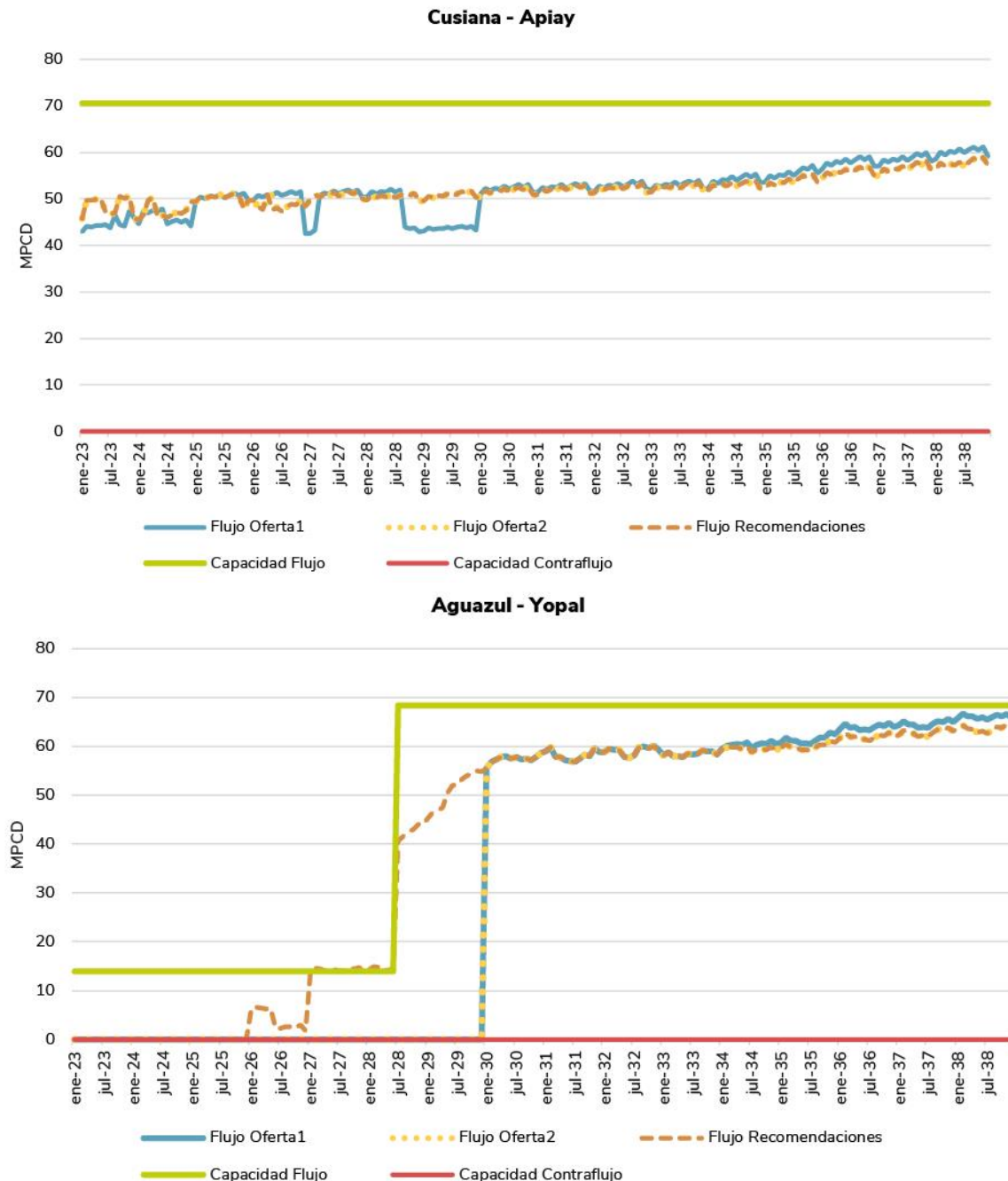
d) Ampliación de la capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir – Cusiana (con conexiones a Cusiana – Apiay y Aguazul-Yopal)

En línea con la necesidad de habilitar la ampliación de la bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza como consecuencia de la declinación de la oferta proveniente de los campos de los Llanos Orientales descrita en el literal anterior, se observa insuficiencia en el abastecimiento futuro de la demanda de los nodos conectados a lo largo de los tramos troncales Cusiana - El Porvenir - La Belleza, y conexiones derivadas hacia Yopal y Cusiana - Apiay.

Se estiman en el momento requerimientos de capacidad de transporte no inferiores a 120 MPCH a partir de 2T 2033 en dirección La Belleza - El Porvenir – Cusiana. Sin embargo, se debe realizar seguimiento a los cambios en la oferta declarada anualmente de la región CENTRAL para establecer con mayor detenimiento la FPO.

Gráfico 7-16. Flujos de transporte asociados a los tramos Cusiana - El Porvenir - La Belleza





Fuente: Elaboración UPME

e) Ampliación de capacidad de transporte hacia tramos conectados a Yopal y Floreña.

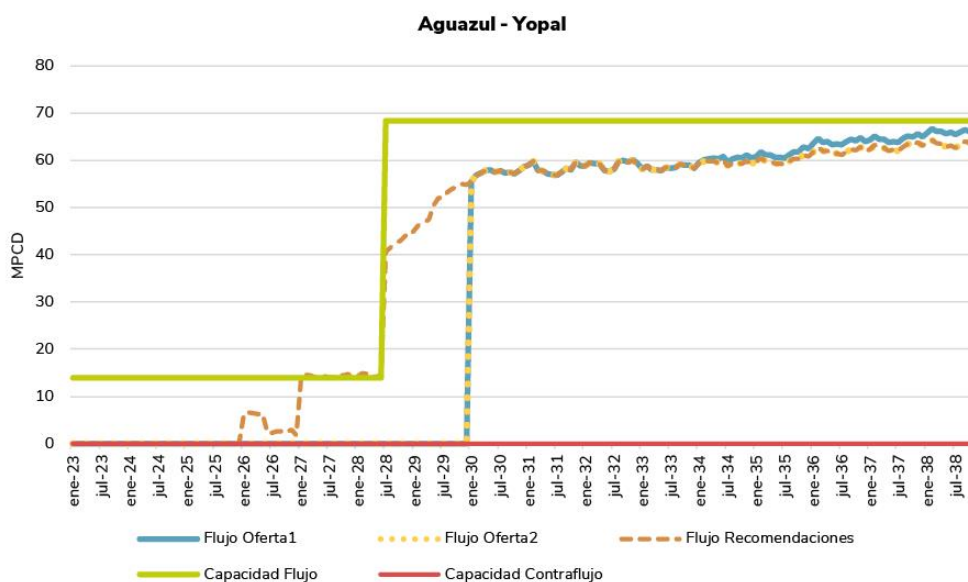
La declinación estimada de la oferta en el nodo Floreña en contraste con la proyección de la demanda de la región, particularmente para el abastecimiento de la demanda térmica local, exigirían el acceso creciente de gas natural desde fuentes de suministro externas.

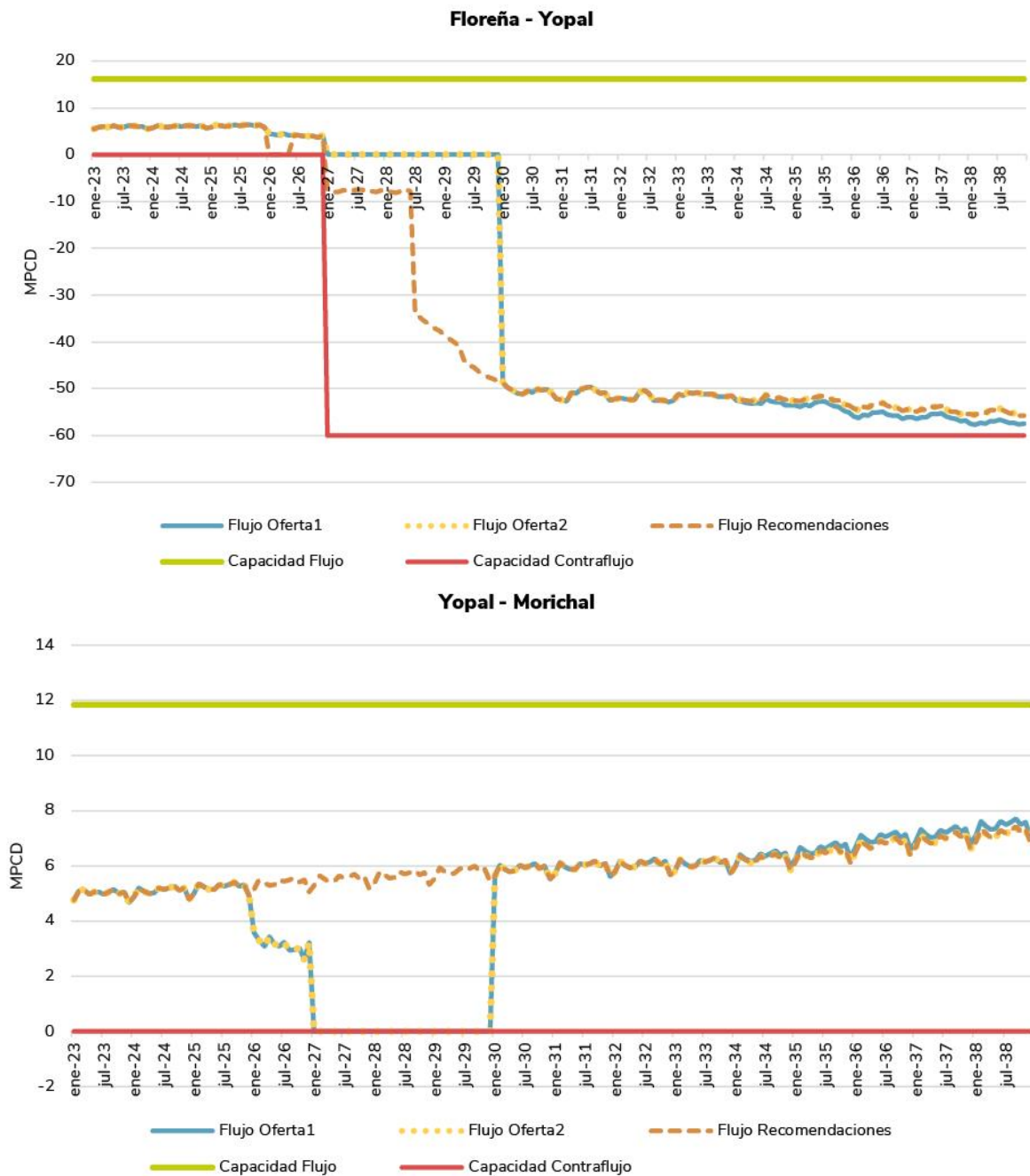
Aunque mediante la Resolución CREG 180 de 2015 se establecieron los cargos regulados para la construcción del gasoducto Aguazul – Yopal, según solicitud de Coinogás S. A. E.S.P., con una extensión de 31,6 km y 6 pulgadas, a la fecha según la información descrita en el manual del transportador del agente operador de la infraestructura, el gasoducto ha completado una longitud de solo 1,56 km, comenzando en las instalaciones del Km-8 de la línea de transferencia de gas Cupiagua-Cusiana de Ecopetrol y finalizando en el City Gate Aguazul.

En consideración de los requerimientos de capacidad de transporte identificados hacia Yopal y particularmente hacia el nodo Floreña, se contemplan dos alternativas para asegurar el abastecimiento y confiabilidad futura de la demanda en la región: la primera opción consiste en completar la conexión del gasoducto Aguazul-Yopal con los sistemas Yopal-Floreña y Yopal-Morichal bajo las especificaciones descritas en la Resolución CREG 180 de 2015 y la capacidad actual del orden de 13,9 MPCD, y por otra parte la construcción de un tramo dedicado para la demanda térmica concentrada en Floreña con una capacidad media del orden de 60 MPCD o de acuerdo con las actualizaciones de demanda de los agentes térmicos. La segunda opción corresponde a la ampliación de capacidad de transporte en el tramo Aguazul – Yopal hasta 70 MPCD, su interconexión con el tramo Yopal - Floreña y la respectiva ampliación de capacidad en dirección hacia Floreña del orden de 60 MPCD o de acuerdo con las actualizaciones de demanda de los agentes térmicos.

Se debe realizar seguimiento a la oferta declarada anualmente asociada a los nodos Yopal y Floreña para establecer con mayor claridad las capacidades requeridas y FPO, la cual se estima de forma distintiva para los tramos conectados a Yopal entre el 4T de 2026 y el 2T de 2028.

Gráfico 7-17. Flujos de transporte asociados a los tramos Aguazul-Yopal, Floreña-Yopal y Yopal-Morichal



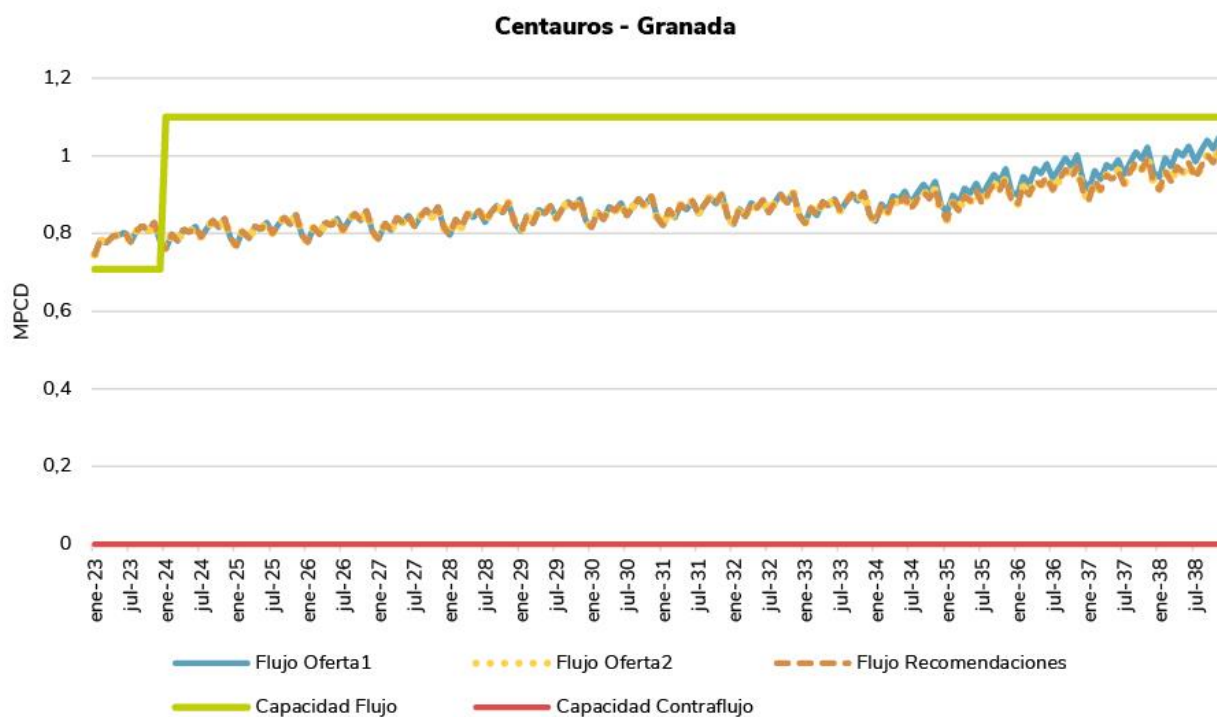


f) Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada

Considerando reportes operativos de volumen transportado superiores a la CMMP registrados durante el año 2023 y los resultados del modelo de simulación, se requiere el aumento de capacidad no inferior a 1,1 MPCD a la mayor brevedad posible para atender el crecimiento de la demanda proyectada en los nodos asociados al tramo.

Considerando que el aumento de capacidad requerida es inferior a 1 MPCD, se deben valorar diferentes alternativas tecnológicas y logísticas para adelantar la ampliación descrita buscando la mejor relación beneficio/costo: Loops, compresión, gasoductos virtuales (GNL, GNC).

Gráfico 7-18. Flujos de Transporte asociados al Tramo Centauros - Granada

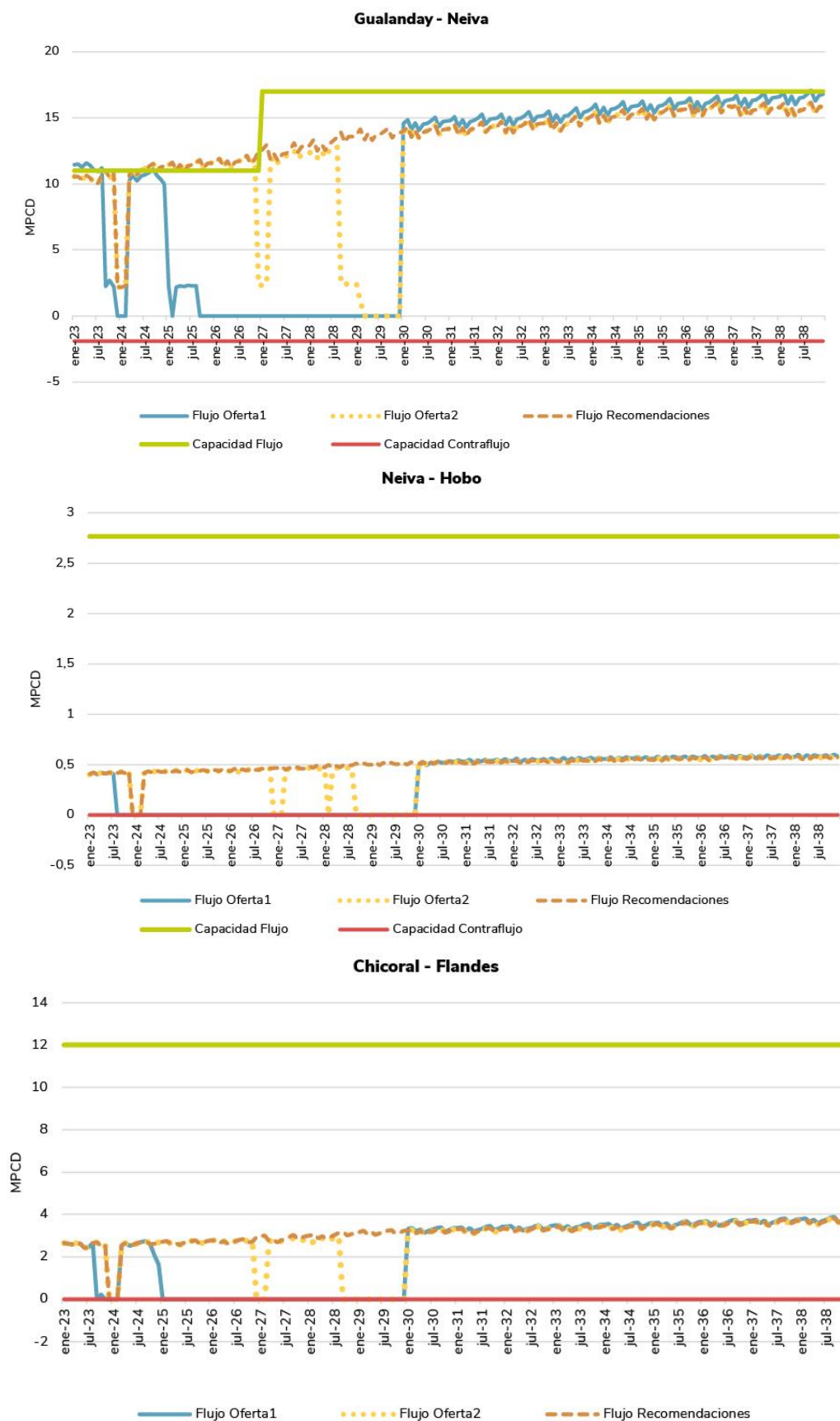


Fuente: Elaboración UPME

g) 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 la menor estimación de la oferta interna por la declinación de los campos productores locales, se observa la necesidad de aumentar la capacidad de transporte actual para posibilitar el acceso de gas hacia los tramos troncales entre Chicoral hasta Fusagasugá y del sistema Gualanday-Neiva-Hobo. Se estima una capacidad de transporte no inferior a 17 MPCD y FPO hacia 1T 2026.

Gráfico 7-19. Flujos de Transporte asociados al Tramo Gualanday-Neiva

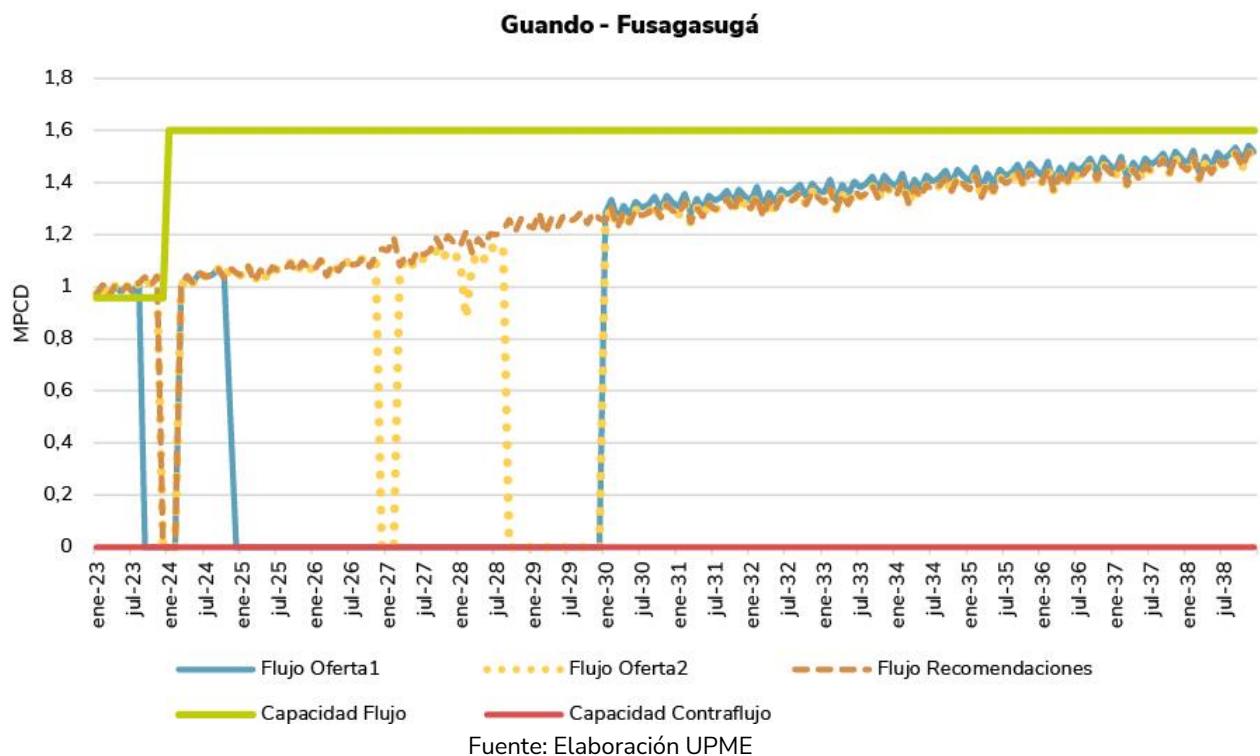


Fuente: Elaboración UPME

h) 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 y los reportes de transporte presentados durante el 2023, con valores superiores a la capacidad máxima de mediano plazo actual. Se observa la necesidad de ampliar la capacidad actual hasta 1,6 MPCD con FPO a la mayor brevedad posible. Considerando que el aumento de capacidad requerida es menor a 1 MPCD, se deben valorar diferentes alternativas tecnológicas y logísticas para adelantar la ampliación descrita buscando la mejor relación beneficio/costo: Loops, compresión, gasoductos virtuales (GNL, GNC).

Gráfico 7-20. Flujos de Transporte asociados



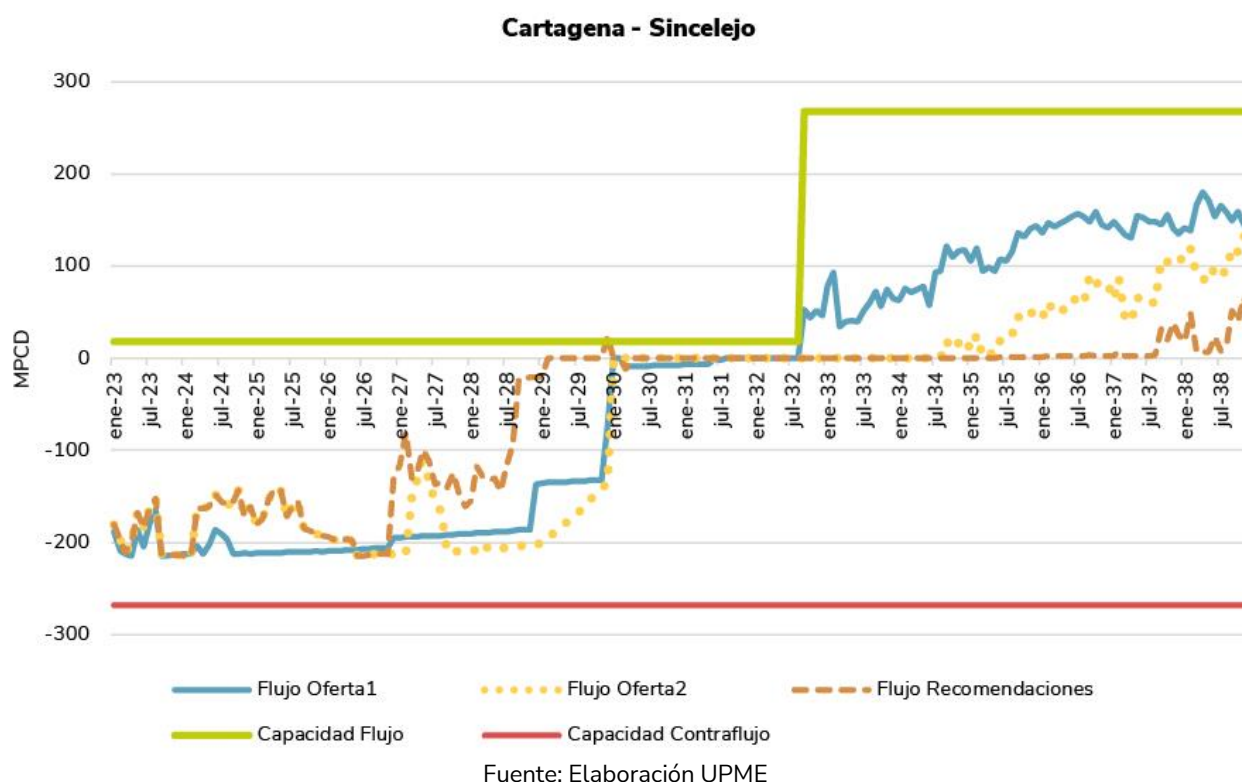
i) Bidireccionalidad en el tramo Cartagena - Sincelejo (Ampliación de capacidad hacia Sincelejo).

Este proyecto estaría asociada a la entrada en operación de la conexión Noroccidente entre VIM - Interior descrito previamente, necesario para habilitar la oferta adicional que pueda estar disponible en la Costa Atlántica desde Cartagena. Esta alternativa implicaría a su vez, adelantar cambios en el tramo Sincelejo – Jobo, como se explicará posteriormente.

Bajo las condiciones evaluadas en los escenarios de simulación, se estima la FPO a partir de 2T 2032 con capacidad no inferior a 180 MPCD. Sin embargo, se debe realizar seguimiento al

agotamiento de la oferta local entre Sincelejo y Jobo, y al desarrollo del potencial offshore que se conectaría al SNT en el VIM para establecer con mayor claridad la FPO y la capacidad correspondiente.

Gráfico 7-21. Flujos de Transporte asociados al Tramo Cartagena-Sincelejo

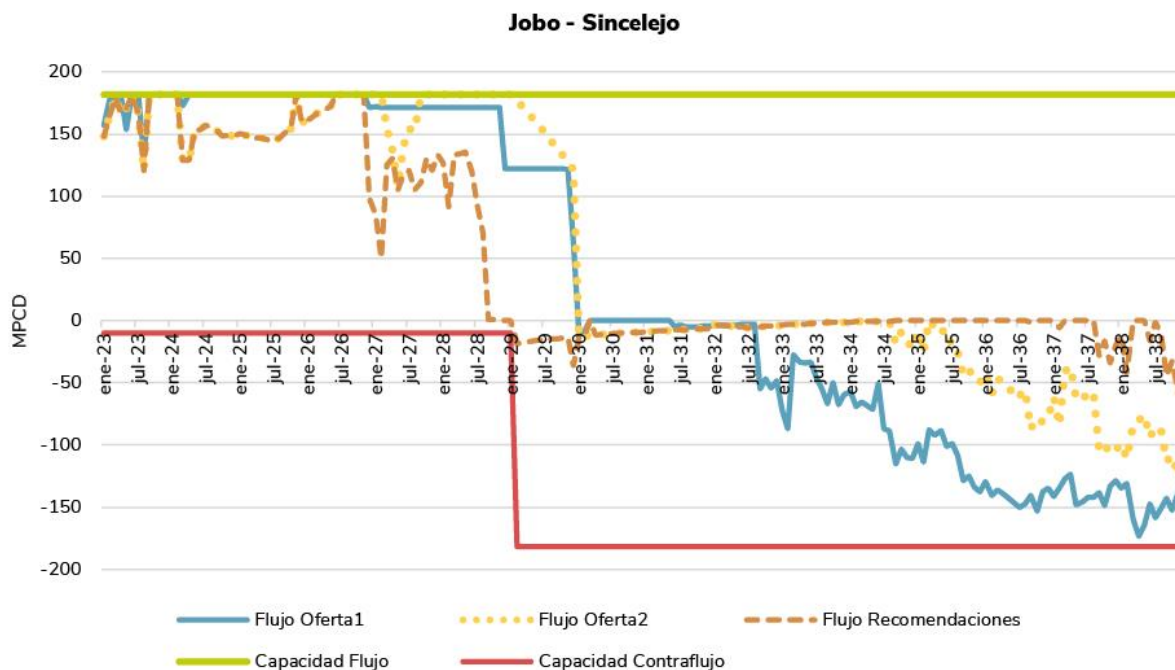


j) Bidireccionalidad en el tramo Sincelejo - Jobo (Ampliación de capacidad hacia Jobo).

Proyecto asociado a la entrada en operación de la conexión Noroccidente entre VIM – Interior para permitir el paso de gas natural desde fuentes ubicadas en la Costa Atlántica más allá de Sincelejo.

Se estima la necesidad de ampliar la capacidad de transporte hacia Jobo a 180 MPCD a partir del 2T de 2032 en articulación con la bidireccionalidad en el tramo Cartagena – Sincelejo descrita previamente. Sin embargo, se debe realizar seguimiento a la oferta de gas declarada por los campos productores conectados a este tramo y al desarrollo del potencial offshore que se conectaría al SNT en el VIM con fines de abastecimiento regional para establecer FPO con mayor precisión.

Gráfico 7-22. Flujos de transporte asociados al tramo Jobo – Sincelejo

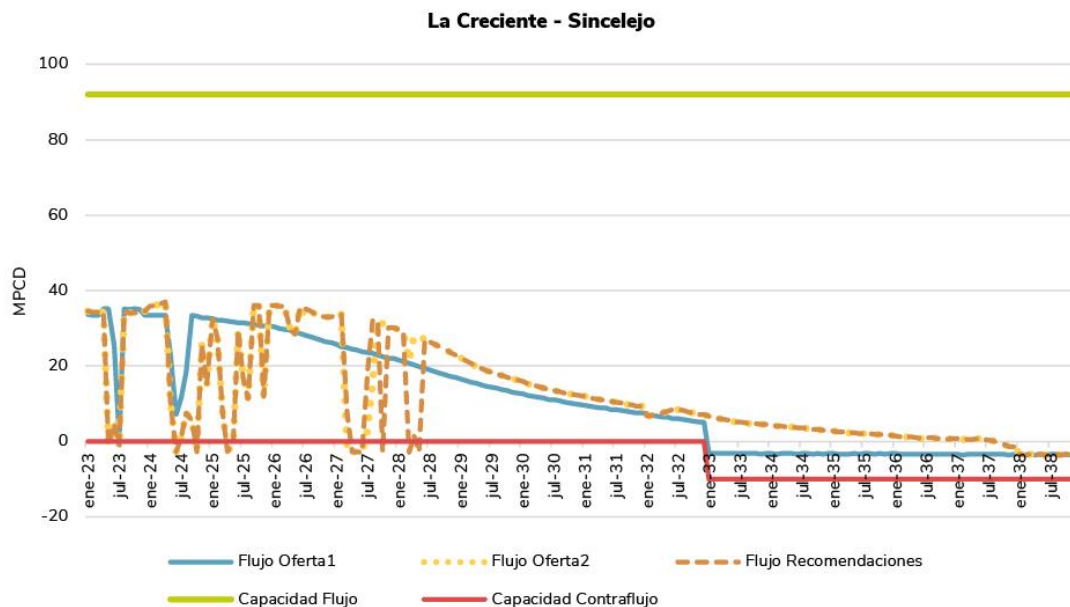


k) Bidireccionalidad en el tramo La Creciente - Sincelejo

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 al interior de este tramo de transporte.

Se debe realizar seguimiento a la oferta de los campos locales declarada anualmente para establecer la capacidad de transporte y FPO con mayor claridad, las cual se estiman temporalmente alrededor de 10 MPCD y 1T de 2033.

Gráfico 7-23. Flujos de Transporte asociados al Tramo La Creciente – Sincelejo



l) 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 evidencia la necesidad de desarrollar alternativas 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 análisis específicos en los cuales se puedan valorar alternativas tecnológicas y logísticas para adelantar las ampliaciones y conexiones de oferta requeridas: Loops, compresión, gasoductos virtuales (GNL, GNC).

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

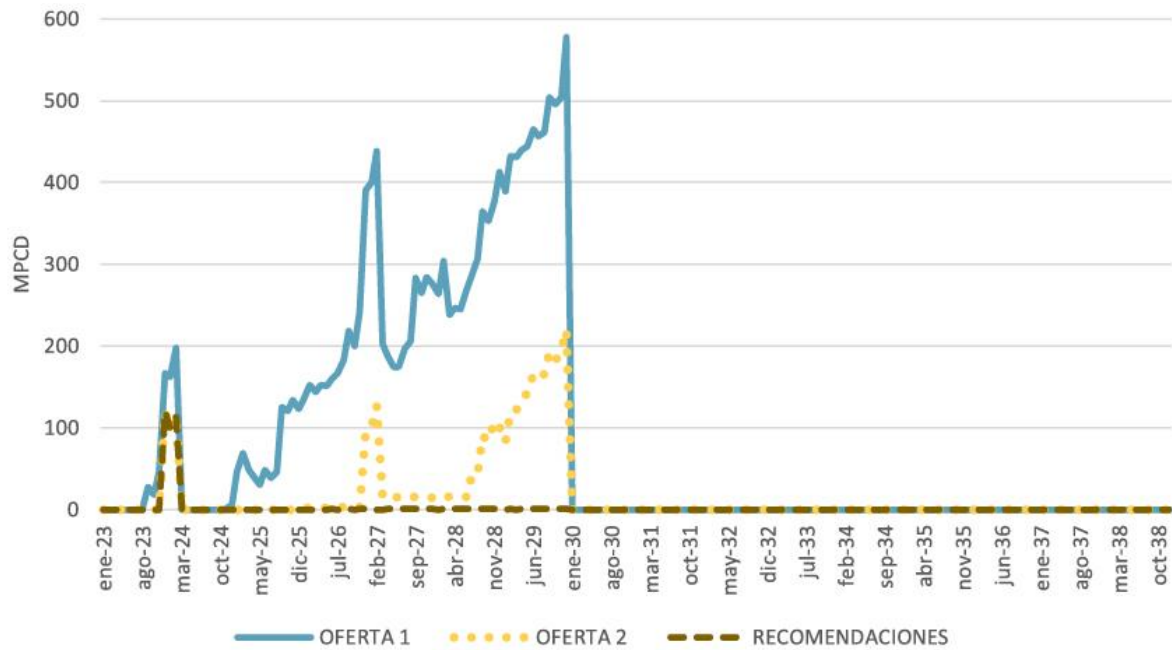
En el Gráfico 7-24 se muestran las necesidades de abastecimiento estimado para los diferentes escenarios de oferta propuestos. Se observa claramente que los escenarios de Oferta 1 y 2 son deficitarios respecto a la demanda media, mientras que la integración de las recomendaciones descritas en el Escenario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

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

En el Gráfico 7-25 se muestran los componentes desagregados de la oferta estimada para abastecer la demanda nacional según las fuentes de suministro, incluyendo el potencial nacional agregado y diferentes alternativas vía importación. Se observa una declinación continua del potencial de oferta nacional a partir del 2T de 2028, el cual es cubierto a través de un mayor suministro desde fuentes de importación localizadas en diferentes puntos de entrada del sistema que permiten garantizar la seguridad de abastecimiento hasta el final del horizonte de análisis.

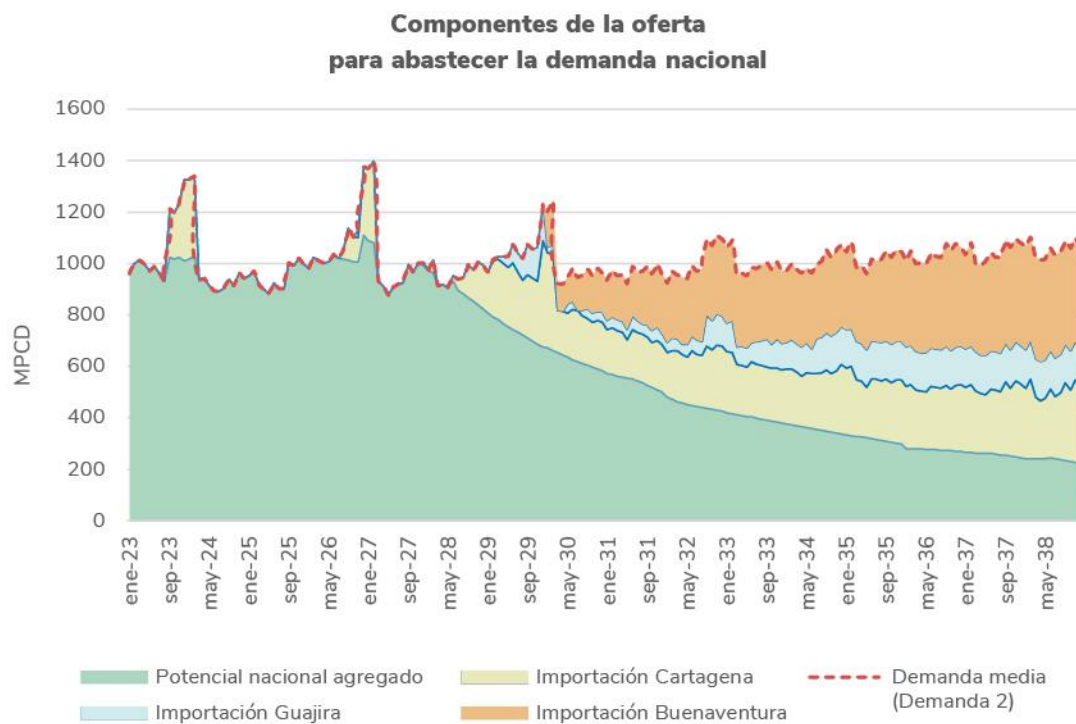
Según se logren desarrollar nuevas fuentes de oferta nacional como los hallazgos costa afuera y/o incorporar cantidades adicionales desde los campos productores a nivel continental aprovechando las oportunidades que ofrece la nueva infraestructura de transporte propuesta, sería menor el requerimiento de gas vía importación en la medida en que los precios sean competitivos para la demanda nacional. Las alternativas de oferta vía importación respaldan las necesidades de abastecimiento y confiabilidad para el sistema en el escenario en que no se logren incorporar estos recursos en los tiempos previstos por los productores en la actualidad.

Gráfico 7-24. Necesidades de Abastecimiento Nacional según los Escenarios de Oferta Evaluados



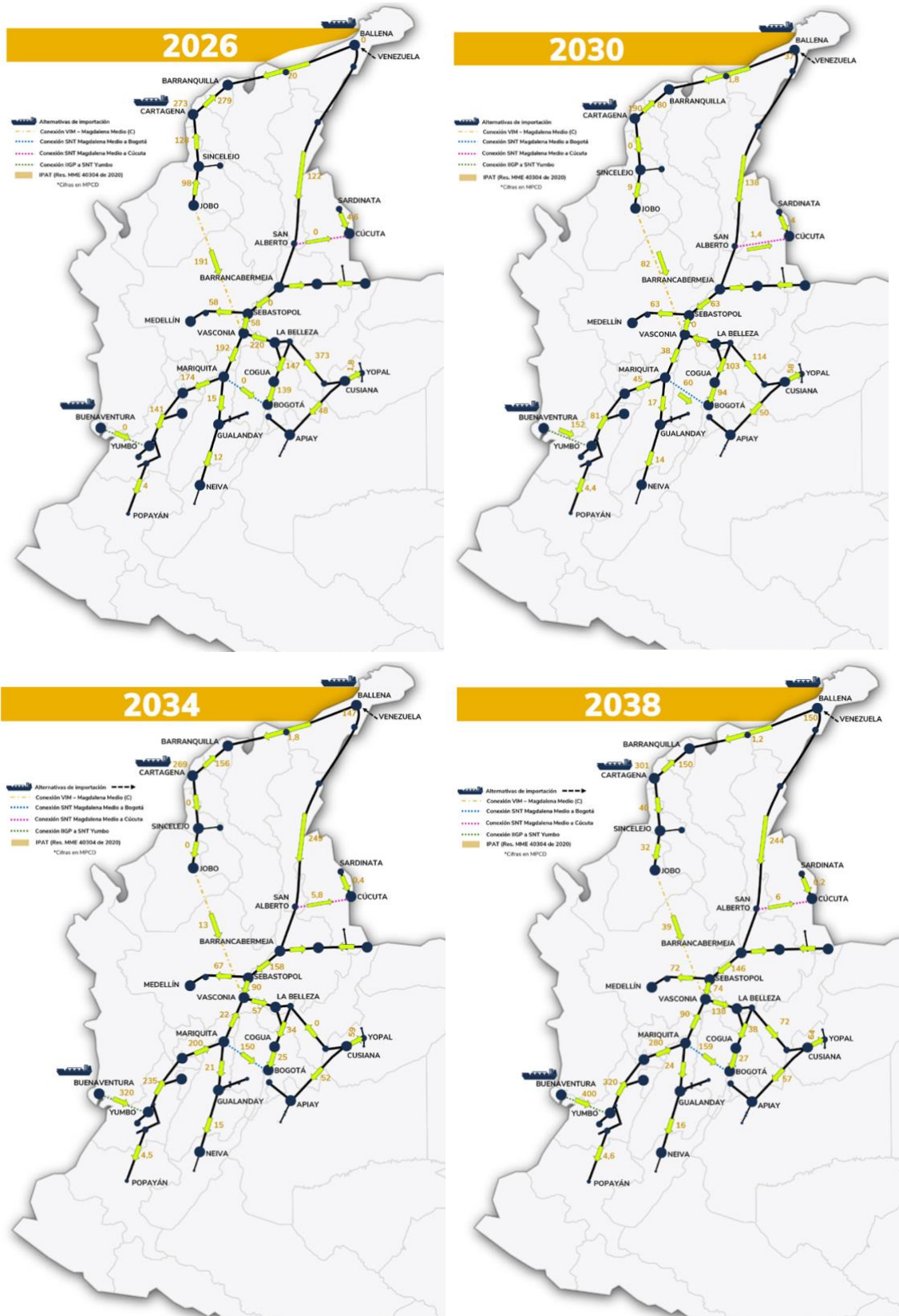
Fuente: Elaboración UPME

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



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 7-26. Proyección de principales flujos de transporte a nivel nacional para los períodos de diciembre de 2026, 2030, 2034 y 2038



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:

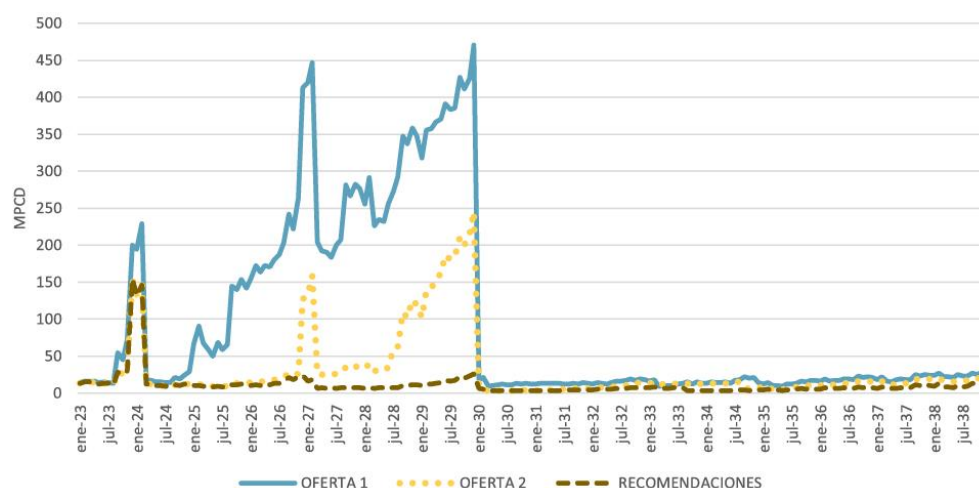
- Se parte de las indisponibilidades que tiene cada fuente y tramo.
- Dos tramos excluyentes tienen independencia en cuanto a su frecuencia de fallas.
- Debido a que la falla de dos o más tramos es pequeña comparada con la falla de un tramo, solo se considera el espacio muestral comprendido por la falla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

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

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

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 el siguiente gráfico 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 7-27. Déficit Estimado por Concepto de Confiabilidad para los Escenarios Evaluados.



Fuente: Elaboración UPME

8. Alternativas de Infraestructura de Gas Natural

El gas natural ha emergido como una pieza fundamental en la lucha contra el fenómeno del "carbon lock-in" o encierro del carbono. Este término se refiere a la dependencia continua de la sociedad en los energéticos tradicionales, como el carbón, debido a la infraestructura y las políticas establecidas que dificultan la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.

En este contexto, el gas natural desempeña un papel crucial al ofrecer una alternativa más limpia y versátil. En comparación con otros energéticos, como el carbón y combustibles fósiles, el gas natural produce significativamente menos emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros contaminantes atmosféricos nocivos cuando se quema para generar electricidad o para uso industrial. Esta reducción en las emisiones contribuye directamente a la mitigación del cambio climático, al tiempo que permite una transición gradual hacia fuentes de energía más renovables y menos dependientes de los combustibles fósiles.

El gas natural, al ofrecer una alternativa más limpia y flexible al carbón, desempeña un papel crucial en la lucha contra el encierro del carbono. Su quema produce significativamente menos emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros contaminantes en comparación con el carbón, lo que contribuye directamente a la mitigación del cambio climático. Esta capacidad para reducir las emisiones es fundamental para romper el ciclo de dependencia de los combustibles fósiles y allanar el camino hacia un futuro energético más sostenible.

Considerando lo anterior, el gas natural es altamente flexible y compatible con la integración de energías renovables en línea con los programas de transición energética. Para esto, resulta necesario optimizar los proyectos de infraestructura que permitan la distribución eficiente de este energético más limpio, dando alternativas para disolver la llamada "trampa de carbono".

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 ETPAGN 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 2024. 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.

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.

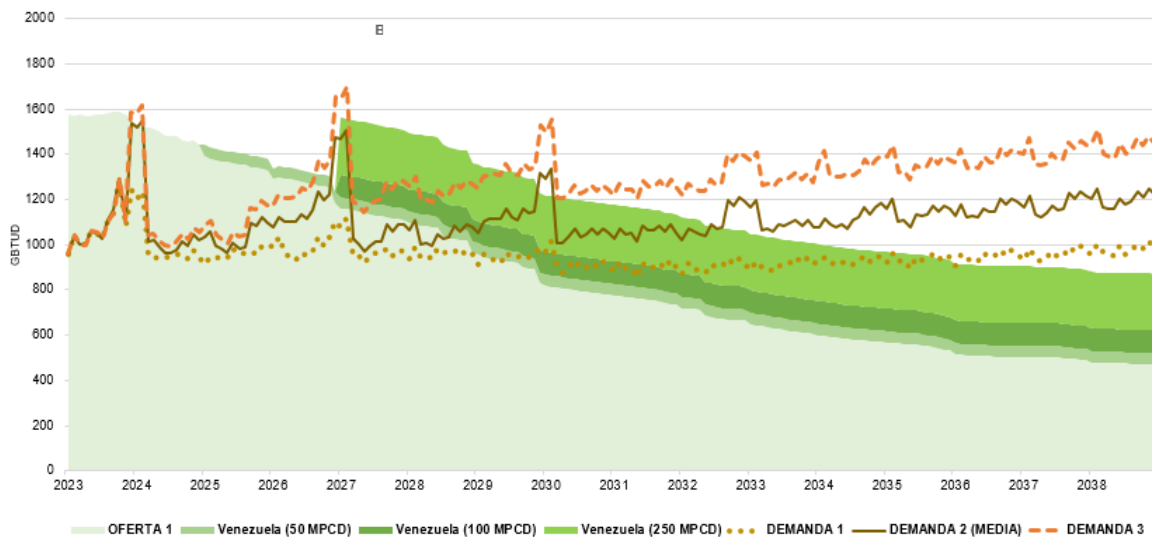
Estos proyectos privados de importación son similares, en capacidad de almacenamiento y regasificación, al proyecto adoptado por el Ministerio de Minas y Energía de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. No obstante, se encuentran ubicados en diferentes zonas del país y requieren de infraestructura 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 ETPAGN cuando se propone inyección de GNI en la costa caribe, se hace alusión a plantas de regasificación (adoptadas por el ETPAGN 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 presenta capacidad excedentaria 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. 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 el 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.

8.5. Carbon Lock -in

En la planificación del sector de gas natural, es crucial introducir el concepto de lock-in de carbono como una oportunidad para identificar y transformar tecnologías, instituciones y normas hacia soluciones compatibles con un futuro con bajas emisiones de carbono. Al abordar y superar las barreras sociales, políticas y técnicas a la descarbonización, se puede reducir la inercia que favorece el desarrollo de combustibles fósiles y acelerar el progreso hacia un mundo más sostenible. Este enfoque permite reconfigurar el entorno energético para promover la adopción de fuentes de energía limpias y resilientes.

El gas natural, en este contexto, se posiciona como un energético intermedio esencial en la transición desde la trampa del lock-in de carbono hacia el uso de energías limpias. Gracias a sus menores emisiones de CO₂ en comparación con otros combustibles fósiles, el gas natural puede servir como una solución temporal y eficaz mientras se desarrollan y despliegan tecnologías más limpias y renovables. Es necesario que el sector del gas natural busque y promueva alternativas que maximicen su papel como puente hacia un sistema energético sostenible, facilitando así la salida del lock-in de carbono y apoyando el avance hacia un futuro con energías bajas en carbono. .

9. Análisis de Costos y Beneficios de Infraestructura

9.1. Metodología de Estimación de Costos de Infraestructura

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

A lo largo de esta sección se presenta la metodología de estimación de costos indicativos a nuevo para la construcción e implementación de nueva infraestructura listada y descrita en la sección 7.5.2. del presente documento.

Esta estimación parte de los análisis propios y consultorías realizadas por la UPME, que, en casos puntuales, se complementa con análisis académicos e información de otras entidades públicas y referentes del Estado, como se muestra en el Gráfico 9-1. Los costos se presentan desagregados en dos grupos: infraestructura de transporte a nivel de gasoductos y necesidades de compresión y costos indicativos para alternativas de importación a través de regasificación y conexión internacional vía gasoducto.

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



Fuente: Elaboración UPME

Dicho esto, la metodología de estimación de costos indicativos, parte del estudio de consultoría contratado por la UPME en el año 2016 con el Consorcio ACI-SANIG, el cual considera dentro de su cálculo diversas variables de inversión, 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 natural.

En lo que respecta al análisis, la UPME emplea la combinación de dos técnicas de estimación de costos:

- i. Se usan analogías y datos históricos, obtenidos de consultorías contratadas por la entidad en años anteriores; estos resultados se utilizan como puntos de referencia y se ajustan las estimaciones de costos en función de las diferencias en alcance, complejidad, duración y otros factores.
- ii. Se realiza un análisis de sensibilidad, para identificar las variables o parámetros clave que afectan la estimación de costos y probar cómo cambia la estimación dentro de un rango razonable, que, en este caso en particular, destaca la variable estimada de brecha tecnológica de 8 años de las consultorías citadas y los alcances de la ingeniería conceptual. Se estima según las prácticas internacionales (AACE International Recommended Practice No. 18R-97) bajo una estimación de nivel clase 5 de incertidumbre con márgenes de precisión de $\pm 30\%$.

Con esto presente, la estimación de los costos indicativos para los proyectos recomendados se muestra en la sección 9.2, con indexación de variables de costos de inversión a 2023. De igual forma, teniendo en cuenta que las consultorías de referencia se realizaron en 2016, lo que implica una brecha tecnológica de alrededor de 8 años, se incluye un ajuste de la valoración económica del proyecto de $\pm 30\%$ según corresponde a un análisis de ingeniería conceptual, para casos particulares como compresión, regasificación y lo relacionado con el gasoducto Buenaventura - Yumbo.

Con esto de presente, la estimación de los costos indicativos para los proyectos recomendados se muestra en la sección 9.2, con indexación de variables de costos de inversión a 2023. De igual forma, teniendo en cuenta que las consultorías de referencia se realizaron en 2016, lo que implica una brecha tecnológica de alrededor de 8 años, se incluye un ajuste de la valoración económica del proyecto de $\pm 30\%$ según corresponde a un análisis de ingeniería conceptual, para casos particulares como compresión, regasificación y lo relacionado con el gasoducto Buenaventura - Yumbo.

Respecto a los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) se realizó la indexación de variables con una anualidad del 5% de los costos de inversión a un plazo para obras de infraestructura de 20 años, con un costo medio ponderado de capital de 12,75% (WACC por sus siglas en inglés). Teniendo en cuenta que este es un análisis de ingeniería conceptual y que el cálculo de los costos AOM requiere una presupuestación anual o incluso trimestral la cual se asegure que los equipos se mantengan en buen estado sin tener en cuenta tiempos de inactividad e imprevistos al igual que en el CAPEX, reflejando las necesidades operativas recurrentes, se considera un margen del $\pm 30\%$ en cálculos y de hasta el $\pm 50\%$ en cronograma según corresponda.

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, de diámetro y la irregularidad del terreno por el que se estima la construcción de la obra.

La función empleada se presenta a continuación:

$$C = A * L * \exp(\alpha I + \beta D / (1 + \gamma D)) \quad (29)$$

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 optimo resultado de la minimización del error de las economías de escala, sumado al coeficiente topográfico tomado de la consultoría descrita sobre 1 más el coeficiente que determina el efecto del diámetro en el costo total.

Por otro lado, para los costos de operación, administración 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 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 carrotaques.

Frente a los compresores según la metodología de ACI-SANIG (2016), 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 cuenta algunas de las diferenciaciones o impactos dados por: las consideraciones de diseño y de localización.

En cuanto a 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 consideran principalmente: los costos de caballo hora (US\$/HP-h) y el combustible. 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 siguiendo lo descrito en la consultoría de referencia.

Entendiendo lo anterior, el Anexo denominado “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.

Ahora, respecto a los costos indicativos para importación por regasificación, estos se actualizan con los resultados obtenidos en las consultorías Sener (2018) y Delvasto & Echeverría (2018). La actualización consiste en una indexación monetaria que se complementa con la estimación de los costos de inversión de diferentes Plantas de Regasificación en tierra y FSRU según la capacidad de los tanques y la regasificación con corte a diciembre de 2023; como se menciona en la metodología de costos indicativos de gasoductos se realiza un ajuste de la valoración económica del proyecto de hasta $\pm 30\%$ según corresponda a un análisis de ingeniería conceptual.

De acuerdo con la metodología Sener para calcular los costos de inversión (CAPEX por sus siglas en inglés), se presenta la opción recomendada de FSRU y además la de instalación en tierra. A efectos de estimación, se ha considerado como modalidad FSRU “permanente estacional” y atraque único conectado a tierra por pasarela con transferencia de GNL ship-to-ship. La metodología utilizada para CAPEX tiene en cuenta las siguientes variables:

- 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.

De lo anterior, es importante destacar que en la estimación de Sener no se consideraron, costes de los terrenos, costes de aranceles, permisos, licencias, impuestos, fluctuación de la moneda (peso colombiano frente al dólar, euro y yen), ni gastos derivados del estudio de impacto ambiental. Al respecto, se calculó un Cash Flow neutro para la ejecución de los trabajos, por lo que los gastos financieros por este concepto se han establecido en 0. De igual forma, no se consideró la variabilidad del mercado de FSRU, la reconversión de buques para FSRU, el leasing de FSRU o el precio del níquel para plantas en tierra, por lo que, como complemento a la indexación, la UPME estimó la evolución de los últimos años (2023 – 2024) del coste de los nuevos FSRU y Plantas en tierra, teniendo en cuenta economías de escala.

Por otro lado, para los costes de administración, operación y mantenimiento (OPEX por sus siglas en inglés) se actualiza el ratio establecido para el cálculo de los gastos de OPEX en el 3% por año del valor del CAPEX a 20 años y se calcula el valor presente neto con un costo medio ponderado de capital de 12,75% (WACC por sus siglas en inglés).

Frente a este punto, la metodología utilizada por Sener (2018) para los costes de operación y mantenimiento (OPEX) tiene en cuenta las siguientes variables:

- 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.

De igual forma, se asume que los operadores y personal de mantenimiento del FSRU e instalaciones de tierra trabajarán en régimen de turnos. La plantilla necesaria para las operaciones del FSRU es de 20 a 26 personas, más 4 dedicadas a la supervisión de los puntos de interconexión de la emisión de gas a alta presión. Los costes de operación consideran la plantilla normal, más las reservas para casos de enfermedad, vacaciones, etc. y los cambios de turno regulares. Los costos de seguros incluirán daños a terceras partes y serán cubiertos por el propietario del FSRU.

9.2. Estimación de Costos para Nuevas Propuestas de Infraestructura

Retomando los nuevos proyectos de infraestructura utilizados en el escenario Recomendaciones presentados en la sección 7.5.2, a continuación, se presenta la estimación de costos indicativos resultante de la metodología descrita, en la cual se valoraron financieramente las siguientes alternativas técnicas para cada caso:

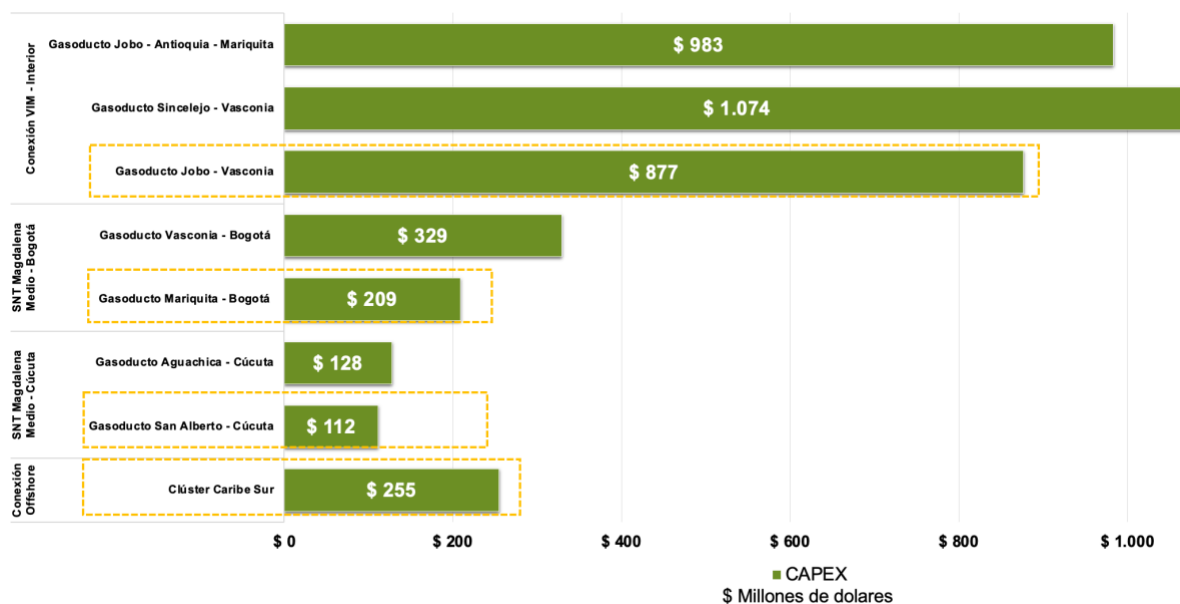
- **Gasoducto para conexión VIM – Interior:** Con el objetivo de aumentar los niveles de confiabilidad en el suministro de gas natural a escala nacional, se propone la construcción de este gasoducto que posibilite el flujo de producto entre la Costa Atlántica y el interior del país, de manera alternativa a los tramos Ballena – Barrancabermeja – Sebastopol – Vasconia. En este ejercicio se analiza la construcción de nueva infraestructura de transporte a partir de tres rutas alternativas: a) Jobo – Antioquia – Mariquita, b) Sincelejo - Vasconia y c) Jobo - Vasconia.
- **Gasoducto para conexión Cúcuta al SNT Magdalena Medio:** bajo los escenarios de oferta y demanda disponibles, a final de la presente década se evidencia que la región pierda la mayor parte de su autosuficiencia, de manera que sería necesario el suministro desde fuentes externas, en particular a través de una conexión con el SNT del Magdalena Medio que permita traer gas natural desde el tramo Ballena – Barrancabermeja. En este caso se valoran dos rutas alternativas: a) Aguachica (Norean) – Cúcuta y b) San Alberto – Cúcuta.
- **Gasoducto para conexión Bogotá al SNT Magdalena Medio:** la ciudad de Bogotá y sus alrededores como principal nodo de demanda del interior del país, no cuenta con

alternativa de seguridad de abastecimiento y confiabilidad con capacidad equivalente a la dispuesta en el tramo Cogua-Sabana. Adicionalmente, la declinación de la oferta proveniente de los campos de los Llanos Orientales hace insuficiente el abastecimiento de la demanda local en el mediano plazo mediante la conexión actual. En este caso se valoran dos rutas alternativas de conexión: a) Vasconia – Bogotá y b) Mariquita – Bogotá.

- **Gas importado:** los resultados del modelamiento arrojan que el disponer de puertos alternativos para entrada de gas natural al sistema diversifica el riesgo, aumenta la confiabilidad, reduce los límites de flujos comprometidos en los tramos y, consecuentemente, el valor esperado de la demanda no abastecida del país. En este caso se estiman costos para dos alternativas de importación de Gas Natural desde La Guajira con conexión al SNT y se actualiza la estimación de costos realizada para la IIGP en Buenaventura.
- **Conexión hallazgo Costa afuera (Offshore):** En atención al lineamiento descrito en la Ley 2128 del 2021 respecto a la inclusión de proyectos de transporte en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural necesarios para la conexión al Sistema Nacional de Transporte - SNT de gas natural proveniente de los hallazgos offshore, a nivel de costos indicativos se presenta la estimación realizada para una línea de referencia entre punto de llegada del clúster Caribe Sur con conexión al SNT.

Con lo expuesto, en el Gráfico 9-2 se presentan a continuación los resultados a nivel indicativo de la estimación de costos para el desarrollo de los nuevos proyectos de infraestructura de transporte planteados incluyendo costos asociados a la red de tubería y capacidad de compresión cuando es requerida.

Gráfico 9-2. Estimación de Costos de Inversión – Infraestructura de Transporte (Costos Indicativos)



Fuente: Elaboración UPME

De la gráfica anterior se observa que:

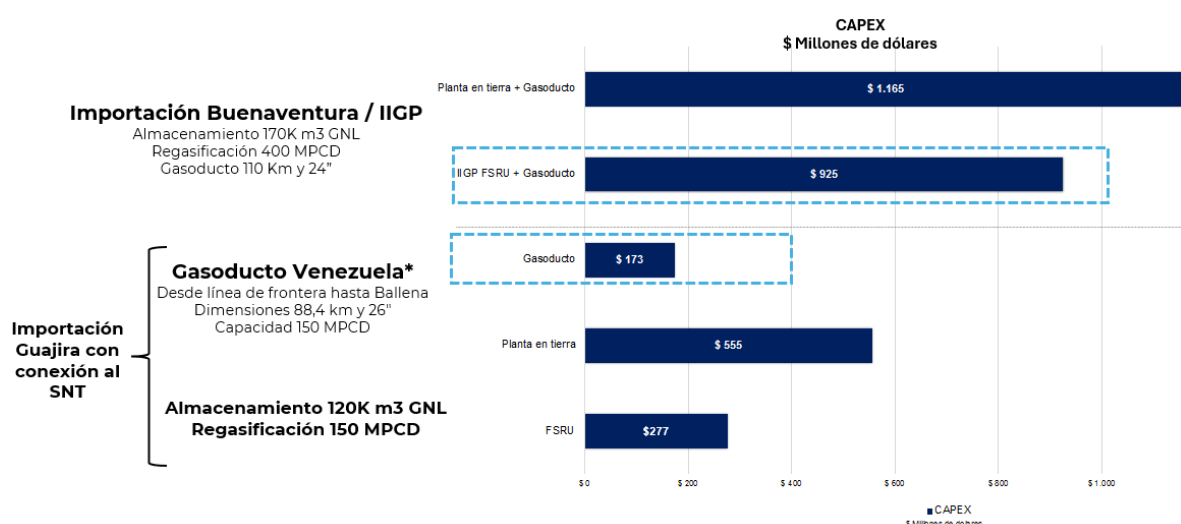
- Para la Conexión VIM con Interior, la opción c) Jobo – Vasconia resulta ser la alternativa más viable entre la Costa Atlántica y el centro del país, más aún si se considera como opción adicional una potencial reconversión de infraestructura, la cual tendría costos y tiempos de desarrollo potencialmente menores.
- Para la conexión Cúcuta al SNT, los resultados observados no son completamente concluyentes debido al margen económico del $\pm 30\%$ de la estimación. En ese sentido se requiere realizar análisis adicionales a nivel de ingeniería de detalle, considerando las estimaciones que pueda ejecutar la empresa privada y los estudios adelantados sobre el particular por la alcaldía de Cúcuta.
- Para la Conexión Bogotá al SNT, se observa un menor costo para la ruta Mariquita-Bogotá de acuerdo con la información disponible respecto a capacidad de compresión existentes en los puntos de referencia de Mariquita y Vasconia, así como las longitudes estimadas de cada trazado y la potencial entrada de gas importado desde IIGP para abastecer este sistema,
- Para la conexión *Offshore* desde el Clúster Caribe Sur al SNT, empleando la metodología descrita en los acápites anteriores y siguiendo el lineamiento establecido en la Ley 2128 de 2021, se estimó el costo de un gasoducto de referencia entre Puerto Rey – Jobo para valorar una posible conexión del gas costa afuera (no se consideraron costos de compresión).

Por otro lado, en el Gráfico 9-3, se muestran los resultados para las alternativas de importación de gas natural en estado líquido y gaseoso. Frente al particular, en los costos indicativos para infraestructura de importación, se costearon las alternativas resultantes del modelo de simulación de 400 MPCD para FSRU (incluye adecuaciones de terminal) y planta en tierra desde Buenaventura, incluyendo el costo asociado al gasoducto Buenaventura – Yumbo (Importación 1), y por otra parte, el de 150 MPCD desde La Guajira vía regasificación para FSRU (incluye costos de terminal) y planta en tierra, así como de infraestructura de transporte a nuevo para el gasoducto Guajira – Ballena desde el límite de la frontera Colombia/Venezuela (Importación 2).

En el caso de Importación 1, se destaca como alternativa de menor costo la instalación de FSRU (incluyendo terminal de llegada a puerto) más la conexión a SNT mediante gasoducto entre Buenaventura y Yumbo, mientras que en el de Importación 2, bajo las consideraciones descritas en cuanto a las capacidades requeridas de oferta del orden de 150 MPCD, resulta menos costosa la importación vía gasoducto que la instalación de una planta de almacenamiento de GNL y regasificación.

En definitiva, con respecto al CAPEX presentado, los resultados son coherentes con los costos indicativos reportados a diciembre de 2023 para infraestructura nueva en fuentes especializadas y de proyectos nuevos, además de esto los resultados de la metodología UPME son coherentes con la metodología de la CREG teniendo en cuenta que son costos indicativos con un nivel 5 de incertidumbre y un margen del $\pm 30\%$.

Gráfico 9-3. Estimación de Costos de Inversión – Infraestructura de Importación (Costos indicativos)



Fuente: Elaboración UPME con metodología Sener, 2018.

Finalmente, y frente a la estimación de costos indicativos para necesidades de infraestructura existente identificadas en ampliación de capacidades o modificaciones operativas, al ser

proyectos que puedan estar embebidos en infraestructura asociada al SNT, es importante advertir que desde la UPME no se cuenta con información detallada sobre su estado físico y los costos de sus operaciones que permitan estimar la inversión necesaria para llevarlos a cabo. Por ende, solo se presentará la estimación del beneficio asociado a cada proyecto identificado, cuantificada en función del costo de racionamiento causado por la no disponibilidad de éste.

Lo anterior, teniendo en cuenta que el artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, establece que la CREG debe adoptar los “Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos”.

En cumplimiento de lo anterior, la CREG expidió la Resolución No. 102 008 de 2022, cuyo artículo 4 estableció el procedimiento para que el transportador incumbente ejecute en primera instancia proyectos adoptados del ETPAGN que se encuentren embebidos dentro de su respectivo sistema de transporte y se relaciona la información o documentación que debe remitir a la CREG y a la UPME, en los siguientes términos:

*“(...) a) Dentro de los tres meses siguientes a la fecha en que la UPME defina los proyectos prioritarios del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el transportador podrá declarar ante la UPME y ante la CREG el nombre de los proyectos IPAT que prevé realizar. En la declaración ante la CREG, **el transportador incluirá (i) el valor de la inversión de cada proyecto**, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la declaración; **(ii) la fecha de entrada en operación**, la cual deberá corresponder con la fecha establecida en el plan de abastecimiento de gas natural; **(iii) la información para determinar el valor eficiente de estas inversiones y los gastos de AOM para el período estándar de pagos**, y la demás información que permita verificar que el proyecto presentado por el transportador cumple las condiciones de servicio solicitadas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Los parámetros y requerimientos de este literal estarán determinados en la resolución CREG 175 de 2021 o aquellas que la modifiquen o sustituyan”. Negrilla fuera de texto.*

Adicionalmente, el citado artículo establece que la CREG utilizando el mecanismo de valoración de inversiones y evaluación de AOM previsto en la resolución que reemplace la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural contenida en la Resolución CREG 175 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, determinará el valor eficiente de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a cada proyecto que el transportador incumbente manifestó ejecutar en primera instancia. Lo anterior se traduce en la tarifa de remuneración aplicable a cada proyecto.

Por su parte, la definición de estas tarifas debe considerar los criterios tarifarios previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y la aplicación de estos de acuerdo con cada actividad sujeta a regulación, al igual que no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente por parte de las empresas bajos los principios de eficiencia económica; asimismo, procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo y de suficiencia financiera que garanticen la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento de la infraestructura.

Dicho lo anterior y conforme a la normatividad mencionada, la CREG es la entidad competente para establecer el costo eficiente de este tipo de proyectos teniendo en cuenta los criterios tarifarios previstos en la Ley 142 de 1994.

Por lo expuesto, y de acuerdo con los análisis previos, se asume que un proyecto presenta un beneficio si su costo es inferior al valor de racionamiento evitado. Es pertinente precisar que el beneficio identificado no es equivalente al valor de inversión de los proyectos ni contiene la valoración económica de las externalidades asociadas. Las estimaciones realizadas más adelante a nivel de beneficios tienen como insumo los datos incluidos en el escenario Recomendaciones del presente estudio técnico.

La estimación del beneficio económico asociado a cada proyecto de infraestructura recomendado, así como de las necesidades identificadas sobre infraestructura registrada en el Gestor del Mercado de Gas Natural se presenta en la Sección 9.4 en función de los costos de racionamiento evitados.

9.3. 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 ocasionada 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, entre otros); 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 estos resultados 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, con el objetivo de estimar el costo representativo para todas las regiones en cada sector.

A continuación, se presenta el desarrollo matemático empleado para actualizar la estimación realizada a 2023:

En primer lugar, el costo de racionamiento se mide por la disposición a pagar, la cual está en función de la elasticidad demanda-precio. Se parte de la hipótesis que esta elasticidad no es la misma para todos los precios, y como primera aproximación se asume proporcional al precio. Lo anterior significa que para precios económicos de la tarifa de gas el comportamiento de la demanda es inelástico y a medida que sube el precio, el comportamiento es más elástico. Con esto, se define la elasticidad en función de la cantidad demandada y el precio de acuerdo con la ecuación 28.

$$\eta = \frac{P}{Q} \frac{\partial Q}{\partial P} = \alpha P \quad (28)$$

Siendo P el precio, Q la cantidad y η la elasticidad. El parámetro α del modelo es el que se extrae directamente de los resultados de Econometría¹⁶.

Resolviendo la ecuación (28) para Q en función de P obtenemos el resultado:

$$Q = Ke^{\alpha P} \quad (29)$$

¹⁶ Ibid.

Siendo K una constante que aparece como resultado de la resolución de la ecuación diferencial en (28). La ecuación (27) se debe satisfacer en las condiciones actuales de tarifa.

Donde la tarifa se obtiene del cálculo del CU del modelo de transporte de gas y el parámetro α se obtiene de los resultados del estudio de Econometría, como se mencionó previamente. En condiciones tarifarias se tiene:

$$Q_0 = Ke^{\alpha P_0} \quad (30)$$

Los valores Q_0 y P_0 son obtenidos del modelo de transporte de gas y guardan relación con los datos reportados en el SUI, sin embargo, los datos obtenidos del modelo de transporte son más completos y permiten realizar extensiones a sectores no considerados en la base de datos del SUI.

Por otra parte, el costo de racionamiento de una fracción δ de la demanda viene dado por la ecuación 31.

$$CR = \frac{1}{Q_0 \delta} \int_{Q_0(1-\delta)}^{Q_0} P dQ \quad (31)$$

Al tener Q expresado en función de P se procede en la ecuación (31) a realizar el cambio de variable resultando en:

$$CR = \frac{1}{Q_0 \delta} \int_{P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta)}^{P_0} P (K \alpha e^{\alpha P}) dP \quad (32)$$

Donde el término en paréntesis es la derivada de Q con respecto a P obtenida de la ecuación (29). Resolviendo la integral de (32) se obtiene:

$$CR = P_0 - \frac{1}{\alpha} - \frac{1}{\alpha} \frac{(1-\delta) \ln(1-\delta)}{\delta} \quad (33)$$

Para efectos de racionamiento, en el caso concerniente al ETPAGN se considerará la totalidad de la demanda, de modo que δ tiende a 1. Cuando esto sucede, el término $\frac{(1-\delta) \ln(1-\delta)}{\delta}$ tiende a cero, con lo que, para una totalidad del racionamiento, el costo de racionamiento expresado en la ecuación (33) se torna en:

$$CR = P_0 - \frac{1}{\alpha} \quad (34)$$

De la ecuación (28) asumimos que la elasticidad se toma en el nivel de la tarifa, de modo que $\eta = \alpha P_0$, resultando la ecuación anterior en:

$$CR = P_0 - \frac{P_0}{\alpha P_0} = P_0 - \frac{P_0}{\eta} = P_0 \left(1 - \frac{1}{\eta}\right) \quad (35)$$

De la ecuación (34) el parámetro $-\frac{1}{\alpha}$ corresponde al costo de interrupción tomado de los datos del estudio de Econometría. Se asume el mismo valor del parámetro α del sector industrial para los sectores petrolero y petroquímico, así como el de GNVC para compresores (con un porcentaje adicional debido a baja elasticidad asociada a los compresores)¹⁷. Estos sectores se muestran como agregado nacional, teniendo en cuenta la sensibilidad del parámetro a cada región.

Los costos de racionamiento estimados en el presente estudio técnico corresponden a los presentados en la 9-2. Para su estimación se empleó la metodología desarrollada por Econometría en el año 2015, con los ajustes respectivos asociados a la nueva proyección de demanda y a las tarifas de gas natural de referencia del SUI-SSPD, agregadas de acuerdo con la distribución regional que se muestra en la Tabla 9-1.

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: Gasoductos Boyacá-Santander

Fuente: Elaboración UPME

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

Sector	Región	[COP / m3] Dic 2023			[USD / kPC] Dic. 2023		
		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)
Residencial	Andina	1811,16	2342,57	4153,73	13,15	17,01	30,16
	Central	1704,44	2489,68	4194,12	12,38	18,08	30,45
	Caribe	1094,08	1969,19	3063,27	7,94	14,30	22,24
	Occidental	2322,78	2381,03	4703,82	16,87	17,29	34,15
Industria	Andina	1004,56	2171,59	3176,14	7,29	15,77	23,06
	Central	4441,80	2246,93	6688,72	32,25	16,31	48,57

¹⁷ El estudio de Econometría no incluye estimación del parámetro α para todos los sectores actuales de demanda de gas natural. De igual forma, su estimación está fuera del alcance de la actualización de costos del presente estudio técnico para el ETPAGN.

Sector	Región	[COP / m3] Dic 2023			[USD / kPC] Dic. 2023		
		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)
	Caribe	2348,31	1902,05	4250,36	17,05	13,81	30,86
	Occidental	652,86	2317,31	2970,17	4,74	16,83	21,57
Terciario	Andina	5607,88	2332,76	7940,64	40,72	16,94	57,65
	Central	5607,88	2294,50	7902,38	40,72	16,66	57,38
	Caribe	5607,88	1955,12	7563,01	40,72	14,20	54,91
	Occidental	5607,88	2213,67	7821,56	40,72	16,07	56,79
Gas Vehicular	Andina	6063,02	2304,77	8367,79	44,02	16,73	60,76
	Central	6063,02	2241,50	8304,52	44,02	16,27	60,30
	Caribe	6063,02	1897,33	7960,34	44,02	13,78	57,80
	Occidental	6063,02	2323,94	8386,95	44,02	16,87	60,90
Termoeléctrico	Nacional	3354,40	878,40	4232,80	24,36	6,38	30,73
Petroquímico	Nacional	2349,90	1890,78	4240,67	17,06	13,73	30,79
Petrolero	Nacional	2349,90	835,06	3184,96	17,06	6,06	23,13
Compresores	Nacional	6366,17	811,45	7177,62	46,22	5,89	52,11

Fuente: Elaboración UPME con metodología de Econometría 2015 y datos SUI-SSPD

Es necesario precisar que la UPME ha analizado la pertinencia de realizar una actualización metodológica del estudio empleado como referencia para la estimación de los costos de interrupción y de racionamiento, considerando diferentes oportunidades de mejora identificadas para diferentes tipos de demanda (esencial, industrial, térmica, petrolera, entre otros). Entre los elementos a considerar se encuentran la estimación de elasticidades y costos de interrupción para cada sector y región en la cuales se integren aspectos como la existencia de nueva infraestructura para uso exclusivo de un tipo particular de demanda, criterios asociados al cumplimiento de OEF del sistema eléctrico, disponibilidad de plantas de generación sin energéticos sustitutos, modificaciones regulatorias a nivel de criterios de comercialización y transporte de gas natural, valoración de costos de energéticos sustitutos, entre otros aspectos.

En atención a las características y particularidades actuales del mercado de gas natural, y a las consideraciones técnicas y normativas descritas anteriormente, la UPME considera necesario desarrollar una nueva propuesta metodológica para actualizar el procedimiento y cálculo de los costos de interrupción y de racionamiento de gas natural, cuyos resultados se esperan incluir en una próxima versión del estudio técnico de acuerdo con la disponibilidad presupuestal de la entidad.

9.4. Determinación de Beneficiarios y Beneficios

En esta sección se exponen los criterios técnicos y normativos asociados a la identificación de beneficiarios de la infraestructura evaluada en el ETPAGN, la descripción del procedimiento matemático y económico empleado para la estimación de los beneficios, y la presentación de los resultados obtenidos para cada grupo de proyectos.

9.4.1. Identificación de Beneficiarios

De conformidad con lo establecido en la Resolución MME 40052 de 2016, la identificación de los beneficiarios tanto de los nuevos proyectos recomendados como de las potenciales necesidades de inversión sobre infraestructura registrada en el Gestor del Mercado de Gas Natural a través del ETPAGN, es fundamental para su adopción por el MME y posterior puesta en operación en los tiempos y condiciones técnicas requeridas para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del sistema. Dichos beneficiarios se articulan con los análisis realizados a nivel de modelamiento y simulación del sistema nacional de transporte de gas natural y del contexto asociado a los escenarios de oferta y demanda seleccionados.

En línea con lo indicado por la CREG en los documentos soportes para la expedición de las resoluciones CREG 102 008 y CREG 102 009 de 2022, es importante recordar que la identificación de los beneficiarios, es independiente del sector de consumo (industrial, comercial, residencial, termoeléctrico, entre otros) y resulta de un conjunto de obligaciones asignadas a la UPME por el MME, como parte fundamental del ejercicio de planeación del sector para el aprovechamiento de los proyectos susceptibles a adopción en armonía con una regulación que reconozca los beneficios de la confiabilidad que brindan los proyectos y el uso natural de los mismos.

A partir de los criterios fijados en la legislación y la política energética, al respecto, el artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, dispuso en su inciso final que todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios, siempre y cuando ningún usuario pague un costo superior a su costo de racionamiento.

Adicionalmente el inciso segundo del artículo 3 de la Ley 2128 de 2021, estableció que:

No obstante, para garantizar el abastecimiento de la demanda potencial, los costos de la infraestructura de regasificación e importación que sea impulsada por el Gobierno nacional a

través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y GLP serían asumidos por la demanda que se beneficie de la misma (...). Subrayado fuera de texto

De lo anterior, se observa que la norma indica los criterios a considerar por parte de la UPME para determinar quién sería el beneficiario de la infraestructura. A su vez, para lograr este fin, resulta importante tener en cuenta cómo funciona la demanda de gas natural, así como el entender qué se tiene respecto de los conceptos de confiabilidad y seguridad del abastecimiento. Al respecto el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015 prevé las siguientes definiciones:

“Demanda Esencial: Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional”.

Demanda total del país: Corresponde al consumo de Gas Natural medido como promedio anual en el año inmediatamente anterior en Millones de pies cúbicos diarios correspondiente a un distribuidor, un almacenador, un usuario no regulado o un usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador.

Confiabilidad: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.

Seguridad de abastecimiento: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.”

De lo anterior, se entiende que cuando un proyecto tenga como finalidad garantizar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento, todos los usuarios deberán ser objeto de cobro, incluyendo los de la Demanda Esencial, siempre y cuando no paguen un costo superior a su costo de racionamiento y sean beneficiarios de los proyectos.

Ahora bien, para la UPME es importante contar con criterios claros que permitan identificar cuándo un usuario es beneficiario, es decir (percibe un beneficio) de una obra de infraestructura para garantizar la confiabilidad del sistema, por lo que resulta necesaria la revisión de análisis y/o investigaciones de otras fuentes relacionadas con la identificación que se ha hecho sobre los mismos y que permitan generar a la UPME criterios para una caracterización adecuada de los

beneficios que perciben los usuarios; en línea con lo anterior, Fedesarrollo en el estudio “Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia”¹⁸, indicó que:

“La confiabilidad es el caso típico de un bien público en cuanto no es fácil imputar los beneficios a cada beneficiario. Para ilustrarlo con un ejemplo típico de bien público podemos pensar en la seguridad de una sociedad (los organismos de policía y justicia) en el cual todos sus ciudadanos se benefician de ella, pero sólo se pueden imputar sus costos cuando exista un uso. Sin embargo, no puede decirse que los que no la utilizan directamente no se benefician de ella porque su mera existencia genera seguridad. (...)” Subrayado fuera de texto.

Adicionalmente, el referido estudio desarrolla una metodología para la identificación de beneficios y beneficiarios, en la cual se clasifican los beneficios por el uso de la infraestructura, los cuales generan unos beneficiarios directos, que son aquellos que pueden decidir si van a utilizar la infraestructura porque será su fuente habitual de suministro o aquellos que la utilizarían en caso de una contingencia, y por otro lado, los beneficios por la existencia de la misma, es decir, que con su construcción y operación ya trae consigo un beneficio, generando beneficiarios indirectos, los cuales se ven favorecidos, entre otros, por reducción de precios, aumento en la competencia en el suministro de la molécula y la generación de seguridad en el sistema.

En síntesis y teniendo en cuenta el estudio antes referido, desde la UPME se entiende entonces, que la identificación de los beneficiarios parte de los beneficios que genere la infraestructura, clasificando a los beneficiarios en dos: directos, que son aquellos que utilizan de forma continua la infraestructura a través de contratos suscritos con el SNT o como consecuencia de una contingencia; e indirectos, que son aquellos que perciben un beneficio colateral por la mera existencia de la infraestructura.

Dicho esto, el presente documento expone diferentes propuestas para asegurar el suministro de gas natural en el mercado nacional, con el fin de mitigar la disparidad proyectada entre la demanda y la oferta en diferentes zonas del país, así como de infraestructura de transporte que permiten modificar la configuración actual del sistema brindando mayor confiabilidad.

Ahora, dentro del conjunto de recomendaciones y necesidades de inversión en infraestructura tanto de oferta como de transporte, se presentan alternativas que brindan un beneficio por uso y existencia, y como consecuencia, se materializan en beneficiarios directos e indirectos para toda la demanda atendible, permitiendo impulsar las obras recomendadas y superar la necesidad de abastecimiento de gas natural que podría enfrentar el país, siendo este el caso por

¹⁸ Estudio Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia. - Bogotá D.C., Colombia y Madrid, España. Marzo de 2012 – Fedesarrollo.

ejemplo, de la infraestructura relacionada con el acceso a nueva oferta a través de la importación de gas natural, donde se da un uso continuo a través de la suscripción de contratos; de igual forma, permite complementar el SNT en periodos críticos o frente a la indisponibilidad del mismo, contar con volumen interno de inventario frente a limitaciones o restricciones de suministro, fluctuaciones en la demanda y contingencias ocasionadas por fenómenos naturales o condiciones impredecibles, generando mayor competencia en el suministro de la molécula.

Del mismo modo, la obra de Conexión VIM-Interior contribuye a pasar particularmente de una configuración radial a un sistema anillado, favoreciendo condiciones de confiabilidad, resiliencia, flexibilidad operativa, adaptabilidad a crecimiento y cambios en la demanda, reducción de interrupciones, optimización de recursos y apoyo a la cobertura, aunado a los beneficios mismos generados por la materialización de contratos, generando así beneficiarios directos e indirectos.

Por otro lado, se presentan necesidades de inversión en infraestructura para proyectos en los cuales sus beneficios se circunscriben a regiones o nodos específicos, es decir, no necesariamente se perciben beneficios a nivel de toda la demanda, como es el caso, por ejemplo, de la Conexión SNT Magdalena Medio a Cúcuta y la Conexión SNT Magdalena Medio a Bogotá, las cuales permiten el suministro específico a estas regiones, es decir sus beneficios se circunscriben a nodos de consumo específicos.

Advirtiéndose entonces que los proyectos que generen un beneficio por uso y existencia de la infraestructura y como consecuencia se deriven beneficiarios directos e indirectos, se entenderá como beneficiaria la demanda total de gas natural.

Por el contrario, en los proyectos en los cuales no se deriven beneficiarios indirectos, se entenderá como beneficiaria la región o nodo que percibe el beneficio, advirtiéndose que, aunque el análisis costo-beneficio permite la recomendación de la obra, su materialización puede generar un impacto tarifario significativo, por lo que se recomienda impulsar señales de política y/o herramientas regulatorias que permitan apalancar estos proyectos y garantizar la confiabilidad del sistema en la población objeto.

Por otro lado, los numerales i y ii del literal a del artículo 17 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, disponen lo siguiente:

“a) Preparación de la información:

- i. Seis (6) meses antes de la FPO o la fecha anticipada de entrada en operación (total o parcial), se utilizará la información más actualizada publicada por la UPME sobre la identificación de la demanda atendible de los beneficiarios por el respectivo proyecto ETPAGN.”*

- ii. *Cada transportador, incluido el adjudicatario o el transportador incumbente que ejecuta en primera instancia proyectos IPAT, calculará la demanda atendible por el proyecto ETPAGN, con la información obtenida por medio del numeral i. anterior, en cada nodo publicado por la UPME. Cuando la UPME requiera agregar en un nodo la demanda de varios beneficiarios del proyecto ETPAGN que estén conectados a lo largo de un tramo troncal, deberá indicar a qué nodo la asignó.”*

En cumplimiento de tales disposiciones la UPME procede a realizar la actualización de la demanda atendible de los proyectos adoptados por el MME mediante Resolución 40304 de 2020, advirtiendo que la misma se realizará bajo los análisis presentados en el estudio técnico para el PAGN publicado 2019-2028, lo anterior, atendiendo al principio de seguridad jurídica, por cuanto los mismos ya fueron objeto de análisis y adopción por parte del MME a través de un acto administrativo que a la fecha se encuentra vigente, resaltando que el cambio espacial de la oferta considerada en el escenario final de simulación del ETPAGN 2023-2038 respecto al PAGN 2019-2028, conlleva a un cambio en los flujos de transporte observados para los proyectos IPAT adoptados previamente, lo cual podría afectar los nodos beneficiarios identificados en el pasado para estas obras. Por tal motivo, será necesario realizar un seguimiento que permita validar los beneficiarios que mejor se ajusten a las nuevas condiciones proyectadas.

No obstante lo anterior y respecto del proyecto “Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico Buenaventura – IIGP” adoptado por el MME bajo el mismo acto administrativo, desde la UPME se identifica la necesidad de llevar a cabo una actualización de los beneficiarios a partir de la metodología propuesta en el presente documento, teniendo en cuenta las dificultades que ha traído consigo la adjudicación del proyecto reflejadas en la declaratoria desierta de las dos convocatorias para la selección de un inversionista para su construcción, ocasionando cambios en el cronograma trazado para su entrada en funcionamiento y evidenciando la necesidad de incluir y desarrollar reglas complementarias para su ejecución.

Al respecto, la UPME remitió a la CREG algunos aspectos regulatorios identificados, los cuales podrían ser objeto de aclaraciones o complementos que permitieran la culminación de manera exitosa de la adjudicación del proyecto. A partir de lo anterior, se han generado una serie de cambios regulatorios que se materializan en las Resoluciones CREG 102 008 y 102 009 de 2022, donde para el caso puntual de la determinación de los beneficiarios de los proyectos contenidos en este estudio, han sido objeto de análisis por parte de esta entidad.

Por lo expuesto y teniendo en cuenta las modificaciones y ajustes realizados al marco normativo para el proyecto IIGP, la UPME considera que es necesario actualizar no solo el dato de la demanda atendible de beneficiarios, sino también la metodología de análisis para su determinación de acuerdo con lo descrito previamente.

Los resultados correspondientes se presentan en la sección 9.4.3. del presente documento.

9.4.2. Procedimiento para Estimación del Beneficio

En esta sección se presenta la estimación de los beneficios, en la cual el beneficio asociado a cada proyecto de infraestructura es cuantificado en función del costo de racionamiento causado por la no disponibilidad de este. En ese orden de ideas, se infiere que un proyecto presenta un beneficio positivo si su costo es inferior al valor de racionamiento evitado. No obstante, hay que precisar que el beneficio identificado no es equivalente al valor de inversión de los proyectos ni contiene la valoración económica de las externalidades asociadas.

Dicho esto, se procede con la descripción del procedimiento empleado para la estimación económica del beneficio asociado a la infraestructura identificada en este documento, advirtiendo que las estimaciones realizadas a nivel de beneficios tienen como insumo los datos incluidos en el escenario “Recomendaciones”.

En primer lugar, se tiene que el cálculo de la tarifa correspondiente a la producción y el transporte, dada la carta de flujos que se obtiene del análisis de mínimo costo, obedece a la ley de conservación monetaria, en la cual, las tarifas de cada nodo de demanda agregadas satisfacen los costos de producción y transporte.

La ecuación (36) resulta de este cálculo de tarifas.

$$\sum_{n=1}^D p_n^D \delta_n = \sum_{n=1}^S p_n^S \sigma_n + \sum_{l=1}^E c_l^{TRAN} |f_l| \quad (36)$$

Siendo p_n^D las tarifas asociadas a cada nodo de demanda, δ_n el consumo del nodo que puede satisfacer la red, p_n^S el costo de producción de cada nodo de oferta, σ_n la producción de cada nodo, c_l^{TRAN} el costo de transporte y f_l el flujo que pasa por cada tramo.

Al respecto, las variables asociadas a volúmenes de gas son obtenidas del modelo de mínimo costo y los costos de producción y transporte son exógenos. De esta forma, las tarifas p_n^D terminan siendo endógenas.

Ahora, ante los mismos volúmenes de producción, transporte y consumo, la ecuación (1) sigue siendo válida sin importar qué costos de producción se utilicen, lo que cambia son las tarifas. Entonces se consideran las siguientes transformaciones en los costos:

$$c_l^{TRAN} = \delta_{l,m}$$

$$p_n^S = 0$$

Resultando en tarifas $v_n^{TRAN,D}$. Siendo $\delta_{l,m}$ el delta de Kronecker y m un tramo en particular.

Entonces la ecuación (36) toma la forma:

$$\sum_{n=1}^D v_n^{TRAN,D} \delta_n = |f_m| \quad (37)$$

Donde $v_n^{TRAN,D} \delta_n$ representa cómo se distribuye el flujo que pasa por el tramo m en cada uno de los nodos de demanda. De esta forma, aplicando el algoritmo que calcula tarifas a costos de producción que correspondan a deltas de Kronecker, se puede calcular la distribución en la demanda de cada activo considerado en el ETPAGN.

Si el delta de Kronecker se aplica a los costos de producción, al volver a aplicar la ecuación (36) tenemos:

$$\sum_{n=1}^D v_n^{S,D} \delta_n = \sigma_m \quad (38)$$

Aquí, $v_n^{S,D} \delta_n$ es la distribución en la demanda de la producción de un nodo de oferta considerado.

Esta desagregación es fundamental, porque permite valorar a costos de racionamiento de cada nodo de demanda el flujo asociado a un activo y esta valoración constituye el beneficio de la obra. Así, si el activo es un tramo, la distribución de la demanda es:

$$Dem(n, s) = \frac{D_{n,s}}{D_n} v_n^{TRAN,D} \delta_n \quad (39)$$

Siendo $Dem(n, s)$ el consumo en el nodo n y en el sector s proveniente del activo, $D_{n,s}$ es la demanda del nodo n y sector s y D_n la demanda agregada del nodo n. Si el activo es un nodo de producción la ecuación (39) se adaptaría a:

$$Dem(n, s) = \frac{D_{n,s}}{D_n} v_n^{S,D} \delta_n \quad (40)$$

Cabe resaltar que cada $Dem(n, s)$ se calcula para cada mes del horizonte. De modo que se tiene una serie $Dem(t, n, s)$ siendo t el mes en consideración de los valores de las ecuaciones (39) y (40) calculadas para cada t. Es decir:

$$Dem(t, n, s) = \frac{D_{n,s}(t)}{D_n(t)} v_n^{S,D}(t) \delta_n(t) \quad (41)$$

Finalmente, el beneficio de la obra se toma como:

$$BEN = \sum_{t=t_0}^N \sum_{n=1}^D \sum_{m=1}^{Sec} \frac{Dem(t,n,m) p_R(t,n,m) dias(t)}{(1+WACC)^{(t-t_0+1)/12}} \quad (42)$$

Siendo *Sec* el número de sectores, $p_R(t, n, m)$ el costo de racionamiento del nodo n y el sector m en el mes t , $dias(t)$ los días del mes t y t_0 el mes de inicio asociado a la FPO.

El WACC se da efectivo anual, dado que la resolución es mensual y el exponente del WACC debe estar dividido entre 12. El valor asumido es 12.75%.

9.4.3. Resultados sobre la identificación de beneficiarios y estimación de beneficios

De acuerdo con lo descrito previamente, a continuación, se presenta la identificación de los beneficiarios y la estimación del beneficio económico asociado a cada proyecto de infraestructura recomendado, así como a las necesidades identificadas sobre infraestructura registrada en el Gestor del Mercado de Gas Natural en función de los costos de racionamiento evitados.

La información se presenta desagregada en varios grupos, de acuerdo con las características descritas en el capítulo 7. De igual forma, en el documento “Anexo Capítulo 9 – Beneficiarios.xlsx” se presenta en detalle la demanda atendible proyectada a lo largo del período de evaluación para cada uno de los nodos del sistema, así como la relación de nodos beneficiarios por cada proyecto.

En primer lugar, se presentan los resultados para los proyectos de infraestructura recomendados, así como para el proyecto ya adoptado de “Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico Buenaventura – IIGP (1T 2030 – 400 MPCD)”, para el cual se recomienda la actualización de los beneficiarios a partir de la metodología propuesta en el presente documento por los factores antes expuestos.

Tabla 9-3. Beneficiarios de Obras de Infraestructura recomendadas

PROYECTO RECOMENDADO	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	COSTO INDICATIVO MUSD	RELACIÓN B/C
Gasoducto para conectar VIM – Interior en Magdalena Medio. C) Conexión Jobo-Vasconia.	TODOS	8396,51	877,2	9,6
Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio	BOGOTÁ	14688,09	209	70,3
Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio	CÚCUTA	379,72	111,5	3,4
Importación en Guajira con conexión al SNT. Fase 1 - 50 MPCD Fase 2 - 150 MPCD	TODOS	6666,50	173,3	38,5
Conexiones en tierra de proyectos OFFSHORE a SNT. Ley 2128 de 2021.	TODOS	Por establecer para cada proyecto	254,6	Por establecer para cada proyecto
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 SNT en Yumbo.	TODOS	30764,82	925	33,3

De la anterior tabla, es pertinente precisar que el costo indicativo ilustrado, corresponde a la opción de menor valor estimado entre las diferentes alternativas de infraestructura evaluadas para cada proyecto.

Por su parte, el beneficio esperado para las Conexiones Offshore dependerá de las características particulares de cada proyecto, en cuanto a la capacidad de entrega de gas natural al SNT respecto a la estimación de costo de racionamiento evitado, siendo importante mencionar que, en los escenarios de oferta evaluados en el presente estudio técnico, a nivel de simulación, no se incluyeron potenciales de gas natural asociados a este tipo de fuentes por desarrollar, por

lo que el costo indicativo descrito obedece a un solo proyecto de referencia asociado a la Conexión en tierra del Clúster Caribe Sur con el SNT.

Por otro lado, la relación de beneficiarios y de beneficios para las diferentes necesidades identificadas sobre infraestructura registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038 se presenta en la Tabla 9-2, siguiendo el planteamiento descrito respecto a la estimación o no de beneficio directo e indirecto.

Entendiendo que en los proyectos en los cuales no se derivan beneficiarios indirectos, se relacionan como beneficiarios los tramos y/o nodos sobre los cuales se estima el beneficio, advirtiendo que en algunos casos particulares donde se abastece la demanda de gas natural de diferentes comunidades vulnerables y/o el número de beneficiarios pueda resultar bajo, su materialización puede generar un impacto tarifario significativo sobre los usuarios, por lo que se recomienda impulsar señales de política y/o herramientas regulatorias que permitan apalancar estos proyectos y garantizar la confiabilidad del sistema en la población objeto.

Ahora, en cuanto a la estimación de costos indicativos respecto a este tipo de infraestructura, como se destacó previamente, la UPME no cuenta con una metodología específica ni con información detallada sobre el estado físico y los costos de las operaciones requeridas para estimar la inversión necesaria sobre proyectos que puedan estar embebidos en infraestructura asociada al SNT. En ese sentido, se recomienda que la CREG, utilizando el mecanismo de valoración de inversiones y evaluación de AOM previsto en la normatividad, determine los valores eficientes correspondientes a cada proyecto de acuerdo con la información presentada por los potenciales agentes incumbentes, la cual se debe contrastar con el beneficio estimado de cada proyecto para validar su viabilidad.

Tabla 9-4. Beneficiarios de necesidades identificadas sobre infraestructura de registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038.

NECESIDAD IDENTIFICADA	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO MUSD
Importación en Cartagena con conexión al SNT Fase 1 - 50 MPCD Fase 2 - 130 MPCD Fase 3 - 530 MPCD	TODOS	14188,31
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).	TODOS	5617,68
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).	TODOS	10548,50

NECESIDAD IDENTIFICADA	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO MUSD
Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión a tramos Cusiana – Apiay y Aguazul-Yopal)	TODOS	11209,40
Ampliación de capacidad de transporte hacia tramos con conexión a Yopal y Floreña	TRAMOS: AGUAZUL-YOPAL, YOPAL-FLOREÑA, YOPAL-MORICHAL	4954,97
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	TRAMOS: GUALANDAY - NEIVA, NEIVA - HOBO, CHICORAL - FLANDES, FLANDES - RICAURTE, FLANDES - GUANDÓ, GUANDO - FUSAGASUGA	1630,07
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando - Fusagasugá	TRAMO GUANDO -FUSAGASUGA	132,59
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	TRAMO CENTAUROS -GRANADA	111,07
Bidireccionalidad en el tramo Cartagena - Sincelejo (Ampliación de capacidad hacia Sincelejo).	TODOS	7489,46
Bidireccionalidad en el tramo Sincelejo - Jobo (Ampliación de capacidad hacia Jobo).	TODOS	4143,17
Bidireccionalidad en el tramo La Creciente – Sincelejo .	TRAMO LA CRECIENTE-SINCELEJO	291,46
Conexiones de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio .	TRAMOS RAMALES AISLADOS	3008,94

Finalmente, respecto a la identificación de beneficiarios y estimación de beneficios de los proyectos IPAT adoptados por el MME mediante la Resolución 40304 de 2020, como se describió previamente, estos corresponden a los presentados en el PAGN 2019-2028. Con lo anterior, la actualización de la demanda atendible asociada a estos beneficiarios se presenta en el “Anexo Capítulo 9 – Beneficiarios.xlsx” de este documento.

9.5. Estimación de Cargos

Como resultado de la planificación del sector de gas natural con enfoque de abastecimiento y confiabilidad en el corto, mediano y largo plazo se cuenta con unas recomendaciones en materia de nuevas obras de infraestructura. De acuerdo con lo desarrollado en las subsecciones de este capítulo, la construcción y modernización de infraestructura de gas natural requiere una inversión de recursos financieros los cuales son remunerados de acuerdo con las disposiciones y procedimientos establecidos por la CREG y previa adopción por parte del MME.

Con esto presente, a continuación, se presenta un ejercicio simplificado que estima el impacto porcentual que tendría en los cargos de transporte por distancia establecidos por la CREG para cada transportado la implementación de las siguientes obras recomendadas:

- Importación en Guajira con conexión al SNT.
- Conexión Valle Interior del Magdalena al SNT.
- Conexión SNT Magdalena Medio – Cúcuta
- Importación Buenaventura IIGP
- Conexión Magdalena Medio a Bogotá

Específicamente, se cuenta con la siguiente información de cada proyecto:

Tabla 9-5. Obras de Infraestructura Identificadas - Supuestos.

Infraestructura Identificada	Recomendación	Alternativa utilizada en la estimación correspondiente a menor costo indicativo estimado.
Importación Guajira con conexión al SNT	Fase 1: 1T 2026 – 50 MPCD y Fase 2: 2T 2029 - 150 MPCD	Importación Venezuela FSRU + Gasoducto
Conexión VIM al Interior	4T 2026 – 400 MPC	Jobo Vasconia / Opción C
Conexión SNT Magdalena Medio - Cúcuta	1T 2030 – 8 MPCD	San Alberto - Cúcuta
Importación Buenaventura IIGP	1T 2030 – 400 MPCD	IIGP FSRU + Gasoducto
Conexión Magdalena Medio a Bogotá	1T 2030 – 215 MPCD	Mariquita - Bogotá

El desarrollo del ejercicio se realizó con dos enfoques. El primer enfoque presenta la estimación simplificada del impacto de la incorporación de las nuevas obras listadas en el valor del cargo de transporte para las ciudades de Bogotá, Medellín, Barranquilla y Cali.

El segundo enfoque presenta la estimación del impacto de la incorporación de las nuevas obras en caso de que las mismas sean remuneradas por la toda la demanda a nivel nacional y por toda la demanda del interior del país.

Considerando lo anterior, para la estimación de la pareja de cargos para las nuevas obras de infraestructura, el cual es insumo de cálculo de los dos enfoques, se siguió el siguiente procedimiento:

Primera estimación:

1. Partiendo de lo establecido a lo largo de la Resolución CREG 175 2021, en particular el procedimiento de estimación de Cargos Máximos Regulados Por Servicios De Transporte De Capacidad Firme desarrollado a lo largo del artículo 22, se realiza el proceso de cálculo de cargos (cargo fijo y variable) para las obras nuevas de infraestructura listadas previamente.

En particular, se consideran los siguientes supuestos para la pareja de cargos (0;100):

1.1 Cargo fijo regulado (Numeral 22.1 Resolución CREG 175 del 2021)

$$CVI_{IE_PNI_IAC_{t,\lambda,f}} = \frac{(IE_t + I_t + PNI_{v,t}^\alpha + PNI_{II,t}^\alpha + IAC_t^\alpha) \times \lambda_f}{VP(DEV_t^\alpha + DEV_t^{PNI_{II}} + DEV_t^{IAC, Tkc})}$$

Variable	Definición CREG Resolución 175 2021	Supuesto UPME Estimación de cargos nuevas obras de infraestructura
IE_t	Valor de la inversión existente, expresado en pesos colombianos de la fecha base.	Se toma la estimación del valor presente ¹⁹ a 2023 de los flujos a 20 años ²⁰ de los costos indicativos (CAPEX) de cada nueva obra de infraestructura listada.
I_t	Valor presente de las inversiones ejecutadas en periodo tarifario t-1 descritas en el Artículo 12 Res 175 2021.	Dado que nuevas obras de infraestructura listadas no cuentan con inversiones ejecutadas en periodo tarifario t-1, este rubro se iguala a cero "0".
$PNI_{v,t}^\alpha$	Valor presente programa de nuevas inversiones	Dado que nuevas obras de infraestructura listadas no cuentan con programas de nuevas inversiones, este rubro se iguala a cero "0".
$PNI_{II,t}^\alpha$	Valor presente programa de nuevas inversiones correspondientes a redes tipo II	Dado que nuevas obras de infraestructura listadas no cuentan con programas de nuevas inversiones correspondientes a redes tipo II, este rubro se iguala a cero "0".
IAC_t^α	Valor presente ajustado de inversión en aumento de capacidad correspondiente a un gasoducto o a una estación de compresión	Dado que nuevas obras de infraestructura listadas no cuentan con inversiones en aumento de capacidad, este rubro se iguala a cero "0".
DEV_t^α	Demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año.	Se toma el valor presente a 2023 del flujo de demanda del modelo de transporte descrito en el

¹⁹ Todos los valores presentes de este capítulo fueron estimados con una tasa de 11,88%. Resolución CREG 175 2021.

²⁰ Vida útil normativa proyectos de infraestructura Resolución CREG 175 2021

Variable	Definición CREG Resolución 175 2021	Supuesto UPME Estimación de cargos nuevas obras de infraestructura
		capítulo 7 de cada nueva obra de infraestructura, en un rango de 20 años.
$DEV_t^{PNI_{II}}$	Demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II	Dado que nuevas obras de infraestructura listadas no cuentan con demandas asociadas a inversiones tipo II, este rubro se iguala a cero "0".
DEV_t^{IAC}	Demanda esperada de capacidad asociada a proyectos de inversión de aumento de capacidad	Dado que nuevas obras de infraestructura listadas no cuentan con demandas anuales esperadas relacionadas con inversiones en aumento de, este rubro se iguala a cero "0".

- Con el fin de estimar el valor del cargo de transporte por distancia, para la pareja de cargos (0; 100) en las ciudades de Bogotá, Medellín y Cali (partiendo desde los campos de Cusiana), y Barranquilla (partiendo desde Ballena), se toma el Boletín Electrónico de Operaciones de los distintos transportadores a nivel nacional a corte de abril del 2024, y se realiza la siguiente agregación de cargos por distancia.
- Tomando los resultados de los puntos 1 y 2, se realiza la estimación de la variación porcentual del impacto de la inclusión de los cargos resultantes de las nuevas obras si son incorporadas dentro de la sumatoria de los cargos por distancia de cada ciudad.

Segunda estimación:

- Partiendo de los fundamentos de cálculo del cargo variable definido en el artículo 22 de la Resolución CREG 175 del 2021, considerando el resultado de la estimación de Costos Indicativos realizada en las subsecciones previas de este capítulo y partiendo de las alternativas de obras de infraestructura listadas previamente, se estima la relación entre el valor del CAPEX en conjunto con el flujo de demanda²¹ (demanda promedio total a nivel Nacional y el Interior) con el fin de establecer el ratio entre la inversión estimada por obra nueva de infraestructura y dichas demandas.

$$Ratio\ Inversión - Demanda_{nacional} = \frac{Capex_{obra\ de\ infraestructura\ nueva}}{Demanda\ Nacional}$$

$$Ratio\ Inversión - Demanda_{internacional} = \frac{Capex_{obra\ de\ infraestructura\ nueva}}{Demanda\ Nacional}$$

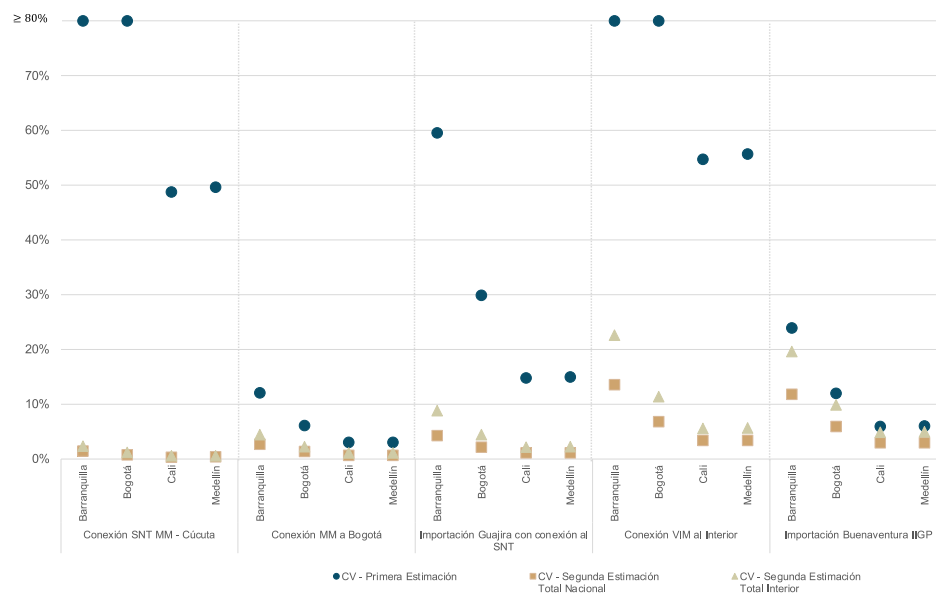
- Tomando el resultado del punto 1, se realiza la estimación de la variación porcentual del impacto de la inclusión de las ratios resultantes de las nuevas obras si son incorporadas dentro de la sumatoria de los cargos por distancia de cada ciudad. Finalmente, se realiza

²¹ Valor presente del flujo de la demanda (nacional e interior) a 20 años.

la comparación de esta estimación con los impactos en la pareja de cargos (0; 100) hallados en el desarrollo del Primer Enfoque.

Los resultados se presentan a continuación:

Gráfico 9-4. Resultados Primera y Segunda Estimación



Fuente: Elaboración UPME.

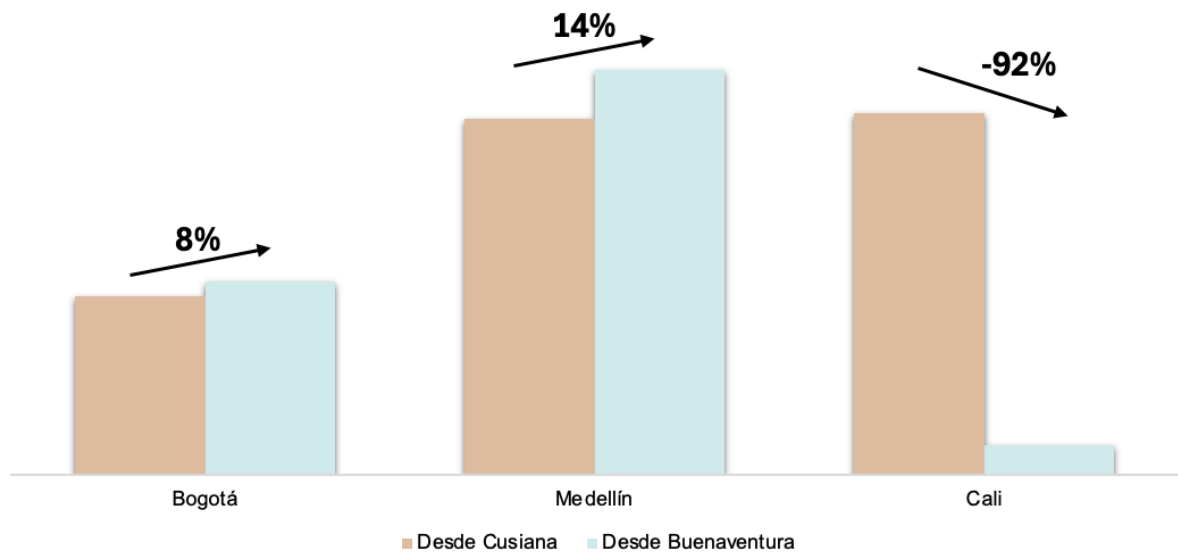
Tercera estimación:

1. Asumiendo la implementación de las obras “Conexión Magdalena Medio a Bogotá” e “Importación Guajira con conexión al SNT”, se realiza la estimación de cargos por distancia, para la pareja de cargos (0; 100) de las ciudades Bogotá, Medellín y Cali, tomando como punto inicial de suministro la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

En este ejercicio, se considera el supuesto de que los cargos de transporte aplicables a los reversos de los segmentos necesitados son equivalentes a los cargos de transporte de los mencionados tramos en el sentido del flujo original.

Considerando lo anterior, a continuación, se presentan los resultados por ciudad de la variación en la agregación de cargos por distancia tomando como fuente de suministro Cusiana versus Infraestructura de Importación del Pacífico.

Gráfico 9-5. Resultados Tercera Estimación
Comparación de cargo variable desde fuente suministro Cusiana vs Buenaventura



Fuente: Elaboración UPME.

10. Enfoque Territorial aplicado al Abastecimiento de Gas Natural

Considerando lo dispuesto en la Resolución No. 000339 de 2022 “Por la cual se adopta el enfoque territorial en la actividad de planeación de la UPME y se establecen disposiciones sobre el Sistema de Información Socio Ambiental – SSA”, dentro del presente documento se incorpora el componente de análisis de enfoque territorial, en el sentido que permite identificar aspectos generales que dan cuenta de características de los territorios y que permiten viabilizar a los actores de interés del sector sobre la pertinencia, viabilidad y sostenibilidad de proyectos asociados a gas, permitiendo que los proyectos tengan una aproximación y lectura del contexto donde se requieren desarrollar y una apropiación de las comunidades en los territorios.

Estos componentes ambientales y sociales contemplados desde el enfoque territorial brindan elementos que son determinantes dentro de la planeación de los mismos para prever los costos y tiempos de ejecución, 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 análisis resulta necesario 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 afiance y anticipe 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 parte del concepto de territorio que define la UPME en la “Metodología general aplicable a los planes formulados por la UPME para la incorporación en ellos del

enfoque territorial“ la cual surge de 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), 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

Gráfico 10-1. Componentes Metodología Enfoque Territorial



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 debe hacer recolección de información primaria y secundaria actualizada y disponible en las distintas entidades territoriales y nacionales que permita el análisis a un nivel municipal o 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, como insumo base para el operador el cual deberá profundizar a la fecha, en las diferentes variables en una escala local y puntual.

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.

La información base aportada por la entidad, se debe elaborar teniendo en cuenta los insumos generados por la UPME. Unidad de Planeación Rural Agropecuaria-UPRA, MME, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, IDEAM, Unidad Nacional de restitución de Tierras-IGAC, entre otras.

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 variables que permitan dar

cuenta del uso vocación y tendencia al desarrollo del suelo de tal forma que sea posible detallar la frontera agrícola a partir de las fuentes institucionales.

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, teniendo en cuenta los factores diferenciales de género, adulto mayor, poblaciones étnicas, personas con otras capacidades, población LGTBIQ+, víctimas del conflicto armado, primera infancia, infancia y adolescencia los grupos etarios, una descripción de la Población en Edad de Trabajar – PET, 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, cobertura y calidad de la educación, valor del día de trabajo o jornal, nivel de ingresos mensuales por familias, acceso a actividades recreativas y deportiva y programas sociales, Mujer cabeza de familia), 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: i) estructura de la propiedad, ii) tipos de tenencia de la tierra junto a sus respectivos porcentajes, iii) procesos productivos, desarrollos tecnológicos, pobreza multidimensional, iv) caracterización del mercado laboral actual por grupos etarios, v) disponibilidad de población masculina y femenina para mano de obra o prestación de servicios, vi) costos de mano de obra por tipo de actividad productiva y vii) la identificación de los polos de desarrollo que interactúan con el área de interés de tal forma que se visualice las tendencias al desarrollo que la zona de intervención para la implementación del nuevo proyecto y la interacción que este pueda generar.

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, teniendo en cuenta que esta información es importante para el análisis de movilidad de la población, en el caso particular de las comunidades étnicas, es determinante para integrarse con los planes de vida de etnodesarrollo u otro instrumento de planificación territorial determinados, se tendrán en cuenta por parte del operador.

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, Planes Nacionales Sectoriales de la implementación del acuerdo de paz y con los Planes de Acción para la Transformación Territorial que se identifiquen como necesarias (y se encuentren disponibles) 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 debe llevar a cabo un mapeo de actores Stakeholder o (actores de interés entre los cuales es importante identificar las comunidades étnicas) en la escala de información secundaria como base, y el manejo de herramientas como los mapas (actores, servicios o los de oportunidades), en otros casos se pueden manejar (líneas de tiempo o de tendencia, matriz de análisis de conflicto entre otros) dependiendo del acceso a la información, por cobertura geográfica, que permita identificar posibles aliados según su pertinencia, intereses, posiciones de poder, determinando la influencia, competitividad permitiendo la toma de decisión a partir del análisis de contexto para cada uno de los proyectos priorizados.

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 ETPAGN 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 técnicos, tecnológicos junto a

la valoración de los riesgos sociales en particular el orden público 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 entidad cuenta con un portal interactivo, de actualización anual (o por requerimiento especial) que permite realizar una identificación cartográfica en una escala regional con información base (IGAC; Agencia de Tierras. MINAMBIENTE, MINMINAS, IDEAM, MININTERIOR en particular Dirección de Comunidades Negras, Afrocolombiana, Raizal y Palenquera entre otros) durante el desarrollo y ejecución del proyecto que permitan monitorear 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 ETPAGN 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)²². Dentro de este documento se plantea el proceso de cuantificación de aquellas variables²³ 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.

Gráfico 10-2. Componentes Metodología de Evaluación Económica



Fuente: Elaboración UPME

²² Herramienta de ACB de la UPME “Contrato UPME 071 de 2021” Viable S.A.S

²³ 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.

- 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, contruidos 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 de 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 ETPAGN:

1. Se identifica que el potencial futuro 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, que permitan diversificar las alternativas de acceso a este energético.
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 recomendados y de las necesidades identificadas 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. 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.
6. 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.
7. 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.
8. Teniendo en cuenta que a la fecha los proyectos adoptados mediante los PAGN en sus versiones 2017 y 2020 no se han asignado, adjudicado y no han entrado en operación, por diferentes factores, se recomienda la creación de un comité asesor de planeación de gas natural conformado por los agentes del sector y entidades gubernamentales, con el objetivo de integrar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del infraestructura de suministro y transporte de gas natural en el país.
9. Se requiere la emisión de señales normativas por parte de las entidades correspondientes que incentiven la participación de inversionistas en los proyectos de iniciativa privada o adoptados por el MME a través del ETPAGN.
10. La estimación de cargos asociados a la actividad de transporte por medio de las obras recomendadas en este documento genera un impacto en dicho componente, el cual podría ser mitigado en la medida en que se distribuya a lo largo de la demanda beneficiaria
11. Para garantizar el suministro de gas natural a nivel nacional se deben adelantar acciones coordinadas entre los diferentes actores del sector para el desarrollo de la infraestructura

recomendada y la implementación de soluciones a las necesidades observadas en la medida en que los resultados de simulación obedecen a un paquete articulado de iniciativas y no a proyectos individuales.

12.Recomendaciones

Finalmente y con el objetivo de dar cumplimiento a los lineamientos previstos en el literal i) del artículo 1 de la Resolución MME 40052 de 2016, que dispone que el estudio técnico a elaborar por la UPME debe contener como mínimo: “i) Descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.(...) ii) Identificación de los beneficiarios de cada proyecto iii) Análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas.(...)”, la UPME se permite presentar los proyectos recomendados para que sean considerados y adoptados por parte del MME en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, de acuerdo con los análisis realizados a lo largo del documento. De igual forma, se incluyen diferentes necesidades identificadas que permitirán al MME tener un panorama global sobre los proyectos ya adoptados y las necesidades identificadas sobre el SNT.

Al respecto, el presente capítulo se desarrollará en los siguientes tres aspectos:

- Proyectos recomendados del ETPAGN 2023-2038 para ser adoptados por el MME.
- Necesidades identificadas sobre infraestructura registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038.
- Revisión de proyectos de infraestructura de transporte existentes (IPAT) adoptados mediante la Resolución MME 40304 de 2020, modificada parcialmente por la Resolución MME 40281 de 2022 (PAGN 2019-2028).

12.1. Proyectos recomendados por el ETPAGN 2023-2038 para ser adoptados por el MME.

Partiendo de lo dispuesto en la Resolución MME 40052 de 2016, la cual establece que el estudio técnico a presentar por la UPME deberá contener la descripción de los proyectos recomendados, con su respectiva identificación de beneficiarios y un análisis costo beneficio que los soporte, en esta sección se procede a listar los proyectos recomendados para ser adoptados por el MME con los elementos antes descritos. No sin antes mencionar que para su efectiva implementación se requieren una serie de acciones que desde la UPME se recomienda sean tenidas en cuenta.

Al respecto, tal y como se indicó en el Capítulo 9.4, los proyectos relacionados con la incorporación de nueva oferta y el anillado del sistema del SNT para conectar la Costa Atlántica y el Interior del país presentan beneficios directos e indirectos para la demanda nacional; ahora bien, en lo que respecta a los proyectos de Conexión a Cúcuta y Bogotá no se identificaron

beneficiarios indirectos, por lo que se entenderá como beneficiaria la región o nodo a la cual se le genere el beneficio directo. Es importante tener presente que, aunque el análisis costo-beneficio para la obra “Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio” permite su recomendación, su materialización puede generar un mayor impacto a nivel de los cargos de los transportadores de acuerdo con lo estimado en la sección 9.5, como consecuencia del menor dimensionamiento de usuarios beneficiarios.

De igual forma, resulta pertinente precisar, que en lo relacionado con este proyecto de infraestructura, desde la UPME se tiene conocimiento de que actualmente se encuentra cursando ante la CREG una solicitud para validar la viabilidad del proyecto vía contratos de transporte de iniciativa privada, de conformidad con la Resolución CREG 175 de 2021, solicitando su inclusión en el expediente tarifario como parte de las inversiones en gasoductos de la red tipo II de transporte, bajo una especificaciones diferentes a las valoradas en la versión definitiva del ETPAGN. En tal sentido, se recomienda al MME previo al análisis de adopción, validar el nivel de avance de dicha solicitud ante la CREG para establecer el mecanismo más conveniente para el desarrollo de la infraestructura requerida

Por lo anterior, se recomienda al MME y a la CREG contemplar alternativas para la agregación de tramos prevista en el numeral i) literal a) del artículo 29 de la Resolución CREG 175 de 2021, con el fin de mitigar los impactos en los cargos. Es decir, se recomienda al MME impulsar señales de política y/o identificar herramientas regulatorias nuevas o existentes que permitan apalancar este proyecto y garantizar la confiabilidad del sistema en la población objeto.

Adicionalmente, es importante recordar que una vez el MME adopte el PAGN 2023-2038, la UPME a través del esquema de convocatoria pública deberá adelantar el proceso de selección del inversionista para los proyectos prioritarios que no se encuentren embebidos en una infraestructura de un sistema de transporte existente y para aquellos proyectos que se encuentran embebidos y que el transportador no haya manifestado la voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto.

No obstante, y teniendo presente experiencias previas y lecciones aprendidas de convocatorias pasadas, el abrir un nuevo proceso de selección con las condiciones normativas actuales puede llevar a la no consecución de los objetivos propuestos. Por lo tanto, desde la UPME se recomienda al MME que con la adopción del PAGN 2023-2038 se lleven a cabo todos los ajustes normativos previos a la apertura de un nuevo proceso de convocatoria pública en donde se consideren y revisen a profundidad cada uno de los aspectos consolidados. De igual forma, se recomienda la conformación de una mesa de trabajo interinstitucional con las entidades que intervienen en los procesos de selección (CREG y MME), con el objetivo de unificar criterios y realizar una toma de decisiones manera mancomunada que permita el buen desarrollo de las convocatorias públicas con el fin de que los proyectos, que garantizarían la seguridad de

abastecimiento y confiabilidad del servicio público de gas natural en el país, entren en operación de manera oportuna.

En línea con lo anterior, se recomienda la creación de un Comité Asesor de Planeación de Hidrocarburos con por lo menos un subcomité enfocado en la planeación en el sector de gas combustible, conformado por los agentes del sector y entidades gubernamentales, con el objeto de armonizar criterios, estrategias, metodologías e información primaria para tener en cuenta en la planeación, seguimiento e implementación de la política energética del sector.

Con lo anterior de presente, se procede a listar los proyectos de nueva infraestructura de oferta y transporte recomendados por la UPME para ser adoptados por el MME:

Tabla 12-1. Nueva infraestructura de oferta y transporte recomendada en el ETPAGN 2023-2038

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO sugerida	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	MENOR COSTO INDICATIVO MUSD	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Gasoducto para conectar VIM - Interior en Magdalena Medio . Se analizaron 3 alternativas: A) Conexión Jobo-Antioquia-Mariquita. B) Conexión Sincelajo-Vasconia. C) Conexión Jobo-Vasconia.	No inferior a 400 MPCD	4T 2026	TODOS	8396,51	877	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda la alternativa (C) Jobo-Vasconia , por menor costo indicativo y FPO requerida para evitar potencial déficit estimado.
Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio (en tramo Mariquita / Vasconia).	No inferior a 215 MPCD	1T 2030	BOGOTÁ	14688,09	209	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.
Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio (desde sección Aguachica / San Alberto)	No inferior a 8 MPCD	1T 2030	CÚCUTA	379,72	112	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.
Infraestructura de importación de gas del Pacífico - IIGP Incluye la construcción de una Planta de regasificación y almacenamiento de GNL en Buenaventura, así como un Gasoducto desde la planta hasta un punto de entrega al SNT en Yumbo.	400 MPCD de regasificación, 170000 m3 de almacenamiento de GNL, 400 MPCD de capacidad de transporte en Yumbo	58 meses a partir de la selección del inversionista	TODOS	30764,82	925	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. FPO inferior a enero de 2030.
Importación en Guajira con conexión al SNT.	50 MPCD - Fase 1 150 MPCD - Fase 2	1T 2026 - Fase 1 2T 2029 - Fase 2	TODOS	6666,50	173	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. Capacidades abiertas a todos los sectores de consumo.
Conexiones en tierra de proyectos OFFSHORE a SNT . Ley 2128 de 2021.	Por establecer para cada proyecto	Por establecer para cada proyecto	TODOS	Por establecer para cada proyecto.	255	ADOPTAR Articular con cronograma de avances de proyectos offshore para establecer la ubicación de las conexiones en tierra, capacidades y FPO, según características declaradas por los operadores.

12.2. Necesidades identificadas sobre infraestructura registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038.

Si bien los proyectos mencionados en esta sección no están siendo recomendados para ser adoptados por parte del MME en este ETPAGN 2023- 2038, no significa que no sean necesarios y brinden soluciones de corto, mediano y largo plazo. De hecho, los proyectos recomendados en la sección anterior, en conjunto con estas obras, hacen parte de un paquete de desarrollos en infraestructura que conllevan a garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del país.

De esta manera, las necesidades identificadas en este apartado, en su gran mayoría, corresponden a obras que por sus características se harían sobre infraestructura registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural, las cuales fueron considerada dentro del presente estudio técnico y que se identifican como necesarias en función de los resultados del escenario final de simulación. Con lo anterior, a continuación, se presentan los criterios asociados a capacidad de transporte, direccionalidad, FPO sugerida y observaciones particulares para tener en cuenta en su implementación, además de su articulación con otras obras.

En primer lugar, respecto al punto de importación en Cartagena con conexión al SNT Costa Atlántica, es importante resaltar que en esta región ya existe una infraestructura de importación y regasificación correspondiente a la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC). Esta infraestructura, bajo el escenario de recomendaciones simulado, genera una solución inmediata aportando cantidades de gas natural al mercado; específicamente, este punto permitirá contar con una oferta total de 530 GBTUD a partir del cuarto trimestre del año 2031. No obstante, con el fin de incluir dicha oferta, no es necesario incluir la infraestructura como recomendación y mediante una armonización regulatoria que permita la comercialización del gas a los diferentes sectores podría agilizarse la entrada de la capacidad adicional. La siguiente tabla presenta la necesidad identificada para el punto de importación en Cartagena:

Tabla 12-2. Necesidad identificada sobre punto de importación en Cartagena.

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

Por otro lado, si bien corresponde al MME definir los proyectos finales a adoptar, así como a la CREG establecer cuáles de ellos podrán ser desarrollados en primera instancia por un agente como complemento de su infraestructura existente, la siguiente tabla muestra las necesidades de infraestructura que, una vez existan señales sobre los proyectos recomendados es necesario contar con dicha infraestructura buscando que no se generen cuellos de botella en el SNT y que el flujo del gas llegue a los destinos finales.

Tabla 12-3. Necesidades identificadas sobre infraestructura de transporte registrada en el Gestor de Mercado de Gas Natural evaluada en el ETPAGN 2023-2038

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO SUGERIDA	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	OBSERVACIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).	No inferior a 192 MPCD	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP.	TODOS	5617,68	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Requiere articulación con Bidireccional Yumbo-Mariquita
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).	No inferior a 200 MPCD.	1T 2030	TRAMOS: VASCONIA - LA BELLEZA, LA BELLEZA - COGUA, COGUA - SABANA, GBS_I - GBS_F, EL PORVENIR - LA BELLEZA, CUSIANA - EL PORVENIR, AGUAZUL - YOPAL, YOPAL - FLOREÑA, YOPAL - MORICHAL, CUSIANA - APIAY, APIAY - OCOA, APIAY - CENTAUROS, APIAY - USME, CENTAUROS, GRANADA	10548,50	Necesario por abastecimiento y confiabilidad.
Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión a tramos Cusiana – Apiay y Aguazul-Yopal)	No inferior a 120 MPCD.	2T 2033	TRAMOS: EL PORVENIR - LA BELLEZA, CUSIANA - EL PORVENIR, GBS_I - GBS_F, AGUAZUL - YOPAL, YOPAL - FLOREÑA, YOPAL - MORICHAL, CUSIANA - APIAY, APIAY - OCOA, APIAY - CENTAUROS, APIAY - USME, CENTAUROS, GRANADA	11209,40	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a la oferta y demanda de la región Central.

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO SUGERIDA	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	OBSERVACIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Ampliación de capacidad de transporte hacia tramos con conexión a Yopal y Floreña	No inferior a 13,9 MPCD en Yopal y 60 MPCD en Floreña.	4T de 2026	TRAMOS: AGUAZUL-YOPAL, YOPAL-FLOREÑA, YOPAL-MORICHAL	4954,97	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a oferta y demanda de nodos en tramos Yopal-Floreña y Yopal-Morichal. Ejecutar acciones articuladas entre: 1. Definición de capacidad final del tramo Aguazul-Yopal (completar gasoducto hasta Yopal); 2. Interconexión de tramos Aguazul-Yopal y Yopal-Floreña; 3. Ampliación de capacidad bidireccional del tramo Yopal-Floreña o construcción de gasoducto dedicado para demanda térmica en Floreña.
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	No inferior a 17 MPCD.	4T 2026	TRAMOS: GUALANDAY - NEIVA, NEIVA - HOBO, CHICORAL - FLANDES, FLANDES - RICAURTE, FLANDES - GUANDÓ, GUANDO - FUSAGASUGA	1630,07	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Necesario para evitar déficit en tramos de la región Tolima-Huila conectados desde Gualanday.
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando - Fusagasugá	No inferior a 1,6 MPCD.	A la mayor brevedad posible	TRAMO GUANDO -FUSAGASUGA	132,59	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Valorar alternativas tecnológicas y logísticas para adelantar la ampliación requerida: Loop, compresión, gasoductos virtuales (GNL, GNC).
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	No inferior a 1,1 MPCD.	A la mayor brevedad posible	TRAMO CENTAUROS -GRANADA	111,07	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Valorar alternativas tecnológicas y logísticas para adelantar la ampliación requerida: Loop, compresión, gasoductos virtuales (GNL, GNC).
Bidireccionalidad en el tramo Cartagena - Sincelejo (Ampliación de capacidad hacia Sincelejo).	No inferior a 180 MPCD.	2T 2032	TODOS	7489,46	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. En articulación con Conexión VIM-Interior
Bidireccionalidad en el tramo Sincelejo - Jobo (Ampliación de capacidad hacia Jobo).	No inferior a 180 MPCD.	2T 2032	TODOS	4143,17	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. En articulación con Conexión VIM-Interior

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO SUGERIDA	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO MUSD	OBSERVACIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Bidireccionalidad en el tramo La Creciente - Sincelejo	No inferior a 10 MPCD.	1T 2033	TRAMO LA CRECIENTE-SINCELEJO	291,46	Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Realizar seguimiento a oferta de campos productores locales para establecer FPO.
Conexiones de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio .	Por establecer para cada ramal	Por establecer para cada ramal	TRAMOS RAMALES AISLADOS	1957,98	Necesario 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. En articulación a características específicas de cada ramal declaradas por transportador incumbente para establecer la ubicación de las conexiones, capacidades y FPO. Valorar alternativas tecnológicas y logísticas para adelantar las conexiones descritas: red de tubería, gasoductos virtuales (GNL, GNC).

12.3. Revisión de proyectos adoptados por el MME en el PAGN 2019-2028.

A continuación, se describen las características de las inversiones en proyectos de infraestructura de transporte existente (IPAT) adoptados mediante la Resolución MME 40304 de 2020, modificada parcialmente por la Resolución MME 40281 de 2022, relacionados con el PAGN 2019-2028 y valorados en el actual estudio técnico en función de los resultados del escenario final de simulación, sobre lo cual se presentan las observaciones respectivas.

Tabla 12-4. Revisión de proyectos adoptados por el MME en PAGN 2019-2028

PROYECTO	CAPACIDAD	FPO ADOPTADA	OBSERVACIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Interconexión de tramos Barranquilla - Ballena y Ballena - Barrancabermeja	170 MPCD en Ballena	36 meses después de confirmación de transportador incumbente.	Necesario por confiabilidad. Se debe asegurar capacidad de transporte de gas de 170 MPCD hacia las dos regiones.
Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	100 MPCD en Ballena	2 meses después de confirmación de transportador incumbente.	Necesario por confiabilidad. Contribuye al anillado del SNT
Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	170 MPCD en Ballena	36 meses después de confirmación de transportador incumbente.	Necesario por confiabilidad. Contribuye al anillado del SNT.
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday	20 MPCD en Gualanday	15 meses después de confirmación de transportador incumbente.	Realizar seguimiento a oferta y demanda al interior de la región TOLIMA-HUILA. Potencial aumento de capacidad adoptada a partir de 2034.
Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán	3 MPCD en Popayán	15 meses después de confirmación de transportador incumbente.	Realizar seguimiento a demanda local. Potencial aumento de capacidad adoptada en el mediano plazo.
Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	250 MPCD en Mariquita	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP.	Potencial aumento de capacidad adoptada a partir de 2036, la cual dependerá del desarrollo de oferta nacional. FPO debe ser inferior a enero de 2030.

Ahora bien, resulta pertinente resaltar que el cambio espacial de la oferta considerada en el escenario final de simulación del ETPAGN 2023-2038 respecto al PAGN 2019-2028, conlleva a un cambio en los flujos de transporte observados para los proyectos IPAT adoptados previamente, lo cual podría afectar los nodos beneficiarios identificados en el pasado sobre estas obras. Por tal motivo, será necesario realizar un seguimiento que permita validar los beneficiarios que mejor se ajusten a estas nuevas condiciones.

13. Bibliografía

ACI-SANIG (2016), 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.

Acuerdo 011 de 2008, Acuerdo 003 de 2018, Resolución 077 de 2019 y sus modificaciones. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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>

ANLA, Sector Hidrocarburos, Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, términos de referencia para la elaboración del estudio de diagnóstico e impacto ambiental. Disponibles en: https://www.anla.gov.co/01_anla/normatividad/documentos-estrategicos/terminos-de-referencia.

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

Bolsa Mercantil Colombiana, Gestor del Mercado de Gas Natural. Información del SEGAS

Convocatorias de Gas Natural, UPME, <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

Desarrollo de una metodología de costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural, diciembre de 2015, Econometría, https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Informe_Final_Desarrollo_de_una_metodolog%C3%ADa_para_determinar_los_costos.pdf

Estudio Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia. - Bogotá D.C., Colombia y Madrid, España. Marzo de 2012 – Fedesarrollo.

Estudio para pre-dimensionamiento del proyecto Gasoducto De Conexión De Cúcuta Al Sistema Nacional De Transporte De Gas Natural, Consorcio Y&V – Geocol Consultores S.A, 2023.

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>

Gestor del mercado XM, <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/obligaciones-de-energia-0>

Informe de recursos y reservas con corte a diciembre de 2022, publicado en mayo de 2023, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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
Petroleum Resources Management System, SPE-PRMS,
<https://www.spe.org/en/industry/reserves/>

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

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

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

Sistema Oficial de Liquidación y Administración de Regalías – SOLAR, Agencia Nacional de hidrocarburos.

Society of Petroleum Engineers, <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>

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

UPME. Procedimiento 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

UPME (2023), Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037



Unidad de Planeación
Minero Energética



Estudio **Técnico** Para la adopción del **Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038**

