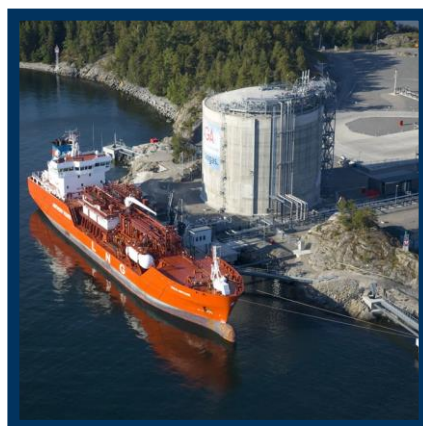


PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Versión Junio de 2016



REPUBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



Jorge Alberto Valencia Marín
DIRECTOR GENERAL

SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

SUBDIRECCIÓN DE DEMANDA

SUBDIRECCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA

Bogotá D.C – Colombia

Junio de 2016

Tabla de contenido

Lista de gráficas.....	5
Lista de Tablas	9
INTRODUCCION.....	11
1 Marco DE POLITICA Y REGULATORIO.....	13
1.1 Marco de política del Plan Abastecimiento de Gas Natural.....	13
1.2 Regulación	15
2 CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL.....	18
2.1 Coyuntura actual	18
2.2 Prospectiva económica mundial	19
2.3 Prospectiva energética global.....	22
2.4 Prospectiva global del gas natural	24
2.4.1 Reservas y producción.....	24
2.4.2 Consumo de gas natural	28
2.4.3 Balance oferta - demanda	30
2.5 Mercado del Gas Natural Licuado	34
2.5.1 Actividad de Transporte	35
2.5.2 Actividad de regasificación.....	35
3 Oferta de Gas Natural	37
3.1 Reservas de gas natural.....	37
3.2 Producción de gas natural	39
3.3 Declaración de producción de gas natural	39
3.4 Escenarios de oferta de gas natural	46
3.4.1 Sistema Nacional Interconectado.....	46
3.5 Área Yopal.....	48
3.6 Área Cúcuta	49
4 Escenarios de Demanda de Gas Natural	50
4.1 Marco de Referencia	50
4.2 Consumo de gas natural.....	52
4.3 Estimación de demanda de gas natural.....	55
4.4 Proyección demanda gas natural nacional	72
5 Balance de gas natural.....	75
5.1 Balances combinando todos los escenarios (2016-23).....	75
5.2 Balance regional con escenario de referencia (2016-2035).....	78
5.3 Balance en zonas aisladas - Escenario de Referencia	80
6 Proyección de Precios de Gas Natural	82
6.1 Proyección de precios internacionales.....	85
6.2 Estimación de precios de gas natural CIF Colombia.....	86
6.3 Supuestos y metodología de proyección de precios nodales.....	90
6.4 Resultados de la proyección de precios nacionales de producción de gas natural	92
7 Transporte gas natural	94

7.1	Composición de Nodos.....	94
7.2	Distribución nodal de la oferta	94
7.3	Distribución nodal de la demanda.....	95
7.4	Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado	99
7.5	Resultados del modelo de transporte de gas natural	101
8	Confiabilidad	116
8.1	Metodología.....	116
8.2	Obras propuestas para aumento de la confiabilidad del sistema	121
9	ANÁLISIS FINANCIERO DE INFRAESTRUCTURA	134
9.1	Función de costos de construcción de gasoductos.....	134
9.2	Función de costos de compresión	137
9.3	Costos de racionamiento	138
9.3.1	Costos de Interrupción	138
9.3.2	Curva de costos de interrupción y de racionamiento a nivel nacional.....	138
9.3.3	Costos de racionamiento regional y sectorial	139
9.4	Análisis financiero para los nuevos proyectos de infraestructura	141
9.4.1	Planta de regasificación en Buenaventura	141
9.4.2	Gasoducto NorOccidente	142
9.4.3	Abastecimiento de Cúcuta	144
9.4.4	Gasoducto Mariquita-Gualanday	145
9.4.5	Gasoducto La Belleza-Vasconia	145
9.5	Resumen de obras de infraestructura.....	146
10	IMPLICACIONES AMBIENTALES DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS 148	
10.1	Variables presentadas.....	148
10.2	Proyectos considerados	148
10.2.1	Gasoducto Jobo – Medellín – Mariquita – Bogotá D.C.....	149
10.2.2	Gasoducto Gibraltar – Cúcuta.....	154
10.2.3	Gasoducto Buenaventura - Cali	157
11	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	162

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 2-1: Comparación de proyecciones de corto plazo de precios de petróleo.....	19
Gráfica 2-2: Proyección de crecimiento del PIB en el mundo.	21
Gráfica 2-3: Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural 2014.....	24
Gráfica 2-4: Distribución de reservas probadas mundiales de gas natural 2014 [TPC].....	25
Gráfica 2-5: Evolución de la producción mundial de gas natural.....	26
Gráfica 2-6: Distribución de producción mundial de gas natural 2014 [TPC].	27
Gráfica 2-7: Evolución mundial de la relación reservas/producción de gas natural.....	28
Gráfica 2-8: Evolución del consumo de gas natural en el mundo	29
Gráfica 2-9: Distribución del consumo mundial de gas natural año 2013 [TPC].....	29
Gráfica 2-10: Proyección del balance regional oferta – demanda de gas natural.....	30
Gráfica 2-11: Flujos de gas natural en el año 2014 [Billones de metros cúbicos].....	31
Gráfica 3-1: Evolución histórica de las reservas gas natural en Colombia	37
Gráfica 3-2: Proyección de las reservas de gas natural.....	38
Gráfica 3-3: Producción histórica de gas natural, principales campos	39
Gráfica 3-4: Composición declaración de producción 2016-2025	40
Gráfica 3-5: Composición Declaración de Producción Ecopetrol 2016-2025	41
Gráfica 3-6: Declaración de Producción de gas natural, Resolución MME 31132 de 2016.....	42
Gráfica 3-7: Declaración de producción por cuenca 2016-2025	43
Gráfica 3-8: Comparación declaraciones de producción de gas natural 2013-2016	45
Gráfica 3-9 Oferta gas natural, área Yopal	48
Gráfica 4-1 Crecimiento anual histórico y proyectado del PIB e IPC.....	50
Gráfica 4-2 Proyección de crecimiento de la población.....	51
Gráfica 4-3 Crecimiento medio anual del consumo de gas natural, 2009-15	52
Gráfica 4-4 Consumo histórico de gas natural	53
Gráfica 4-5 Generación de electricidad por fuente.....	54
Gráfica 4-6 Crecimiento del número de hogares con servicio de gas natural.....	56
Gráfica 4-7: Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial.....	57
Gráfica 4-8: Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio.	57
Gráfica 4-9: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial.....	58
Gráfica 4-10 Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.	59
Gráfica 4-11 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico	60

Gráfica 4-12 Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.....	60
Gráfica 4-13: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial.....	62
Gráfica 4-14: Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.....	62
Gráfica 4-15: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector vehicular.....	63
Gráfica 4-16: Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte vehicular	64
Gráfica 4-17 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico... 68	
Gráfica 4-18 Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario base.....	69
Gráfica 4-19 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico... 69	
Gráfica 4-20 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero.....	71
Gráfica 4-21 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.....	71
Gráfica 4-22 Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio.....	72
Gráfica 4-23 Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio	73
Gráfica 4-24: Escenarios de demanda nacional de gas natural	74
Gráfica 5-1 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios	76
Gráfica 5-2 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios	77
Gráfica 5-3 Balance nacional S.N.I. Escenario de Referencia	78
Gráfica 5-4 Balance Costa Atlántica, Escenario de Referencia	79
Gráfica 5-5 Balance Interior, Escenario de Referencia	79
Gráfica 5-6 Balance gas natural área de Cúcuta	80
Gráfica 5-7 Balance gas natural área de Yopal	81
Gráfica 6-1 Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y Promedio Nacional	83
Gráfica 6-2 Contratación por Sector de Consumo	84
Gráfica 6-3 Proyección de precios internacionales del gas natural	86
Gráfica 6-4: Posibles rutas marítimas de plantas de licuefacción a nivel mundial al puerto de Cartagena	87
Gráfica 6-5 Precio FOB Trinidad y Tobago (Histórico).....	88
Gráfica 6-6 Precio CIF Colombia – Trinidad y Tobago.....	88
Gráfica 6-7 Proyección de precios de gas natural.....	89
Gráfica 6-8 Ejemplo para la metodología de proyección de precios nodales	92
Gráfica 6-9 Proyección de precios de producción nacional de gas natural	93
Gráfica 7-1 Modelo geográfico de análisis nodal del sistema de transporte de gas natural	96

Gráfica 7-2 Estimación de déficit en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.....	102
Gráfica 7-3: Proyección de flujo en el tramo Jobo-Sahagún (Córdoba)	103
Gráfica 7-4 Proyección de flujo en el tramo Sincelejo – Cartagena.....	104
Gráfica 7-5 Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Jobo – Cartagena.....	104
Gráfica 7-6 Proyección de flujo en el tramo Cartagena – Barranquilla	105
Gráfica 7-7 Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Ciénaga (Magdalena)	106
Gráfica 7-8: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Ballena – Cartagena	106
Gráfica 7-9: Requerimientos en los gasoductos La Belleza – Vasconia y El Porvenir-Apiay .	107
Gráfica 7-10 Flujo en los gasoductos El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia	108
Gráfica 7-11 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo El Porvenir – Apiay	109
Gráfica 7-12 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo Mariquita – Gualanday....	109
Gráfica 7-13: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Ibagué.	110
Gráfica 7-14: Requerimientos de infraestructura de los gasoductos Buenaventura-Yumbo y Yumbo-Mariquita.....	111
Gráfica 7-15: Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo.....	112
Gráfica 7-16 Proyección de flujo de gas natural entre Yumbo y Cerrito	113
Gráfica 7-17 Proyección de flujo de gas natural entre Ballena y Barrancabermeja	113
Gráfica 7-18 Requerimientos de infraestructura del gasoducto Ballena - Barrancabermeja...	114
Gráfica 7-19 Proyección de flujo de gas natural entre Sebastopol y Medellín.....	115
Gráfica 7-20: Requerimientos de infraestructura del gasoducto Sebastopol – Medellín	115
Gráfica 8-1 Anomalías de temperatura en el Océano Pacífico.....	118
Gráfica 8-2 Indisponibilidad histórica y por cruces subfluviales de los elementos.....	118
Gráfica 8-3: Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, marzo de 2022 [MPCD]......	120
Gráfica 8-4 Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de plantas de regasificación.....	121
Gráfica 8-5 Comparación de flujos en tramo Ballena-Barrancabermeja para las dos propuestas de plantas de regasificación	122
Gráfica 8-6 Comparación de flujos en el tramo TermoSierra-Vasconia para las dos propuestas de plantas de regasificación	122
Gráfica 8-7: Comparación de los flujos en el tramo Barranquilla-Cartagena para las dos propuestas de plantas de regasificación.....	123
Gráfica 8-8 Comparación de los flujos en el tramo Santa Marta-Barranquilla para las dos propuestas de plantas de regasificación.....	123

Gráfica 8-9: Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con segunda etapa de regasificación en Cartagena, marzo de 2025 [MPCD].	124
Gráfica 8-10 Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con planta de regasificación en Buenaventura, marzo de 2025 [MPCD].	125
Gráfica 8-11 Comparación de volumen máximo no abastecido para las alternativas de ubicación de una planta de regasificación en el año 2023.	126
Gráfica 8-12 Ampliación NorOriente y gasoductos NorOccidente propuestos.	127
Gráfica 8-13 Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación NorOriente, marzo de 2025 [MPCD].	128
Gráfica 8-14 Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación Gasoducto NorOccidente, marzo de 2025 [MPCD].	129
Gráfica 8-15 Características técnicas operativas del gasoducto NorOccidente	130
Gráfica 8-16 Comparación de los flujos tramo Cartagena-Barranquilla con Gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente	130
Gráfica 8-17 Comparación de flujos tramo Barranquilla-Ciénaga con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente.	131
Gráfica 8-18 Comparación de flujos tramo Ballena-Barrancabermeja con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente	131
Gráfica 8-19 Comparación de los flujos en los tramos de la propuesta de Gasoducto NorOccidente	132
Gráfica 8-20 Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de infraestructura de transporte	132
Gráfica 9-1. Perfiles topográficos de algunos gasoductos considerados	135
Gráfica 9-2 Costos de construcción de gasoductos en función de su diámetro y topografía del terreno, para una longitud de 100 km	137
Gráfica 9-3: Costos de Compresión.	137
Gráfica 9-4 Componentes del costo de racionamiento	139
Gráfica 9-5 Proyección del costo de racionamiento promedio a nivel nacional. [Precios de DiC de 2015]	140
Gráfica 10-1: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Mapa político.	149
Gráfica 10-2: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables bióticas.	151
Gráfica 10-3: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables físicas.	152
Gráfica 10-4: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables sociales.	153
Gráfica 10-5: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Mapa político.	154
Gráfica 10-6: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables bióticas.	155
Gráfica 10-7: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables físicas.	156
Gráfica 10-8: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables sociales.	157

Gráfica 10-9: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Mapa político.	158
Gráfica 10-10: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables bióticas.	159
Gráfica 10-11: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables físicas.	160
Gráfica 10-12: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables sociales.	161

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1: Principales resoluciones de gas natural.	16
Tabla 2-1: Evolución económica regional.	19
Tabla 2-2: Evolución de las principales economías del mundo.	20
Tabla 2-3: Proyección del consumo energético mundial según fuentes.	22
Tabla 2-4: Proyección del consumo energético mundial según regiones.	22
Tabla 2-5: Comercio internacional de gas natural licuado, año 2014.	32
Tabla 2-6: Comercio internacional de gas natural vía gasoducto, año 2014.	33
Tabla 2-7: Capacidad internacional de licuefacción de gas natural, año 2014-2015.	34
Tabla 2-8 : Capacidad internacional de regasificación de gas natural, año 2013.	36
Tabla 3-1: Distribución de los campos de producción según cuencas.	42
Tabla 3-2 Mayores productores de gas natural, de acuerdo a la Declaración de Producción de Gas Natural año 2016.	44
Tabla 4-1 Consumo regional de gas natural, año 2015.	53
Tabla 7-1: Distribución nodal de la oferta de gas natural (promedio año 2015).	95
Tabla 7-2: Distribución nodal de la demanda de gas natural (promedio año 2015).	97
Tabla 7-3 Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, julio de 2014.	100
Tabla 8-1 Indisponibilidades de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.	119
Tabla 9-1. Proyectos considerados para estimación de costos de construcción de gasoductos.	134
Tabla 9-2. Valores utilizados para estimar la función de costos de construcción de gasoductos.	136
Tabla 9-3. Magnitudes utilizadas de costos de racionamiento a nivel regional y sectorial.	140
Tabla 9-4. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura.	141

Tabla 9-5 Costos asociados de infraestructura para las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura 142

Tabla 9-6. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de las ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente 143

Tabla 9-7. Costos asociados de infraestructura para las alternativas de ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente..... 144

Tabla 9-8. Comparación de costos de racionamiento asociados y ampliación de infraestructura tramo Mariquita – Gualanday 145

Tabla 9-9 Comparación de costos de infraestructura con viabilidad financiera 146

Tabla 10-1: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Jobo - Bogotá D.C..... 150

Tabla 10-2: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Gibraltar – Cúcuta..... 155

Tabla 10-3: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Buenaventura - Yumbo..... 158

INTRODUCCION

El sector energético colombiano vivió en los últimos meses una coyuntura delicada motivada por diversos factores, entre los que se destaca la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, catalogado como uno de los más fuertes de los que se tienen registros en Colombia; un descenso de la actividad exploratoria de hidrocarburos, lo mismo que sus reservas; unos precios internos altos de electricidad y gas natural en los mercados de corto plazo, influenciados por la coyuntura hidrológica y la exigencia sobre el parque de generación; y una percepción de escasez de recursos energéticos, particularmente de gas natural de corto y mediano plazo, que se ha apoderado de agentes, usuarios, e instituciones..

Algunos de los elementos arriba mencionados son ciertos y otros no, y son éstos últimos los que generan la mayor incertidumbre y desvirtúan los grandes avances y desarrollos del sector energético hacia la consecución de los objetivos de crecimiento económico con equidad social y mejoramiento ambiental.

En la última década importantes cambios en el régimen institucional y en aspectos de la regulación de los diversos mercados energéticos han permitido ir dando respuestas adecuadas para lograr un grado satisfactorio de inversiones y grandes esfuerzos se han realizado por reducir la vulnerabilidad del sector energético, con aumento de su confiabilidad, además de ir adaptándose a circunstancias cambiantes del contexto interno y externo, para encaminar la matriz energética en el largo plazo hacia el aseguramiento de la atención de la demanda y máxima contribución del sector energético al desarrollo nacional, ajustando los desequilibrios parciales en mercados específicos.

No obstante, ciertos aspectos requieren modificaciones a la luz de varios factores conexos como: el cambio en el contexto internacional en materia de precios de la energía que genera nuevas oportunidades, pero también grandes desafíos; las fallas mostradas durante el último Fenómeno de El Niño respecto a la eficacia, costo y oportunidad de la forma en que ha funcionado el cargo por confiabilidad para garantizar en forma simultánea el suministro eléctrico y de gas natural; los problemas relacionados con la concordancia de los mercados de gas y electricidad y la coordinación de la expansión de la oferta de gas en campos con la de la capacidad de transporte.

Las particularidades de la demanda de gas natural, especialmente para generación de electricidad, donde esta fuente energética opera como garantía de confiabilidad del sector eléctrico en épocas de sequía, especialmente cuando se produce el Fenómeno de El Niño, ha implicado formas contractuales entre productores de gas, transportadores y generadores eléctricos, que distorsionan los propios principios del mercado de gas que impiden una expansión concertada de la oferta de gas, pero también de la oferta de generación eléctrica.

Para algunos agentes, el sector de gas natural contiene una complicación de suficiencia y de seguridad, es decir, de confiabilidad en situaciones críticas, las cuales, a pesar de ser puntuales y esporádicas, afectan el desarrollo del sector. Adicionalmente, la ausencia de una oferta económica en firme para el sector térmico vincula la confiabilidad del sector eléctrico con el de gas natural, dificultad que se ha agudizado en los últimos años, debido al aumento del consumo de gas natural en los otros sectores.

Por otra parte, el sector de gas ha soportado también un alto grado de vulnerabilidad ante interrupciones de elementos del sistema, y como el mismo es radial, además de disponer de una oferta regionalizada y que ha ido disminuyendo con el tiempo, las indisponibilidades de suministro o de transporte tienen serias consecuencias sobre el conjunto de los usuarios de consumo.

Los atrapamientos de gas natural son, sin duda, una de las grandes dificultades en momentos de máximo estrés del sistema de abastecimiento, y en oportunidades, las decisiones de expansión de la infraestructura de transporte no han sido suficientes para corresponder a las exigencias del mercado.

Estas dificultades han dado paso a la promulgación del Decreto 2345 de 2015 y de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40052 de 2016, con los cuales el Gobierno Nacional pretende identificar las acciones necesarias para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo y la confiabilidad en la prestación del servicio ante fallas en la infraestructura, mediante el desarrollo de obras de confiabilidad de carácter prioritario y la promoción de la expansión oportuna del Sistema Nacional de Transporte –SNT-, para lo cual la regulación viene trabajando en la implementación de un marco regulatorio que permita desarrollar tales obras.

Este esfuerzo que debe implementarse de manera conjunta entre los diferentes agentes del sector de gas, permitirá aliviar las presiones generadas por la situación de estreches vivida en periodos anteriores como consecuencia de la percepción de escasez del recurso para los diferentes sectores de consumo. Lo anterior vislumbra un futuro más prometedor y mejor estructurado para afrontar los retos que se avecinan para el sector.

El Plan de Abastecimiento de Gas Natural aquí presentado, constituye un instrumento de planeación que proporciona una evaluación de mayor rigor sobre disponibilidad y demanda de gas natural en el corto y mediano plazo, brindando certidumbre sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión.

Este análisis precisa la realización de proyectos estimados como estratégicos, para garantizar un desarrollo óptimo del sistema de transporte, bien sea por aumento de capacidad o desarrollo de nueva capacidad, cierre de mallas o redundancias. Igualmente, propone proyectos de suministro para que la demanda pueda ser atendida de forma eficiente y segura para contribuir al desarrollo de un sector que genere competitividad al país y propicie bienestar económico y social.

1 MARCO DE POLITICA Y REGULATORIO

En esta sección se enuncia el contexto normativo colombiano que rige la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se detalla la regulación aplicable a las distintas actividades que se desarrollan para la comercialización de esta fuente.

1.1 Marco de política del Plan Abastecimiento de Gas Natural

De acuerdo con el Artículo 365 del Capítulo 5 de la Constitución Política de Colombia, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Así mismo, el Estado mantiene la regulación, control y vigilancia de los servicios públicos, en procura de garantizar el mejoramiento continuo en la prestación de dichos servicios y la satisfacción del interés social.

La Ley 142 de 1994 señala que la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos domiciliarios esenciales y el Estado intervendrá en la prestación de los mismos para garantizar, entre otras, la calidad del bien y su disposición final, para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua e ininterrumpida. Igualmente, establece que es competencia privativa de la Nación planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.

En 2011 se expide el Decreto 2100 “Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, el cual establece en su Artículo 5 que los agentes que atienden demanda esencial están obligados a contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico.

La misma norma señala que, con base en los estudios elaborados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG- y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME-, el Ministerio de Minas y Energía determina: i) la conveniencia de incentivar la importación de gas natural y el desarrollo de nuevas fuentes de suministro, ii) la necesidad de establecer instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de gas natural.

En mayo de 2015, se promulga el Decreto 1073 “*Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*”, el cual compila normas reglamentarias preexistentes y se contrae a la normatividad vigente al momento de su expedición, en el artículo 2.2.2.2.28 señala que, con el objeto de orientar decisiones de los agentes y que las autoridades competentes cuenten con elementos para la adopción oportuna de las decisiones necesarias para garantizar el abastecimiento nacional gas natural en el corto, mediano y largo plazo, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan Indicativo de Abastecimiento de gas natural para un período de (10) años, el cual tendrá en cuenta la información en cuanto a la oferta de gas natural y bajo los lineamientos establecidos por el mismo Ministerio.

Por otra parte, en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se dispone que, como parte de la estrategia de expansión y consolidación del mercado de gas combustible mediante el

aseguramiento del abastecimiento y la confiabilidad, se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del Sistema Nacional de Transporte mediante el uso de mecanismos de competencia. Que dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar expansiones con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG.

Posteriormente, el Decreto 2345 de diciembre 3 de 2015 adicionó al Decreto 1073 de 2015, y estableció lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento de gas natural, agregando las siguientes definiciones:

Confiabilidad: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural para 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.

Y sobre el plan de abastecimiento de gas natural señaló que *“Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un plan de abastecimiento de gas natural para un periodo de diez (10) años, el cual deberá tener en cuenta, entre otros, la información de reservas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el consumo propio de gas natural de los productores, la declaración de producción de gas natural, las cantidades de gas exportadas e importadas y los costos de racionamiento”*.

De igual forma señala que el Ministerio de Minas y Energía establecerá los lineamientos que deberá contener el plan.

Bajo este contexto, se expide la Resolución MME 40052 de 2016, donde se indican los elementos mínimos que deberán tenerse en cuenta para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, los cuales se listan a continuación:

- Descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
- Identificación de los beneficiarios de cada proyecto.
- Análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas. Estos análisis de costo-beneficio deben considerar, entre otros, las fuentes de importación, los riesgos de desabastecimiento de cada una de ellas, y otros riesgos relevantes para los análisis.
- Indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio.
- Horizonte de planeamiento no inferior a diez (10) años

Adicionalmente, en el estudio técnico se tendrán en cuenta las obras con un beneficio superior a su costo, que sean requeridas para incorporar oportunamente volúmenes adicionales de gas natural al Sistema Nacional de Transporte -SNT- o a los sistemas aislados.

A través de la Resolución 40052 de 2016 y lo dispuesto en el Decreto 2345 de 2015, el Gobierno Nacional pretende identificar las acciones necesarias para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo, y la confiabilidad en la prestación del servicio ante fallas en la infraestructura. Por otra parte, el Decreto 2345 de 2015 señala que la CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

- *“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 caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.*
- *Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.*
- *Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.*
- *Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.*
- *Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.”*

En todo caso, la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos señalados anteriormente serán responsabilidad de la UPME, tal como se estableció en el Decreto 2345 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía.

1.2 Regulación

La regulación ha buscado legitimar los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: i) garantizar la calidad del bien objeto del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, ii) la ampliación permanente de la cobertura, iii) la prestación continua e ininterrumpida, iv) la prestación eficiente, v) la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

Con esto se pretende llegar con el servicio de gas natural al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

Desde el año 2012 se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la definición de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

La Tabla 1-1 resume por actividad y temática, la principal normativa vigente del sector del gas natural.

Tabla 1-1: Principales resoluciones de gas natural

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica	
Producción	Índice de abastecimiento y límite a las exportaciones: Res. MinMinas 181704 de 2011 Res. MinMinas 72472 de 2013	Precio punto de entrada al SNT: Res. CREG 088 de 2013	Res. CREG 147 de 2015		
	Reglamento de comercialización: Res. CREG 089 de 2013 Res. CREG 123 de 2013 Res. CREG 122 de 2013 Res. CREG 130 de 2013 Res. CREG 151 de 2013 Res. CREG 204 de 2013 Res. CREG 089 de 2014 Res. CREG 122 de 2014	Costo oportunidad gas dejado de exportar: Res. CREG 041 de 2013	Ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad: Res. CREG 062 de 2013 Res. CREG 152 de 2013 Res. CREG 022 de 2014 Res. CREG 183 de 2014.		
	Gestor del mercado: Res. CREG 123 de 2013 Res. CREG 150 de 2013 Res. CREG 200 de 2013 Res. CREG 021 de 2014 Res. CREG 090 de 2014 Res. CREG 021 de 2014 Res. CREG 094 de 2014	Mecanismos de cobertura en las subastas Res. CREG 065 de 2015. Res. CREG 170 de 2015.	Precios de suministro: Res. CREG 183 de 2014. Res. CREG 017 de 2015.		
	Restricciones a la integración vertical: Res. CREG 057 de 1996	Res. CREG 105 de 2015.			

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
	<p>Opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad: Res. CREG 106 de 2011 Res. CREG 025 de 2014</p> <p>Plan de abastecimiento de gas natural: Resolución MME 40052 de 2016</p> <p>Declaración de Producción Resolución MME 40052 de 2016</p>			
Transporte	<p>Reglamento Único de Transporte: Res. CREG 071 de 1999 (RUT) Res. CREG 084 de 2000 Res. CREG 102 de 2001 Res. CREG 014 de 2003 Res. CREG 054 de 2007 Res. CREG 033, 041, 077 y 154 de 2008 Res. CREG 130, 131 y 187 de 2009 Res. CREG 169 y 171 de 2011 Res. CREG 078 de 2013 Res. CREG 126 de 2013</p>	<p>Costo transporte por ductos: Res. CREG 126 de 2010 Res. CREG 047 de 2014</p> <p>Costo transporte terrestre de gas natural comprimido: Res. CREG 008 de 2005</p>		
Distribución	<p>Código de distribución de gas combustible: Res. CREG 067 de 1995 Res. CREG 127 de 2013</p>	<p>Fórmulas tarifarias distribución gas por red de tubería: Res. CREG 137 de 2013 Res. CREG 138 de 2013 Y sus modificaciones: Res. CREG 183 de 2013 Res. CREG 184 de 2013 Res. CREG 205 de 2013 Res. CREG 008 de 2014</p> <p>Cargos de distribución y comercialización: Res. CREG 202 de 2013</p>	<p>Res. CREG 100 de 2013</p>	<p>Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Res. 90902 de 2013</p> <p>Revisiones periódicas de instalaciones internas: Res. CREG 059 de 2012</p>

Fuente: CREG, UPME

2 CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

En esta sección, se muestra una prospectiva de la economía global y el mercado internacional del gas natural, enfocado en las reservas, oferta y demanda histórica. Así mismo, se presenta una introducción al comercio internacional actual del gas natural, tanto por gasoducto como por vía marítima, mediante los procesos de licuefacción y regasificación.

2.1 Coyuntura actual

El contexto internacional del sector energético siempre se ha caracterizado por su dinamismo, condicionado y subordinado a las transformaciones de la geopolítica, las fluctuaciones económicas y la evolución tecnológica, donde la industria de los hidrocarburos ha sido protagonista en la historia moderna del progreso de la sociedad. En la actualidad, como en el pasado, la situación política en el Medio Oriente es agitada, sumado a la incertidumbre sobre la evolución del régimen administrativo de algunos países de la OPEP, el desenlace del conflicto en Siria, el gas no convencional de Estados Unidos, el comportamiento de los grandes países consumidores agrupados en la OCDE¹, el desempeño económico de las economías asiáticas, entre otros, están generando afectaciones en el mercado global de los hidrocarburos.

Las proyecciones sobre la creciente oferta de hidrocarburos en Norteamérica y las expectativas de una demanda menor a la esperada hace algunos años para China e India, han exigido a los mercados de hidrocarburos a que se ajusten vía precios desde mediados de 2014. Lo anterior, junto con la competencia entre las naciones exportadoras por mantener su participación en el mercado, continúa presionado en los últimos meses a la baja los precios del petróleo (ver Gráfica 2-1), como ya venía ocurriendo desde septiembre del año 2014, con serias consecuencias macroeconómicas para muchas naciones y en general para la economía mundial, trayendo como consecuencia la presencia de países ganadores y otros perdedores.

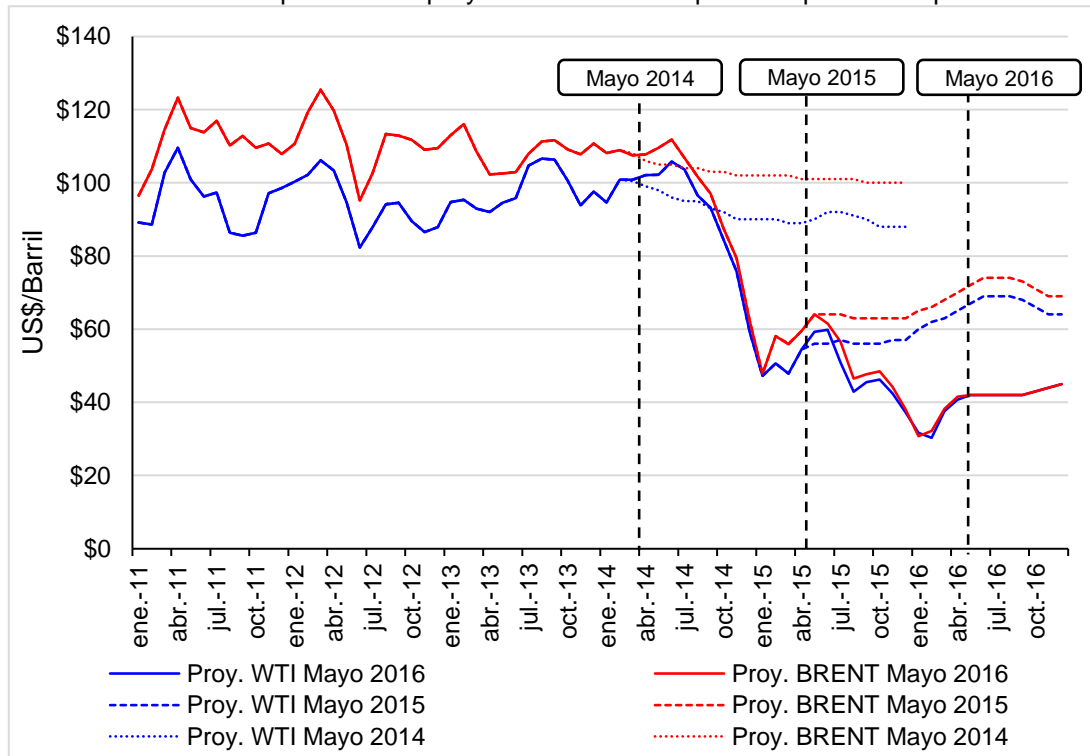
El conjunto de causas antes mencionadas originaron una especie de contra shock de precios que precipitó hasta los 30.32 USD/Barril el crudo Brent y 27.24 USD/Barril el WTI en febrero del 2016, lo cual viene produciendo un vaivén de precios con tendencia clara a la baja con algunos episodios de recuperación, que para algunos expertos la situación no mejorará en el mediano plazo, debido al exceso de oferta y factores geopolíticos.

Según Wood Mackenzie, la singularidad del mercado actual es que, tanto la demanda como la oferta tienden a ser inelásticas, y en el corto plazo no pueden ajustarse a una diferencia de precios. Además, en los últimos años la OPEP² desempeñó el rol de regulador de oferta y demanda, al recortar la producción o incrementarla para asegurar el balance entre dicha oferta y la demanda, minimizando la volatilidad de los precios. Sin embargo, desde hace algunos meses dejó de cumplir esa función, generándose al interior de la organización cierta división, ocasionando la situación actual.

1 Organización para la cooperación y el desarrollo
2 Organización de países exportadores de petróleo

Existe cierto consenso entre los analistas en que la recuperación de los bajos precios del petróleo podría darse cerca del 2018, y que en largo plazo el precio convergería al costo medio de producción de los yacimientos no convencionales, que estarían en el margen de la producción internacional (70 - 90 USD/barril, WTI). Por ello, se supone que la nueva proyección de precios del crudo próxima a publicarse por la Energy Information Administration (EIA) sea significativamente inferior a la del año 2015.

Gráfica 2-1: Comparación de proyecciones de corto plazo de precios de petróleo.



Fuente: EIA 2016; Cálculos: UPME.

2.2 Prospectiva económica mundial

La EIA³ estima que la economía mundial crecerá a una tasa promedio anual de 2.7% durante las próximas tres décadas, de manera que hacia el año 2035 el Producto Interno Bruto sea el doble respecto a su magnitud actual. Así, las naciones ahora en vía de desarrollo, creciendo a tasa mayores, lograrían duplicar el PIB de aquellas ahora desarrolladas, hacia mediados del presente siglo (ver Tabla 2-1 y Gráfica 2-2).

Tabla 2-1: Evolución económica regional

	PIB [Billones US\$ 2010]						Participación de las Regiones						Crecimiento de las Regiones				
	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
OCDE	45.483	53.365	58.993	64.657	70.611	77.249	66%	61%	59%	56%	54%	52%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%
<i>América</i>	18.440	22.566	25.585	28.757	32.166	36.120	27%	26%	25%	25%	25%	24%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%

3 Agencia internacional de Energía

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

	PIB [Billones US\$ 2010]						Participación de las Regiones						Crecimiento de las Regiones				
	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
Europa	18.833	21.535	23.540	25.466	27.401	29.488	27%	25%	23%	22%	21%	20%	1,7%	1,8%	1,6%	1,5%	1,5%
Asia Oceanía	8.209	9.263	9.868	10.434	11.044	11.642	12%	11%	10%	9%	8%	8%	1,5%	1,3%	1,1%	1,1%	1,1%
No-OCDE	23.544	33.431	41.370	50.061	59.911	71.031	34%	39%	41%	44%	46%	48%	4,5%	4,4%	3,9%	3,7%	3,5%
Euro-asía	2.654	3.138	3.669	4.239	4.891	5.533	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2,1%	3,2%	2,9%	2,9%	2,5%
Asia	12.271	19.246	24.402	30.021	36.334	43.472	18%	22%	24%	26%	28%	29%	5,8%	4,9%	4,2%	3,9%	3,7%
África	2.004	2.840	3.576	4.514	5.706	7.203	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4,5%	4,7%	4,8%	4,8%	4,8%
Latinoamérica	4.160	4.935	5.729	6.523	7.389	8.368	3%	3%	4%	4%	4%	5%	2,2%	3,0%	2,6%	2,5%	2,5%
Medio Oriente	2.454	3.271	3.993	4.765	5.591	6.454	6%	6%	6%	6%	6%	6%	3,7%	4,1%	3,6%	3,2%	2,9%
Total Mundo	69.027	86.796	100.362	114.718	130.522	148.280	100%	100%	100%	100%	100%	100%	2,9%	2,9%	2,7%	2,6%	2,6%

Fuente: EIA 2016; Cálculos: UPME.

Se espera que China en 2030 sobrepase a los Estados Unidos como la mayor economía del mundo (en términos de poder de paridad de compra) y que en las próximas décadas siga aumentando su ventaja frente a la economía norteamericana. La India se haría la tercera economía mundial hacia el año 2030 y la segunda en el 2050, sobrepasando a los Estados Unidos.

Las economías emergentes como Brasil, Rusia, México e Indonesia podrían sobrepasar a naciones como el Reino Unido, Alemania y Francia a mediados del presente siglo. Colombia, si bien mantendría una significativa tasa de crecimiento en relación con sus vecinos Latinoamericanos, mantendría su lugar a escala mundial como número 30 (ver Tabla 2-2).

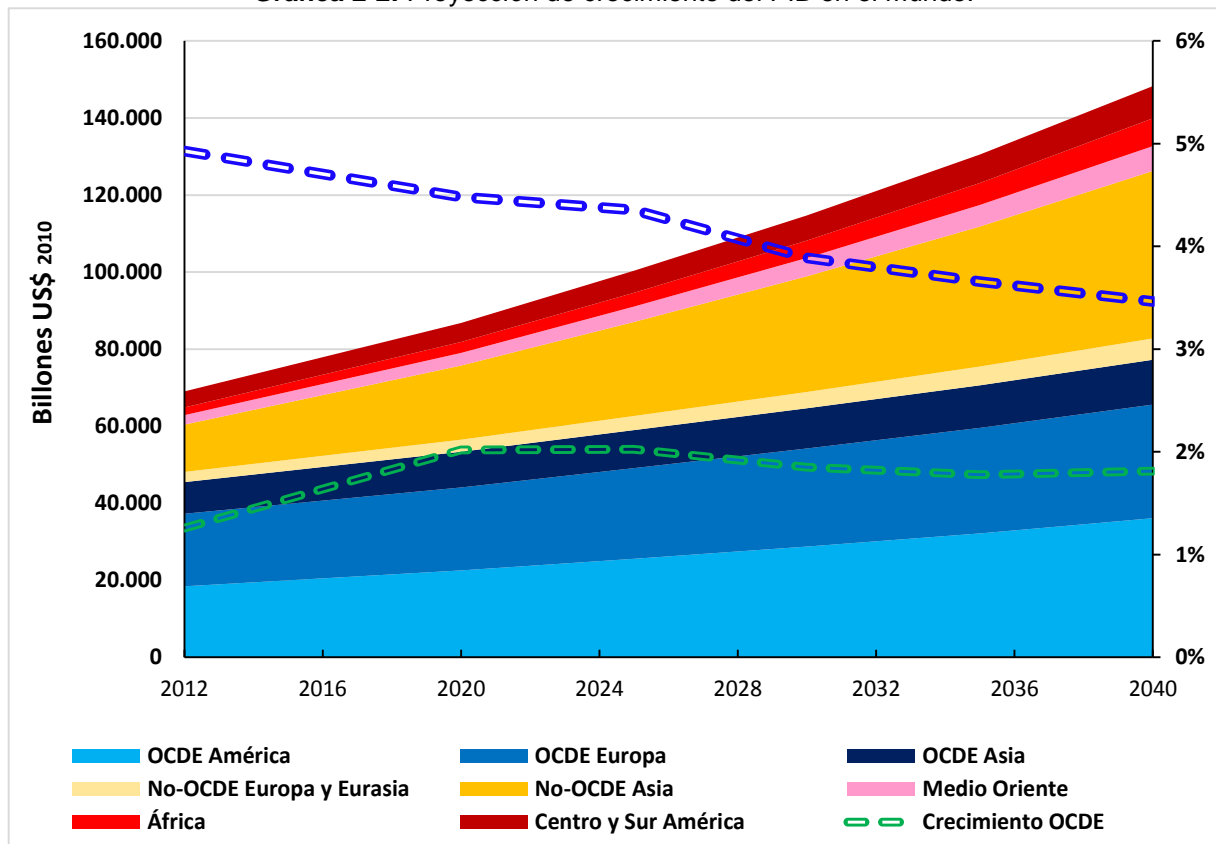
Tabla 2-2: Evolución de las principales economías del mundo.

Posición	2014		2030		2050	
	País	GDP*	País	GDP*	País	GDP*
1	China	17.632	China	36.112	China	61.079
2	Estados Unidos	17.416	Estados Unidos	25.451	India	42.205
3	India	7.277	India	17.138	Estados Unidos	41.384
4	Japón	4.788	Japón	6.006	Indonesia	12.210
5	Alemania	3.621	Indonesia	5.486	Brasil	9.164
6	Rusia	3.559	Brasil	4.996	Méjico	8.014
7	Brasil	3.073	Rusia	4.854	Japón	7.914
8	Francia	2.587	Alemania	4.590	Rusia	7.575
9	Indonesia	2.554	Méjico	3.985	Nigeria	7.345
10	Reino Unido	2.435	Reino Unido	3.586	Alemania	6.338
11	Méjico	2.143	Francia	3.418	Reino Unido	5.744
12	Italia	2.066	Arabia Saudita	3.212	Arabia Saudita	5.488
13	Corea del Sur	1.790	Corea del Sur	2.818	Francia	5.207
14	Arabia Saudita	1.652	Turquía	2.714	Turquía	5.102
15	Canadá	1.579	Italia	2.591	Pakistán	4.253
16	España	1.534	Nigeria	2.566	Egipto	4.239
17	Turquía	1.512	Canadá	2.219	Corea del Sur	4.142

Posición	2014		2030		2050	
	País	GDP*	País	GDP*	País	GDP*
18	Irán	1.284	España	2.175	Italia	3.617
19	Australia	1.100	Irán	1.914	Canadá	3.583
20	Nigeria	1.058	Egipto	1.854	Filipinas	3.516
21	Tailandia	990	Tailandia	1847	Tailandia	3510
22	Egipto	945	Pakistán	1832	Vietnam	3430
23	Polonia	941	Australia	1707	Bangladesh	3367
24	Argentina	927	Malasia	1554	Malasia	3327
25	Pakistán	884	Polonia	1515	Irán	3224
26	Holanda	798	Filipinas	1508	España	3099
27	Malasia	747	Argentina	1362	Sudáfrica	3026
28	Filipinas	695	Vietnam	1313	Australia	2903
29	Sudáfrica	683	Bangladesh	1291	Colombia	2785
30	Colombia	642	Colombia	1255	Argentina	2455
31	Bangladesh	536	Sudáfrica	1249	Polonia	2422
32	Vietnam	509	Holanda	1066	Holanda	1581

Fuente: www.pwc.co.uk/economics

Gráfica 2-2: Proyección de crecimiento del PIB en el mundo.



Fuente: Energy Information Administration EIA 2016– Oxford Economics

A nivel agregado, se prevé que las siete grandes economías emergentes –E7 (China, India, Brasil, Rusia, Indonesia, México and Turquía) sobrepasen a las siete grandes y tradicionales economías del mundo G7 (Estados Unidos, Japón, Alemania, Reino Unido, Francia, Italia y Canadá) hacia el año 2017, lo anterior favorecido por la recuperación desde la crisis de finales de la década pasada. La diferencia entre ambos grupos continuará, de manera que hacia el año 2040 los E7 contarían con un Producto Interno Bruto casi 65% mayor a los G7 (en términos de poder de paridad de compra).

No obstante, en valores per cápita, los E7 mantendrían un importante rezago respecto a los G7, aunque menor a la actual (por ejemplo, el PIB per cápita de China respecto al de los Estados Unidos aumentaría de 23% a 42% entre 2014 y 2050). En general, se tiene que el orden actual de los cinco primeros países se mantendría, aunque en lugares posteriores sería notable el ascenso de Rusia, Turquía, México, Brasil y China.

2.3 Prospectiva energética global

El escenario base (Current Policies) de la Agencia Internacional de Energía estima que hacia el año 2040 el consumo energético mundial sea un 48% superior al actual, con un crecimiento promedio anual de 1.4%, la mitad del crecimiento previsto para la economía. Esto indicaría una economía cada vez menos intensiva en el uso de la energía, dinamizada por los sectores de servicios y la industria ligera, a lo cual también contribuyen políticas de eficiencia en el consumo energético en un ambiente de precios creciente, a pesar de la coyuntura actual (ver Tabla 2-3).

Tabla 2-3: Proyección del consumo energético mundial según fuentes.

	Demanda de Energía Primaria (QBTU)						Participación de las fuentes						Crecimiento de la demanda				
	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
<i>Petróleo</i>	184	204	213	222	233	246	33%	32%	32%	31%	30%	30%	1,3%	0,8%	0,9%	1,0%	1,1%
<i>Gas Natural</i>	124	138	155	173	193	211	23%	22%	23%	24%	25%	26%	1,3%	2,3%	2,3%	2,1%	1,9%
<i>Carbón</i>	153	169	173	174	177	180	28%	27%	26%	24%	23%	22%	1,2%	0,5%	0,1%	0,3%	0,4%
<i>Nuclear</i>	24	31	35	40	43	46	4%	5%	5%	6%	6%	6%	3,0%	2,3%	3,1%	1,5%	1,2%
<i>Otros</i>	64	87	99	108	119	131	12%	14%	15%	15%	16%	16%	4,0%	2,6%	1,8%	2,0%	1,9%
Total	549	629	674	718	766	815	100%	100%	100%	100%	100%	100%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%

Fuente: World Energy Outlook 2016 – IEA, Cálculos UPME

A escala regional se prevé que los países desarrollados agrupados en la OECD apenas incrementen su consumo a una tasa de 0.5% promedio anual en los próximos 25 años, mientras que aquellos en desarrollo lo hagan a una tasa de 2%, con la consecuente pérdida de participación de los primeros (ver Tabla 2-4).

Tabla 2-4: Proyección del consumo energético mundial según regiones.

	Demanda de Energía Primaria (QBTU)						Participación de las fuentes						Crecimiento de la demanda				
	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
OCDE	238	254	261	267	274	282	43%	40%	39%	37%	36%	35%	0,8%	0,5%	0,5%	0,5%	0,6%
<i>América</i>	118	126	128	131	134	138	21%	20%	19%	18%	17%	17%	0,8%	0,4%	0,4%	0,5%	0,6%
<i>Europa</i>	81	85	87	90	93	96	15%	13%	13%	13%	12%	12%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
<i>Asia Oceanía</i>	39	43	45	46	47	48	7%	7%	7%	6%	6%	6%	1,3%	0,8%	0,5%	0,5%	0,4%

	Demanda de Energía Primaria (QBTU)						Participación de las fuentes						Crecimiento de la demanda				
	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
No-OCDE	311	375	413	451	491	533	57%	60%	61%	63%	64%	65%	2,4%	2,0%	1,7%	1,7%	1,6%
<i>Euro-Asia</i>	51	52	55	56	58	58	9%	8%	8%	8%	8%	7%	0,3%	1,1%	0,6%	0,5%	-0,1%
<i>Asia</i>	176	223	246	270	295	322	32%	35%	37%	38%	39%	40%	3,0%	2,0%	1,8%	1,8%	1,8%
<i>África</i>	32	41	45	51	57	62	6%	6%	7%	7%	7%	8%	3,2%	2,2%	2,2%	2,2%	1,8%
<i>Latinoamérica</i>	22	26	30	34	38	44	4%	4%	4%	5%	5%	5%	2,5%	2,8%	2,4%	2,6%	2,7%
<i>Medio Oriente</i>	31	33	37	40	43	47	6%	5%	5%	6%	6%	6%	1,0%	1,9%	1,6%	1,7%	1,8%
Total Mundo	549	629	674	718	766	815	100%	100%	100%	100%	100%	100%	1,7%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%

Fuente: World Energy Outlook 2016 – IEA, Cálculos: UPME

De otra parte, en las siguientes décadas se presentaría una reducción de la participación del consumo de petróleo y del carbón, explicado por un incremento de la participación del gas natural, la energía nuclear, y otros tipos de energía como los renovables. En el agregado, las fuentes fósiles reducirían su aporte de 84% a 78% hacia el año 2040, donde la participación relativa de tales fuentes sería casi equitativa entre carbón, gas natural, petróleo y fuentes renovables (nuclear, hidroenergía, biomasa, etc.).

No obstante lo anterior, seguir dependiendo masivamente de fuentes fósiles llevaría al planeta por la senda de un incremento de temperatura de 3.6°C, muy por encima de la meta internacional de 2°C, con consecuencias sobre los regímenes climáticos y en general sobre la vida de la población futura. El llamado general sigue siendo a que los hacedores de política de todas las naciones adelanten conjuntamente reformas y regulación para promover el uso de las fuentes menos contaminantes y a racionalizar el consumo de una población creciente y cada vez con mayor nivel de ingresos.

Si bien la prospectiva general para el petróleo señala un mercado bien abastecido, en el futuro se prevén desafíos para adelantar las inversiones en el Medio Oriente en un ambiente de inestabilidad política, así como para suplir los grandes capitales requeridos para extraer los hidrocarburos brasileños en aguas profundas.

Igualmente, las cuestiones técnicas aún no resueltas para la producción en las arenas bituminosas canadienses, y los riesgos ambientales no completamente conjurados para la extracción de hidrocarburos no convencionales, son temas que generan incertidumbre sobre los posibles niveles de oferta y el precio del petróleo en las próximas décadas⁴.

Entre los combustibles fósiles, el gas natural es aquel con la mayor tasa de crecimiento gracias a factores como la menor emisión de contaminantes ambientales y por su mayor disponibilidad en un creciente mercado internacional de gas natural licuado a precios menores, gracias a las nuevas reservas encontradas en los Estados Unidos. Sin embargo, al igual que con el petróleo, la evolución de la producción dependerá de un precio que lo viabilice, así como de una regulación que permite el desarrollo de los nuevos recursos ahora considerados no convencionales.

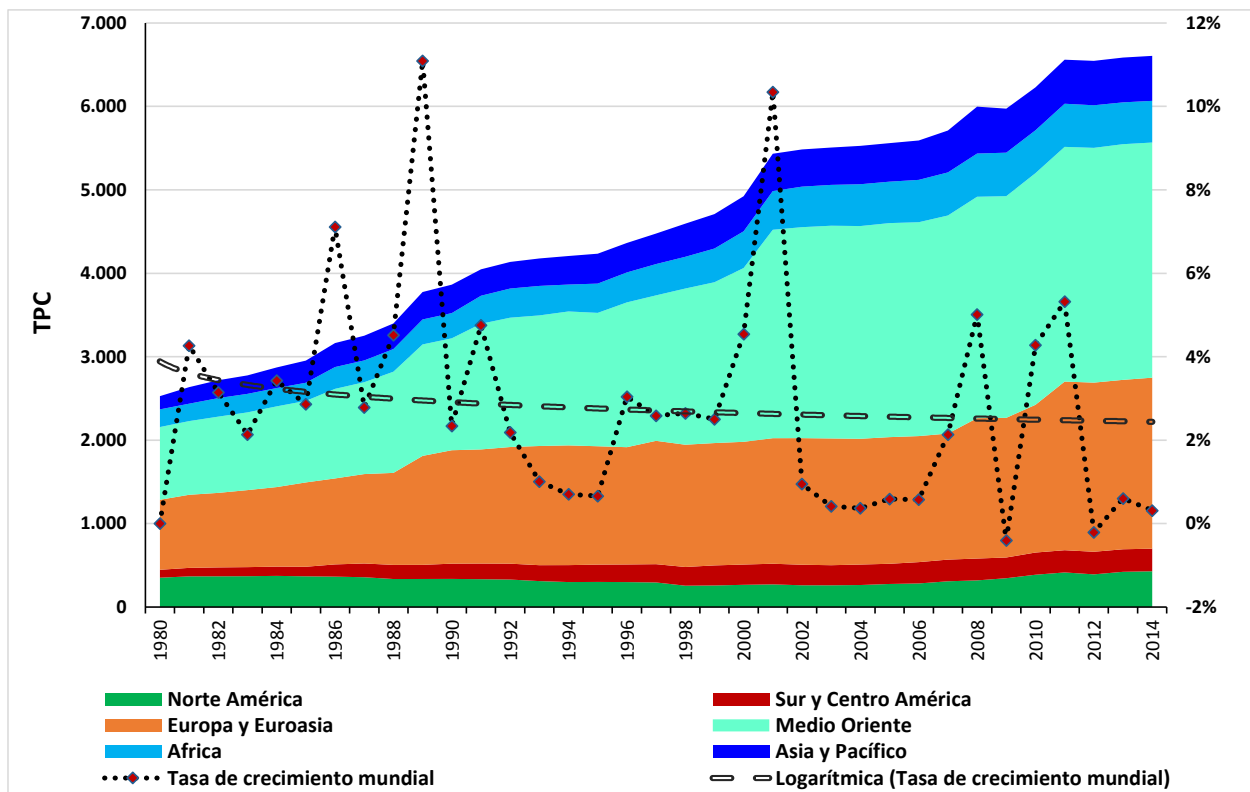
4 World Energy Outlook 2015 –IEA.

2.4 Prospectiva global del gas natural

2.4.1 Reservas y producción

Una mirada a la evolución histórica de las reservas probadas de gas natural mundial, señala que durante el periodo comprendido entre 1980 y el 2014, las reservas probadas crecieron a una tasa de 1.42% promedio año, pasando de 2,527 TPC⁵ a 6,605 TPC. De este volumen, aproximadamente el 80% se localiza en 10 países. Si bien tales reservas han aumentado, lo han hecho a una tasa cada vez menor (ver Gráfica 2-3).

Gráfica 2-3: Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural 2014



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Cálculos UPME.

La región de Medio Oriente dispone del mayor volumen de reservas probadas con 2,818 TPC y una participación del 42.7% de las reservas a nivel mundial. Le sigue en su orden la región de Europa y Euroasia con un volumen de 2,049 TPC. El tercer lugar es ocupado por la región de Asia-Pacífico que cuenta con 539 TPC, luego Norte América con 429 TPC y la región de Sudamérica, con un volumen de reservas probadas de 270.6 TPC.

Rusia posee las mayores reservas probadas de gas natural en el mundo, con cerca de 1,688 TPC, que representan aproximadamente una cuarta parte del total y se encuentran en Siberia.

5 Tera Pies Cúbicos

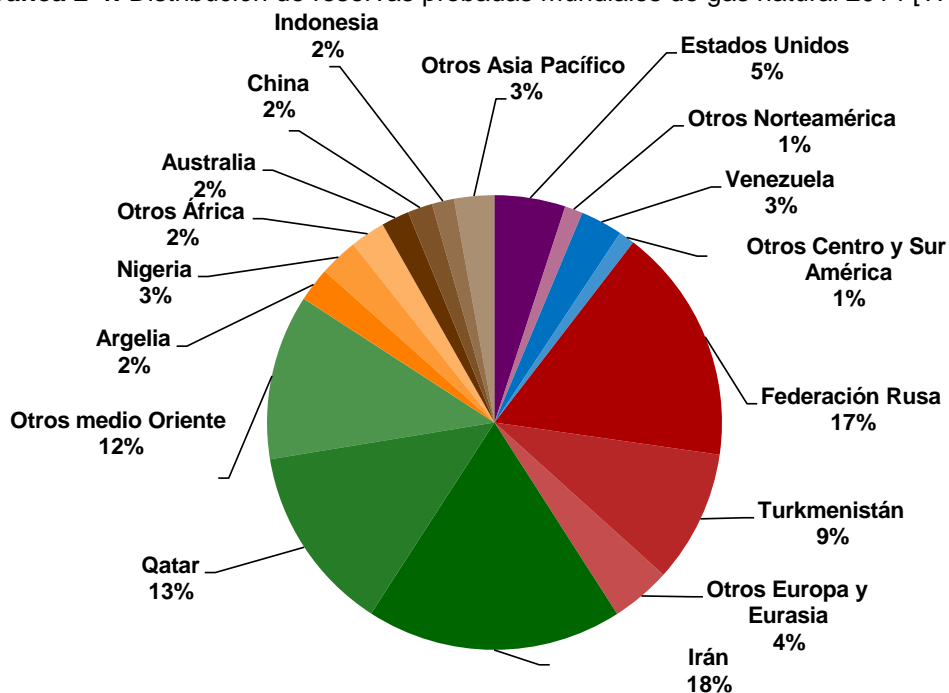
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



Por su parte Irán ocupa la segunda posición con reservas probadas de aproximadamente 1,187 TPC.

Qatar dispone de aproximadamente 885.3 TPC de reservas probadas, ubicándose en el tercer lugar con un 13.4% de las reservas totales, y es el mayor proveedor de GNL del mundo, contando además con el yacimiento de gas libre más grande del mundo. El cuarto lugar es ocupado por Turkmenistán en Asia Central y sus reservas probadas son cercanas a 353.1 TPC, que equivalen al 5.4% de las reservas totales, y en la quinta posición se encuentra Estados Unidos con 334 TPC. En su orden le siguen Arabia Saudita, Emiratos Árabes, Venezuela, Nigeria y Argelia. (ver Gráfica 2-4).

Gráfica 2-4: Distribución de reservas probadas mundiales de gas natural 2014 [TPC].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Cálculos UPME.

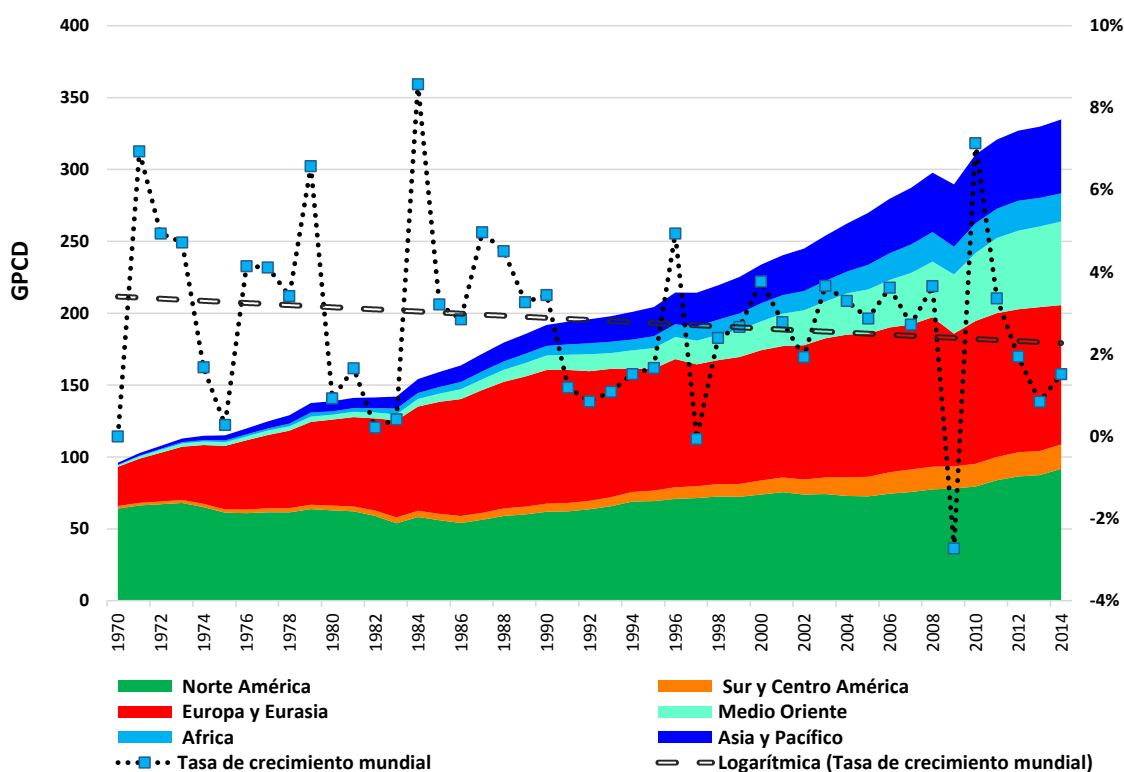
Es de anotar que la tecnología disponible actualmente para recuperación de los recursos de gas atrapados en rocas de esquisto (shale gas), tiende a modificar el mapa mundial de reservas de gas, toda vez que los estudios realizados por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos indican la existencia de más de 7,576 TPC de reservas de este tipo que son técnicamente recuperables. Las mismas están distribuidas en 46 países, entre los cuales los de mayor potencial son China con 1,115 TPC, seguida por Argentina con 802 TPC, Argelia con 707 TPC y Estados Unidos con 665 TPC, que corresponden al 34% de las reservas totales de gas natural de esa nación.

Según el estudio antes mencionado, el desarrollo del mercado de los recursos de esquisto fuera de los Estados Unidos dependerá de sus propios costos de producción, volúmenes y precios en boca de pozo, pero principalmente, de la reglamentación de carácter ambiental en cada uno de los países. En muchos casos, incluso pequeñas diferencias en costos, buena productividad, o

ambos factores, hacen la diferencia entre un recurso que puede cambiar el mercado y otro que es económicamente irrelevante con los precios actuales de mercado.

Una mirada a la evolución histórica de la producción de gas natural señala que durante el periodo comprendido entre 1970 y el 2014, la producción mundial de gas natural pasó de 96 GPCD a 334.8 GPCD, lo que representa un aumento del 250%, y una tasa de crecimiento promedio año de 3% en el horizonte de análisis. Regionalmente, la de mayor tasa de crecimiento es la de África con 10.2% promedio año, seguida de Medio Oriente con 9.6% y en tercer lugar se encuentra Asia Pacífico con 8.3%. (Ver Gráfica 2-5).

Gráfica 2-5: Evolución de la producción mundial de gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Cálculos UPME.

La región Centro y Sur América ha alcanzado un crecimiento de producción del 5.3% promedio año, en tanto que la de Europa y Eurasia lograron el 2.9%. Norteamérica solamente ostenta un 0.8%, pese a los esfuerzos que desde 2008 viene realizando Estados Unidos para incrementar su oferta de gas natural.

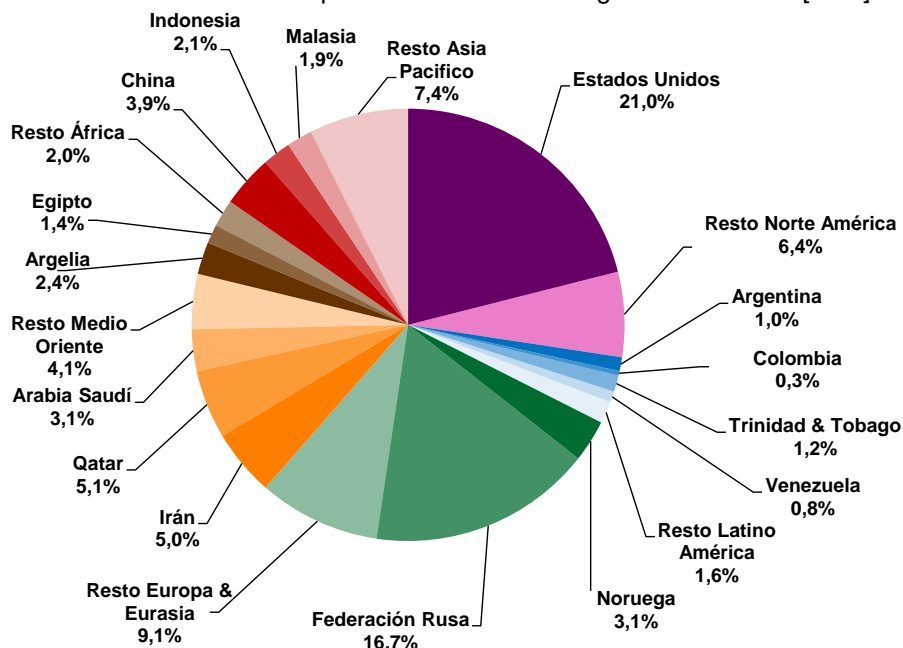
Durante el año 2014 la producción mundial de gas natural incrementó 1.6% respecto del 2013, pasando de 329.8 GPCD a 334.8 GPCD, la cual fue impulsada por el aumento de producción en Estados Unidos y la Federación Rusa, con 70.5 GPCD y 56 GPCD respectivamente.

La región de Europa y Euroasia fue la de mayor producción con un volumen de producción de 96.9 GPCD, lo que significó una disminución de 3.1% respecto a 2013. Le siguieron en su orden: la región de Norte América, que presentó un volumen de 91.7 GPCD; luego la región de Medio

Oriente, que alcanzó una producción de 58.1 GPCD; Asia-Pacífico, que produjo 51.3 GPCD; y la región de África, que mostró una disminución, ubicándose en 19.6 GPCD.

Así mismo, la región Sudamérica tuvo una producción de 16.9 GPCD, un punto porcentual más que 2013. En América Latina y el Caribe los mayores productores fueron Trinidad y Tobago, Argentina y Venezuela con 4.1 GPCD, 3.4 GPCD y 2.8 GPCD, respectivamente (ver Gráfica 2-6).

Gráfica 2-6: Distribución de producción mundial de gas natural 2014 [TPC].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Cálculos: UPME.

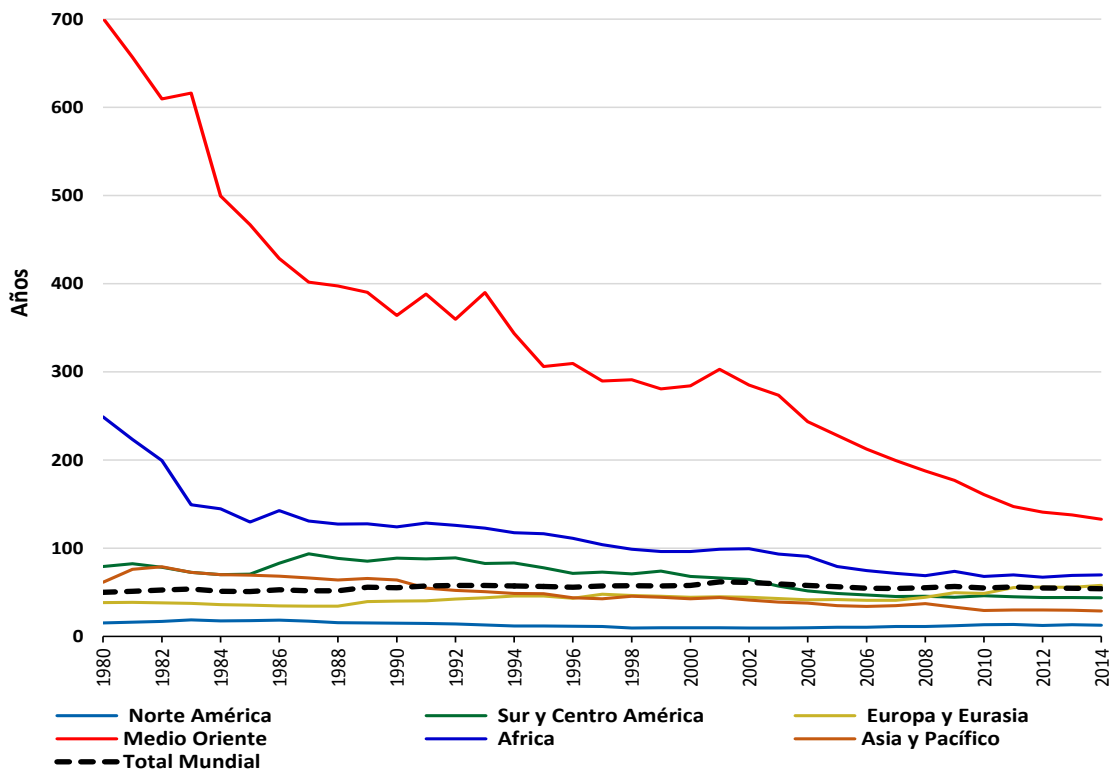
En cuanto al indicador Reservas Probadas/Producción de gas natural, este se ha mantenido casi igual durante los últimos treinta años, con un valor un tanto superior a los cincuenta años. El año 2014 este valor alcanzaba una magnitud de 54 años, siendo notable que en Medio Oriente este valor supera los 133 años, aunque ha venido disminuyendo de manera progresiva en las tres últimas décadas. (Ver Gráfica 2-7).

En la región de África se nota un descenso pronunciado del indicador R/P en el periodo comprendido entre 1980-1990, que se mantiene en continua disminución hasta el 2010. Luego de esta fecha se mantiene constante en cerca de 75 años. La región de Centro y Sur América tienen una relación Reservas /Producción que se mantiene constante en 45 años, mientras que Norte América dispone de alrededor de 13 años, constituyéndose en la región con el indicador más bajo.

La región de mayor consumo cuenta con un indicador de 28 años, que la hace vulnerable al abastecimiento futuro, salvo un desarrollo acelerado de los recursos no convencionales, especialmente en China.

Europa y Eurasia poseen una R/P de 43 años que les permite contar con el gas para su abastecimiento como región, pues individualmente muchos de los países de dicha área no cuentan con reservas

Gráfica 2-7: Evolución mundial de la relación reservas/producción de gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Cálculos: UPME.

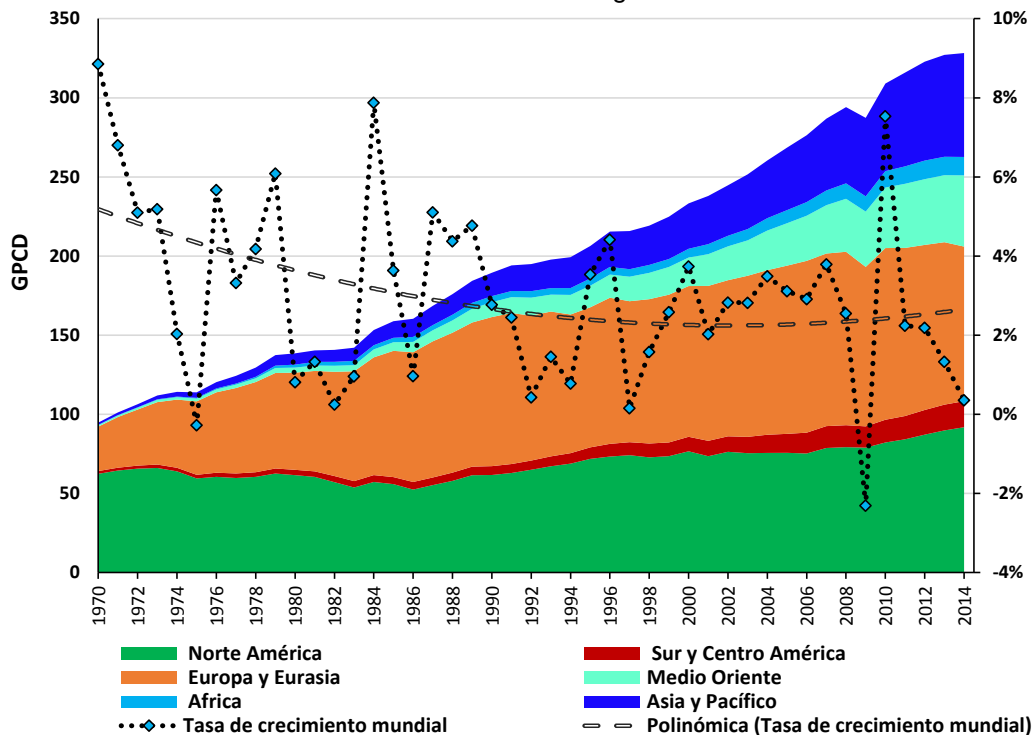
2.4.2 Consumo de gas natural

Durante el año 2014, el consumo mundial de gas natural llegó a 328.3 GPCD representando un aumento promedio de 0.4% frente a 2013. La región de Europa y Eurasia consumieron cerca del 29.6% del total, seguida de Norteamérica con 28.3% y Asia Pacífico de 20%. La tasa total de crecimiento promedio anual del consumo mundial entre 2000 y 2014 ha sido de 2.5%, destacándose las regiones de Medio Oriente con 6.8% y Asia Pacífico con 6.1%, mientras que la de menor tasa fue Europa y Asia con un 0.2%. (Ver Gráfica 2-8).

En contraste, las regiones de Medio Oriente y Asia Pacífico de manera conjunta, consumieron en 2014 el 33.6% del total, en tanto que Centro y Sudamérica fueron responsables por tan sólo el 5%. La región asiática con Japón, China e India sumaron un consumo del 65.7 GPCD, disminuyendo con respecto a años anteriores, especialmente Japón. Sin embargo, es un mercado robusto, aún con la modulación de la tasa de crecimiento de las economías de la zona, particularmente de China.

Durante el mismo año, el mayor consumo lo hizo Estados Unidos y la Federación Rusa con 73 GPCD y 40 GPCD respectivamente, en tanto que China y Japón consumieron 17.9 GPCD y 10.9GPCD cada uno. En América Latina y el Caribe los mayores consumidores fueron Argentina con 5 GPCD y Brasil con 4 GPCD. La participación relativa de Estados Unidos en el consumo total es la más alta con 22.7%, seguida por la Federación Rusa que llegó a 12%. (Ver Gráfica 2-9).

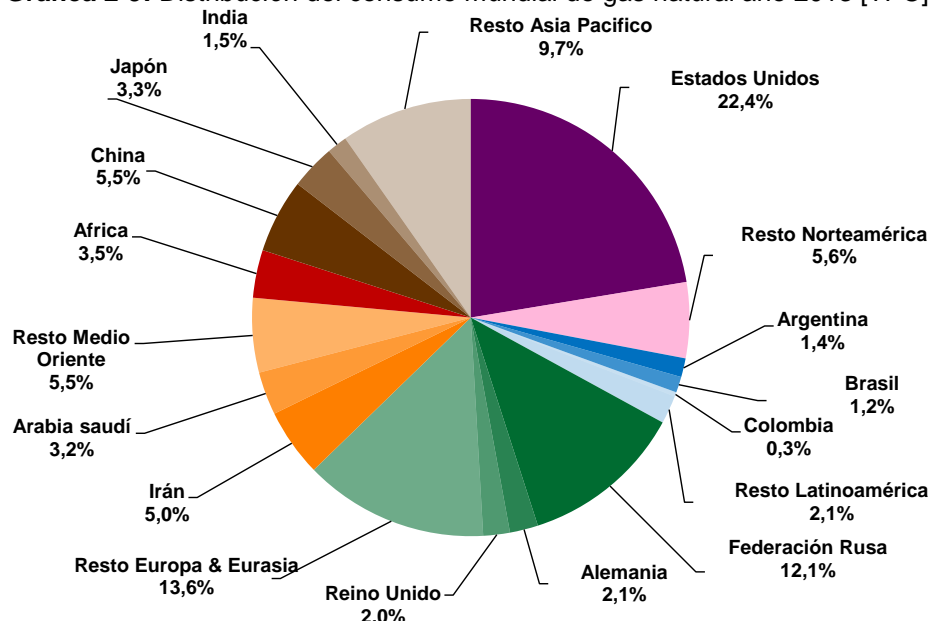
Gráfica 2-8: Evolución del consumo de gas natural en el mundo



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Cálculos: UPME

El consumo europeo se ha mostrado menos pujante por el poco dinamismo de las economías y la competencia del carbón procedente de Estados Unidos en generación eléctrica. Sin embargo, después de COP21 se estima un cambio importante en la canasta energética, debido a la presión existente para el descenso de generación de gases de efecto invernadero.

Gráfica 2-9: Distribución del consumo mundial de gas natural año 2013 [TPC].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Cálculos UPME.

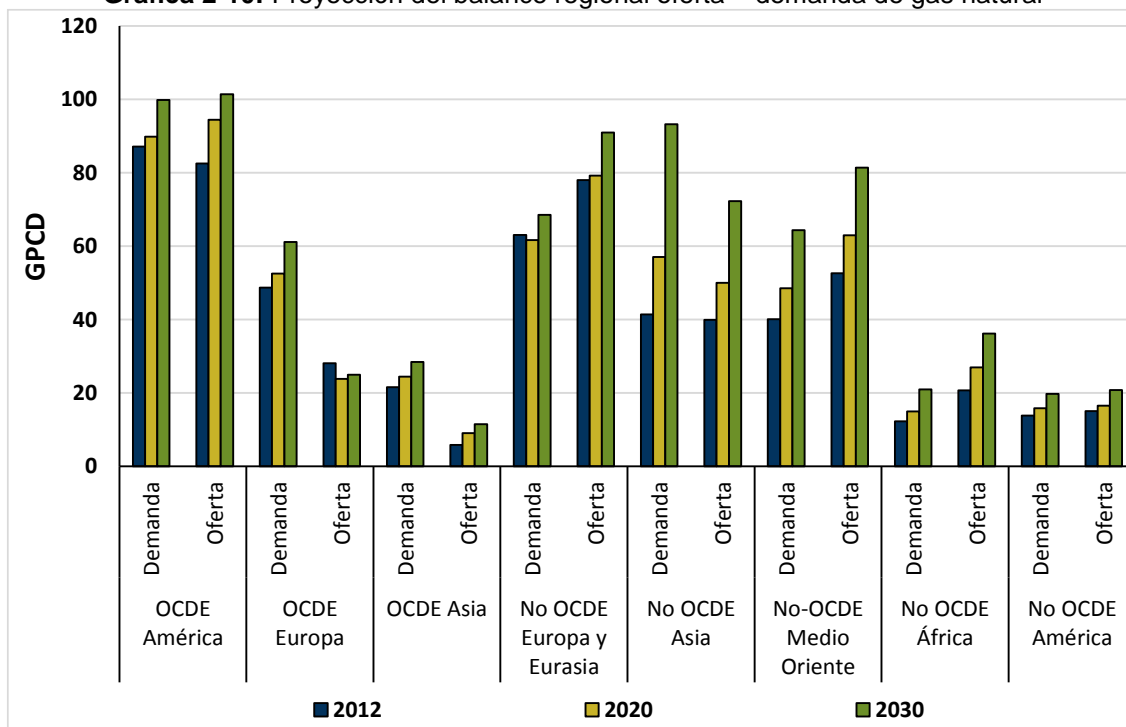
Los países de OCDE en conjunto consumieron el 46.7% del total global, en tanto que los No OCDE fueron responsables por el 53.3%. El comportamiento mostrado por los dos grupos de países da cuenta de una tasa de crecimiento promedio año de 1,1% para los pertenecientes a OCDE y de 3.9% para el resto, significando un cambio importante en la demanda de energía en las economías menos emergentes.

2.4.3 Balance oferta - demanda

El balance de gas natural para cada una de las regiones del mundo se definió como la diferencia entre la producción y el consumo para cada una de éstas en el año de referencia. Con éstos resultados se pueden determinar los déficits y excedentes, según sea el caso, los cuales son compensados gracias al comercio internacional de este combustible a través de gasoductos, o vía marítima como Gas Natural Licuado –GNL-.

La Gráfica 2-10 presenta una proyección para diferentes regiones económicas de tal balance: en Norteamérica se reconoce un equilibrio frágil de corto plazo, pero con grandes perspectivas de superávit futuro, con lo cual esta región podrá convertirse en un exportador natural.

Gráfica 2-10: Proyección del balance regional oferta – demanda de gas natural



Fuente: World Energy Outlook 2016 -EIA. Cálculos UPME.

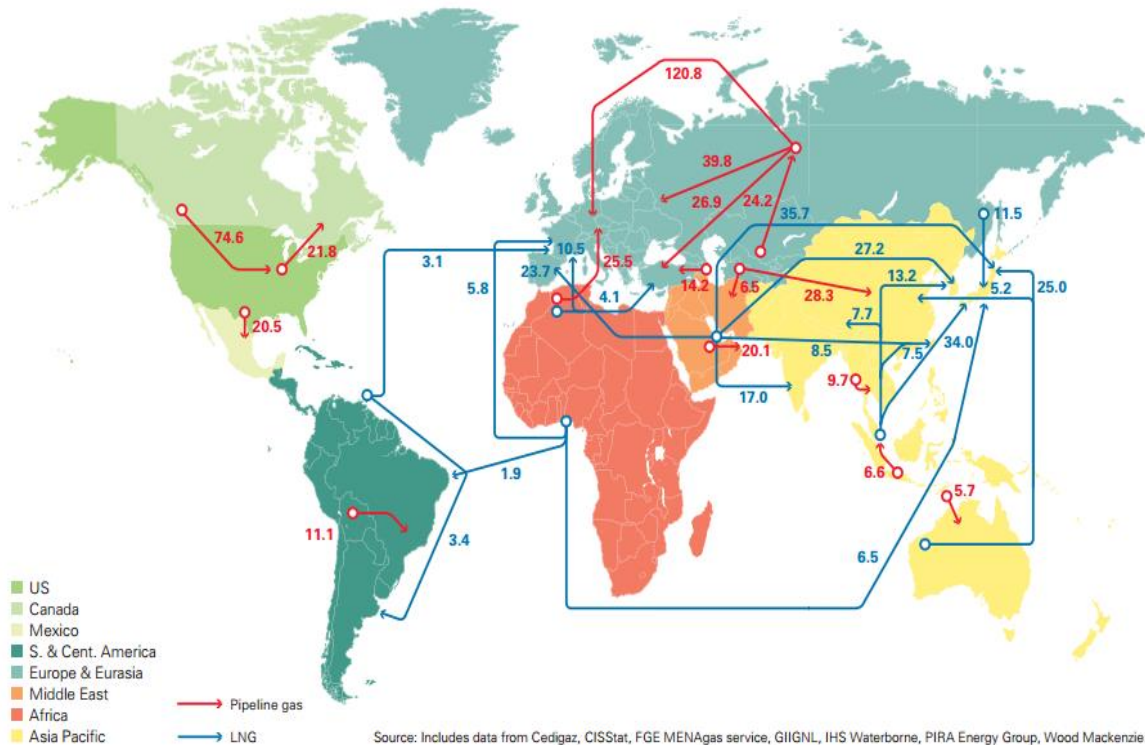
En Medio Oriente, África y Centro y Sudamérica, presentan similitudes, pues en los tres casos la demanda de gas natural se ha abastecido con producto local, pese al aumento progresivo del consumo local. Por lo anterior, cuentan con excedentes crecientes que permitirían suplir las necesidades de otras zonas geográficas.

En el continente asiático se identifica un creciente desequilibrio, explicado por los mayores consumos de gas natural con destino al sector termoeléctrico en Japón y la demanda de grandes

naciones emergentes como China e India. Los países desarrollados de Europa mantienen un creciente déficit es cubierto principalmente por los excedentes de las naciones de Eurasia y del norte de África.

Como ya se mencionó, los excedentes de gas natural se comercializan actualmente entre distintos países y regiones (ver Gráfica 2-11). Durante el año 2014, se comercializaron cerca de 997,2 billones de metros cúbicos de gas natural, donde 663.9 billones de metros cúbicos fueron movilizados vía gasoducto y 333.3 billones de metros cúbicos a través de los llamados buques metaneros.

Gráfica 2-11: Flujos de gas natural en el año 2014 [Billones de metros cúbicos⁶].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015.

Es notable la dependencia de Europa de las importaciones de África, Eurasia y el Medio Oriente. El continente americano casi que se abastece a sí mismo, teniendo como participantes extranjeros a Nigeria y Qatar, pero con grandes expectativas de disponer a mediados de 2016 de importantes excedentes por parte de Estados Unidos para el comercio exterior (ver Tabla 2-5 y Tabla 2-6).

Para muchos expertos, los precios actuales de GNL consolidarán el desarrollo de proyectos de regasificación y de intercambios comerciales a nivel global, promoviendo el desarrollo de mercado cada día más global pero conservando ciertas particularidades a nivel de cuencas.

6 Un billón de metros cúbicos corresponde aproximadamente a 35.3 GPC (giga pies cúbicos)

Tabla 2-5: Comercio internacional de gas natural licuado, año 2014.⁷

HASTA DESDE	Estados Unidos*	Brasil*	Trinidad y Tobago	Perú	Noruega	Otros países de Europa *	Rusia	Omán	Catar	Emiratos Árabes Unidos	Yemen	Argelia	Angola	Egipto	Guinea Ecuatorial	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malasia	Papúa Nueva Guinea	Corea del Sur*	Importaciones Totales	
Estados Unidos	-	-	1	-	0	0	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Canadá	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
México	-	-	0	4	0	0	-	-	1	-	-	-	-	-	-	2	-	-	0	-	-	-	-	9
Norteamérica	-	-	2	4	0	0	-	-	1	-	0	-	-	-	-	2	-	-	0	-	-	-	-	12
Argentina	-	0	3	-	0	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	7
Brasil	0	-	2	-	1	2	-	-	1	-	-	0	0	-	0	2	-	-	-	-	-	-	-	8
Chile	-	-	4	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Otros -	-	-	3	-	0	0	-	-	0	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	3
Sur y Centro América	0	0	12	-	1	3	-	-	2	-	-	0	0	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	21
Bélgica	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Francia	-	-	0	0	0	0	-	-	1	-	-	4	-	-	0	1	-	-	-	-	-	-	-	7
Italia	-	-	0	-	-	0	-	-	4	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
España	-	-	2	1	1	0	-	0	3	-	-	5	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	15
Turquía	-	-	0	-	0	0	-	-	1	-	-	4	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	7
Reino Unido	-	-	0	-	-	-	-	-	10	-	-	1	-	-	-	†	-	-	-	-	-	-	-	11
Otros	-	-	1	-	1	0	-	-	1	-	-	1	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	4
Europa y Eurasia	-	-	3	1	3	1	-	0	24	-	-	15	-	-	0	6	-	-	-	-	-	-	-	52
Medio Oriente	-	-	1	-	-	0	-	0	2	-	0	-	-	-	-	1	0	-	-	0	-	-	-	5
China	-	-	0	-	0	0	0	0	9	-	1	0	0	0	1	1	5	0	3	4	0	0	0	27
India	-	-	0	-	0	0	-	0	16	0	1	0	-	-	-	1	-	-	-	0	-	0	0	19
Japón	0	-	0	0	0	1	11	5	22	8	1	1	0	0	1	6	25	6	8	20	3	-	-	121
Malasia	-	-	-	-	0	0	-	-	0	-	0	1	-	0	-	0	0	0	-	0	-	-	-	2
Singapur	-	-	0	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	0	-	-	-	-	3
Corea del Sur	-	-	0	-	0	2	3	5	18	0	4	1	0	0	0	4	1	1	7	5	-	-	-	51
Taiwán	-	-	0	-	-	0	0	0	8	-	0	0	-	-	0	0	0	1	3	4	1	-	-	18
Tailandia	-	-	0	-	-	-	0	0	1	-	0	-	-	-	-	0	-	-	-	0	-	-	-	2
Asia Pacifico	0	-	1	0	1	4	14	10	74	8	8	3	0	0	4	13	32	8	21	34	5	0	0	243
Total de exportaciones	0	0	19	6	5	8	14	11	103	8	9	17	0	0	5	25	32	8	22	34	5	0	0	333

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, Cálculos: UPME.

7 Miles de millones de metros cúbicos

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

Tabla 2-6: Comercio internacional de gas natural vía gasoducto, año 2014.

HASTA \ DESDE	Estados Unidos	Canadá	México	Bolivia	Otros - Sur y Centro América	Paises Bajos	Noruega	Reino Unido	Otros paises de Europa	Azerbaiyán	Kazajstán	Rusia	Turkmenistán	Uzbekistán	Irán	Catar	Argelia	Libia	otros África	Indonesia	Myanmar	Otros paises de Asia Pacifico	Importaciones Totales
	Estados Unidos	- 75 -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
Canadá	22 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	22
México	20 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	20
Norteamérica	42 75 -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	117
Argentina	- - -	- - -	- - -	5 -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	5
Brasil	- - -	- - -	- - -	11 0	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	11
Otros - Sur y Centro América	- - -	- - -	- - -	- 1	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	1
Sur y Centro América	- - -	- - -	- - -	16 1	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	18
Austria	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4 - -	- - -	- - -	4 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	8
Bélgica	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	5 7 4	- - -	- - -	10 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	27
República Checa	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	3 - -	- - -	- - -	5 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	7
Finlandia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	3 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	3
Francia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	5 16	- - -	- - -	7 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	27
Alemania	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	18 28	- 1	- - -	38 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	85
Grecia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- 1	- - -	2 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	2
Hungría	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	5 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	5
Irlanda	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4 -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4
Italia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	8 5	- 0	- - -	21 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	6 6	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	47
Paises Bajos	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- 9 2 9	- - -	- - -	3 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	23
Polonia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	2	- - -	9 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	11
Eslovaquia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4
España	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	3 - 1	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	11 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	15
Turquía	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	5 - 27	- - -	9 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	41
Reino Unido	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	7 26	- 0	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	33
otros paises de Europa	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	1 1	- 5	- - -	9 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	2 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	18
Europa	- - -	- - -	- - -	- - -	44 10 1 11 19	5 - 148 - -	9 - -	20 6 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	362
Belarús	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	18 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	18
Kazajstán	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4 0 2	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	7
Rusia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	0 11	- 9 4	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	24
Ucrania	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	5	- - -	13 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	17
Otro ex Unión Soviética	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	2 0 5	- - -	1 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	7
Antigua Unión Soviética	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- 5	2 11 40 10 6	1 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	74
Irán	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	0 - -	7 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	7
Jordán	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	0 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	0
Omán	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	2 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	2
Emiratos Árabes Unidos	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	18 - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	18
Medio Oriente	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	0 - - 7 - -	- - 20	- - 0	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	27
Sudáfrica	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4 - -	- - -	- - -	- - -	4
otros África	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4 - 1	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4
África	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	4 - 5	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	9
Australia	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	6 -	6
China	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	0 - 25 2	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	- 3 -	- -	31

HASTA	DESDE	Estados Unidos	Canadá	México	Bolivia	Otros - Sur y Centro América	Paises Bajos	Noruega	Reino Unido	Otros paises de Europa	Azerbaiyán	Kazajistán	Rusia	Turkmenistán	Uzbekistán	Irán	Catar	Argelia	Libia	otros África	Indonesia	Myanmar	Otros paises de Asia Pacifico	Importaciones Totales
		Malasia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-
Singapur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	2	8
Tailandia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
Asia Pacifica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	25	2	-	-	-	-	-	-	10	13	7	58
Total Exportaciones	42	75	-	16	1	44	10	11	23	8	11	187	42	9	10	20	23	6	5	10	13	7	664	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, Cálculos: UPME.

2.5 Mercado del Gas Natural Licuado

Se conoce como gas natural licuado (GNL) al energético que se ha sometido a un proceso de licuefacción a temperaturas cercanas a los -162°C , lo cual hace que éste reduzca su volumen y pueda ser transportado de forma más económica en estado líquido. El transporte de este combustible se suele realizar en barcos metaneros, en trenes o en camiones con vagones especializados para tal fin. Para su consumo por parte de los usuarios finales se utiliza el proceso de regasificación, que permite volver del estado líquido a su estado original.

A finales del año 2014 se disponía de cerca de 109 trenes de licuefacción en el mundo en 19 países exportadores de GNL. La capacidad agregada de licuefacción es de 719 Mm^3 de GNL y las exportaciones totales están alrededor de los 543 Mm^3 de GNL, es decir, que hay disponibles 169 Mm^3 de GNL para exportación.

Tabla 2-7: Capacidad internacional de licuefacción de gas natural, año 2014-2015.

ORIGEN	PAISES	PLANTAS DE LICUEFACCIÓN	LICUEFACCIÓN			EXPORTACIÓN	
			Capacidad Nominal (MMm^3 GNL/año)	Número de Trenes	Capacidad Total (MMm^3 GNL/año)	Cantidad Exportada (MMm^3 GNL/año)	Cantidad Disponible (MMm^3 GNL/año)
América del Norte	USA - Alaska	Kenai	0,9	1	0,90	0,74	0,16
	USA - Sur	Sabine Pass	11	6	67	48,77	17,90
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin - Atlantic LNG 1	7,3	1	34,30	25,21	9,09
		Point Fortin - Atlantic LNG 2, 3	15,5	2			
		Point Fortin - Atlantic LNG 4	11,5	1			
	Perú	Perú LNG	9,8	1	9,80	10,00	0,00
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua)	17,5	6	53,40	27,00	26,40
		Arzew GL 2Z	18,4	6			
		Arzew GL 3Z	10,4	1			
		Skikda - GL1K	7,1	3			
	Libia	Marsa-el-brega	7,1	4	7,10	No exporta actualmente.	

ORIGEN	PAISES	PLANTAS DE LICUEFACCIÓN	LICUEFACCIÓN			EXPORTACIÓN	
			Capacidad Nominal (MMm ³ GNL/año)	Número de Trenes	Capacidad Total (MMm ³ GNL/año)	Cantidad Exportada (MMm ³ GNL/año)	Cantidad Disponible (MMm ³ GNL/año)
	Egipto	Damietta	11,1	1	27,00	1,34	25,66
		Idku	15,9	2			
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	8,2	1	8,20	3,55	4,65
	Nigeria	Bonny Island	48,2	6	48,20	42,63	5,57
Europa	Noruega	Hammerfest	9,5	1	9,50	7,39	2,11
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan 1	21	3	170,30	164,90	5,40
		Ras Laffan 2	69	4			
		Ras Laffan 3	80,3	7			
	Yemen	Balhaf	14,8	2	14,80	13,26	1,54
	EAU (Abu Dhabi)	Das Island	12,8	3	12,80	0,17	12,63
	Omán	Qalhat	23,7	3	23,70	16,59	7,11
Sureste Asiático	Brunei	Lumut	15,7	5	15,70	13,78	1,92
	Indonesia	Blang Lancang Arun	9,3	2	75,40	34,22	41,18
		Bontang Badak	49,3	16			
		Tangguh	16,8	2			
	Malasia	Bintulu MLNG 1	17,9	3	57,45	57,45	0,00
		Bintulu MLNG 2	20,6	4			
Bintulu MLNG 3		15	2				
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	21,1	2	21,10	21,10	0,00
Oceanía	Australia	Curtis Island	9,5	1	62,80	55,05	7,75
		Darwin	7,5	1			
		Pluto	9,5	1			
		Withnell Bay Trains 1-4	26,8	4			
		Withnell Bay Train 5	9,5	1			

Fuente: AIE 2016 y GIIGNL 2016. Cálculos: UPME.

2.5.1 Actividad de Transporte

Actualmente, existen cerca de 449 buques en servicio para transporte de GNL con una capacidad que varía entre los 25.000 m³ de GNL a los 170.000 m³ de GNL. Vale mencionar que el transporte también se realiza en camiones o en trenes; medios se han utilizado en casos donde las instalaciones de licuefacción y regasificación se encuentran muy cerca, como en Estados Unidos, Japón, Corea, Reino Unido, Noruega, Alemania y Australia entre otros.

2.5.2 Actividad de regasificación

Actualmente existen alrededor de 111 plantas de regasificación en el mundo, distribuidas en 29 países receptores con capacidad agregada de 1,056 billones de metros³ (102.2 GPCD) y una

capacidad de almacenamiento de 56 mil metros³ de GNL (1,188 GPC). En Latinoamérica hay plantas en Chile, Argentina, México, República Dominicana, Puerto Rico y Brasil.

Tabla 2-8 : Capacidad internacional de regasificación de gas natural, año 2013.

	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO			CAPACIDAD DE REGASIFICACIÓN		
	Miles m ³ [Gas Licuado]	GPCD [Gas Natural Equivalente]	días	Numero de vaporizadores	Billones m ³ año [Gas Natural Equivalente]	MPCD [Gas Natural Equivalente]
Argentina	302	6	6	12	10	987
Brasil	439	9	6	2	16	1.528
Canadá	160	3	4	8	10	967
Chile	509	11	20	6	6	551
República Dominicana	160	3	15	3	2	223
México	920	19	9	11	23	2.254
Puerto Rico	160	3	9	2	4	368
Usa	4.661	99	6	101	179	17.278
Total América	7.311,4	154,9	6,4	145,0	249,7	24.155,9
China	4.383	93	17	22	56	5.388
India	1.600	34	12	36	28	2.718
Indonesia	518	11	17	10	7	629
Japón	24.728	524	16		334	32.292
Malasia	260	6	11	3	5	503
Pakistán	151	3	6		5	503
Singapur	540	11	15	5	8	755
Corea Del Sur	10.790	229	14	112	174	16.823
Taiwán	1.170	25	19	26	14	1.325
Tailandia	320	7	10	4	7	706
Total Asia	38.477,1	815,2	15,2	160,0	553,4	53.535,8
Dubái	151	3	4	2	8	793
Egipto	340	7	6	4	13	1.258
Israel	138	3	6	4	5	464
Jordán	160	3	7	6	5	503
Kuwait	170	4	5	2	8	764
Total Medio Oriente	958,9	20,3	5,4	18,0	39,1	3.782,5
Bélgica	380	8	9	12	9	871
Francia	840	18	9	21	21	2.061
Grecia	130	3	6	6	5	484
Italia	488	10	7	12	15	1.461
Lituania	173	4	9	4	4	387
Holanda	540	11	10	8	12	1.161
Portugal	390	8	11	7	8	735
España	3.617	77	11	47	75	7.236
Turquía	535	11	10	12	12	1.180
Reino Unido	2.233	47	9	35	54	5.185
Total Medio Oriente	9.325,0	197,6	9,5	164,0	214,6	20.760,3
TOTAL	56.072,4	1.188,0	11,6	987,9	1.056,8	102.234,5

Fuente: AIE 2016 y GIIGNL 2016. Cálculos: UPME.

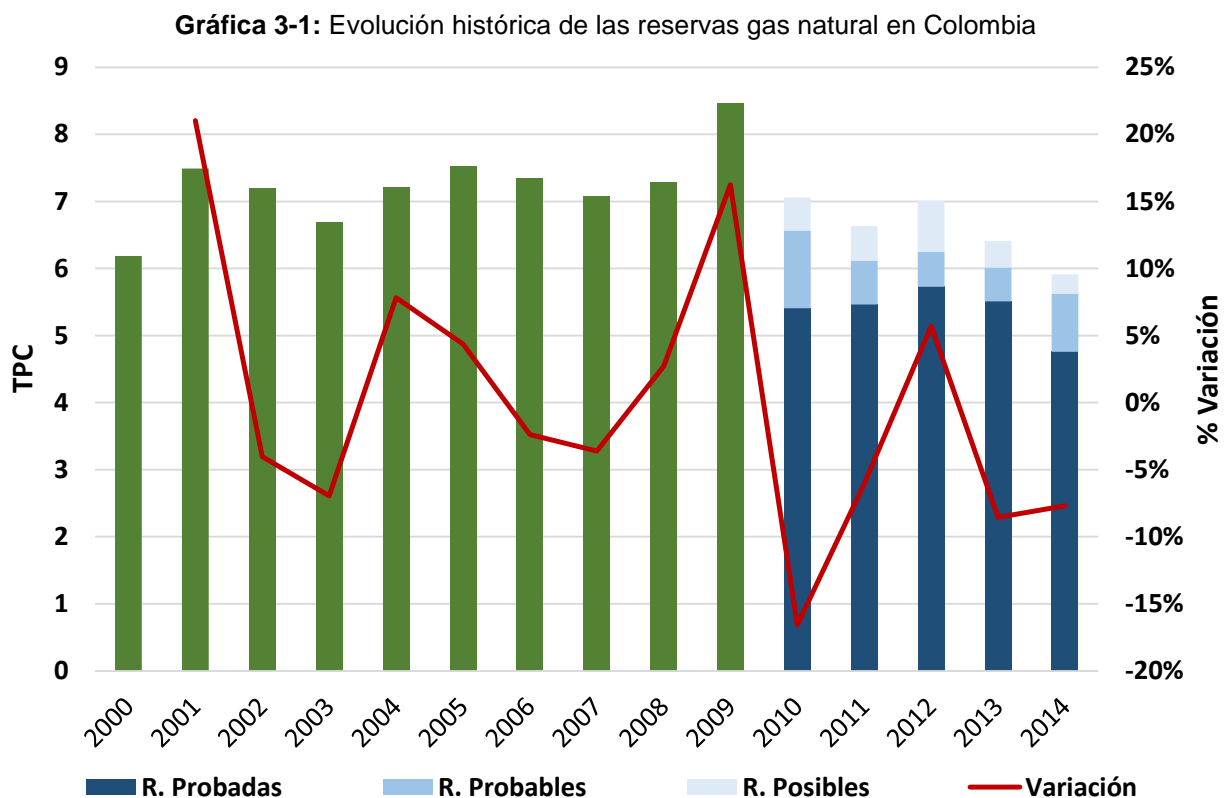
3 OFERTA DE GAS NATURAL

En esta sección se presenta una evolución de las reservas de gas natural y su disponibilidad de corto y mediano plazo, a partir de la información más actualizada posible.

3.1 Reservas de gas natural

En general las reservas son clasificadas según el nivel de certidumbre asociado a las proyecciones, categorizadas con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme con su estado de desarrollo y producción. Por tanto, las reservas están compuestas por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación, mientras las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Las reservas totales de gas natural a diciembre 31 de 2014, según la información suministrada por la ANH, en total alcanzaron los 5,915 GPC⁸. Las reservas probadas sumaron un volumen de 4,759 GPC, las reservas probables llegaron a 866 GPC y las posibles fueron de 290 GPC. En la Gráfica 3-1 se observa la evolución de las reservas totales de gas natural en el país, incluyendo la tasa de variación.



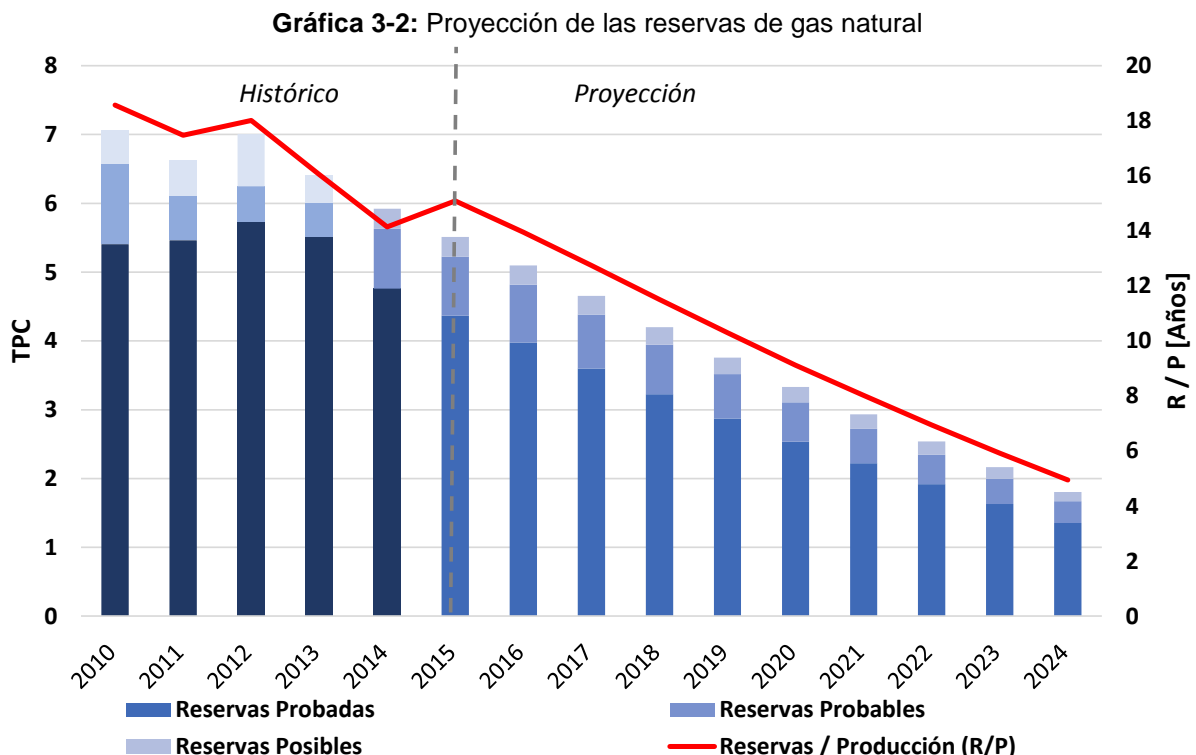
8 GPC: Giga pie cúbico

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

En el último quinquenio el país ha reclasificado reservas, originando un nivel de incorporación neto de reservas de gas natural con registros negativos, exceptuando el año 2012, en el cual se incrementaron en 6% las reservas con respecto al año 2011.

En 2013 ocurrió una disminución del 9% frente al año inmediatamente anterior, y entre el 2013 y el 2014 se presentó una reducción del 8%, pasando de valores totales de 6,400 GPC en el 2013 a 5,910 GPC en el 2014. Estas cifras muestran una constante disminución, al tiempo que la actividad exploratoria viene decayendo de forma acelerada, principalmente por los bajos precios de los hidrocarburos y la crisis que se desató en las grandes empresas petroleras ante esta coyuntura de precios.

Las reservas probadas remanentes están concentradas en tres cuencas principalmente: Llanos Orientales, que abarca el 58% de las totales; la Guajira, que contiene el 23%; y le siguen en su orden Valle Inferior con 12% y Valle Medio con 2.5%. Las reservas probables y posibles se localizan mayoritariamente en las mismas tres cuencas donde se sitúan las reservas probadas, y la mayor cantidad de reservas probables se presenta en la cuenca de la Guajira, que constituyen un 35.7%, en tanto que las posibles se reparten entre el Valle Interior con 47.7% y 39.3% en Llanos Orientales.



Fuente: ANH, cálculos. UPME

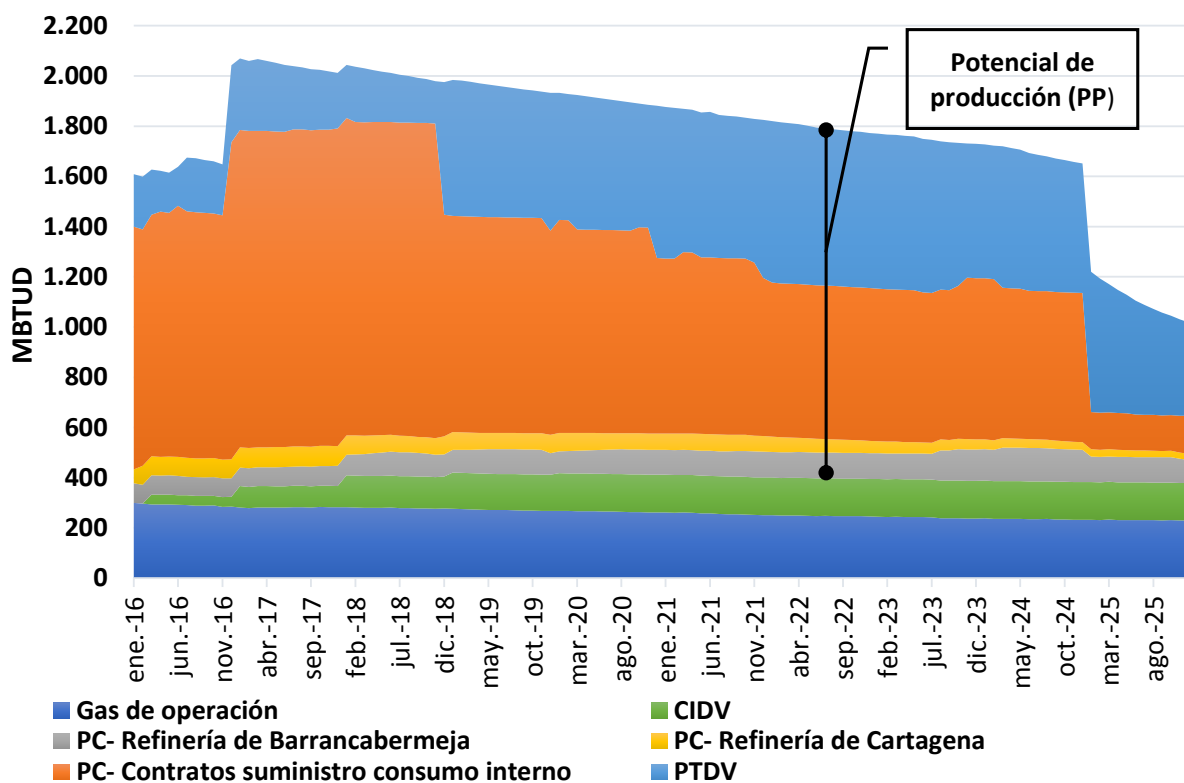
La Gráfica 3-2 presenta la distribución de las reservas probadas, probables y posibles. Los valores de los años 2010 al 2014 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH. Desde 2015 en adelante corresponde a las reservas de 2014, descontando los volúmenes que las empresas operadoras de los campos esperan producir, y no incluyen la incorporación de reservas nuevas. Para el año 2014, se calcula una relación reservas producción de 14 años y si

El potencial de producción (PP) es la sumatoria del potencial total disponible para la venta (PTDV) y la Producción Comprometida de un Productor (PC), que corresponde a los volúmenes de gas natural que los productores tienen comprometidos para atender: i) demanda nacional, ii) consumos en algunas áreas (proyectos del productor) y volúmenes destinados a las exportaciones, a la refinería de Cartagena y a la refinería de Barrancabermeja.

El escenario de oferta bajo presentado a continuación, equivale al escenario definido por la regulación, e incluye: el potencial de producción (PP) y las cantidades importadas disponibles para la venta; el gas de operación declarado por el operador del campo, el cual no se incluye en la oferta final nacional del escenario, por ser un volumen excluido del potencial de producción, toda vez que el mismo no está disponible para la venta, es un volumen de gas utilizado para la operación propia de cada campo.

En la Gráfica 3-4 se presenta la composición de la declaración de producción. Se especifica que el área de contratos de suministro de consumo interno (PC color verde) incluye la capacidad de la planta de regasificación en el terminal de Cartagena, volumen que fue declarado como comprometido.

Gráfica 3-4: Composición declaración de producción 2016-2025



Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

En el período 2016-2025 se estima que la oferta máxima de gas natural se presentará en el año 2017, debido básicamente a la entrada en operación de la planta de regasificación en la Costa Atlántica en diciembre de 2016, lo que permitirá un valor promedio diario anual de 2,042 GBTUD.

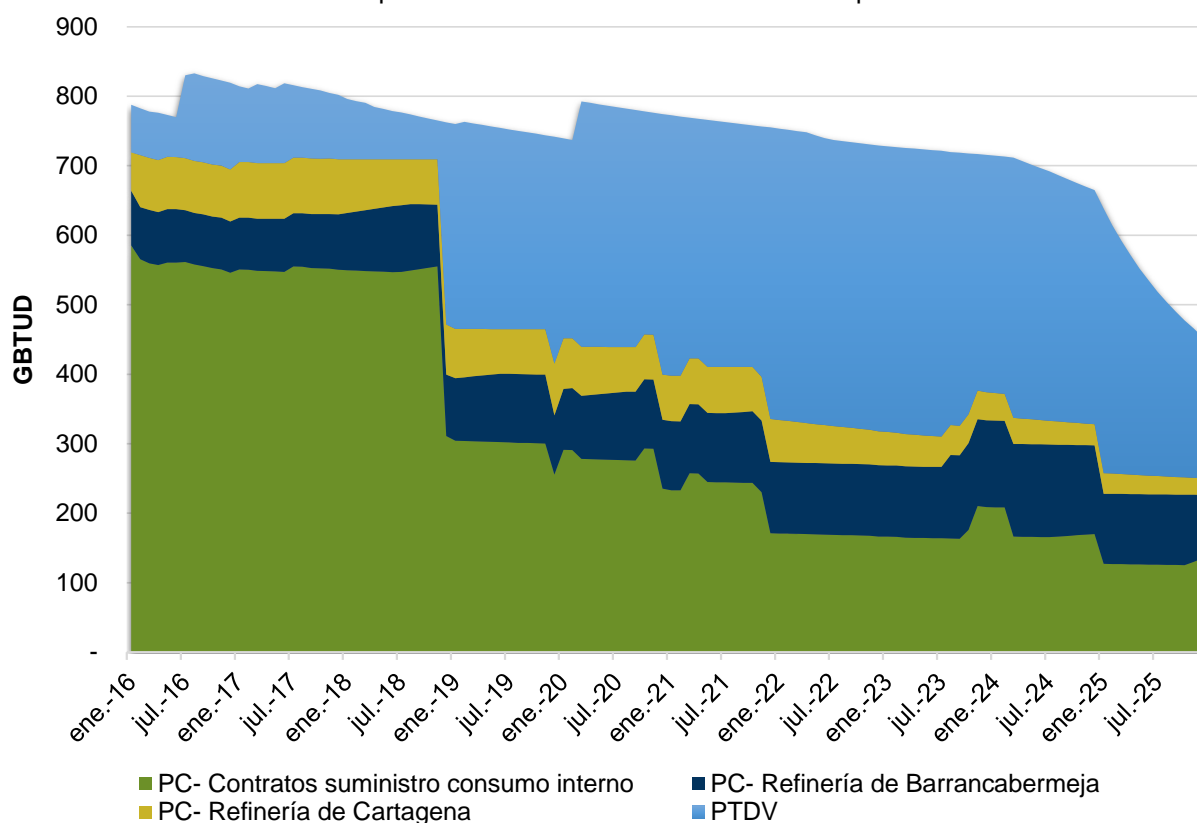
Lo anterior no significa que todo el volumen de gas esté disponible para atender demanda, dado que el 14% corresponde a gas de operación, el 8% está comprometido con las refinerías y el 62% está comprometido en contratos de suministro de consumo interno, valor que incluye las cantidades de gas que los productores tienen comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, y las destinadas para su propio consumo.

En diciembre de 2018 disminuye el volumen de gas natural contratado, aumentando la producción total disponible para la venta, que alcanza valores de hasta 600 GBTUD.

Por la relevancia de ECOPETROL en la oferta nacional de gas, en la Gráfica 3-5 se muestra la declaración de producción de ésta empresa, la cual participa en promedio con el 60% del volumen total declarado. Dicha empresa es la responsable de atender el 100% de la demanda de gas natural de las refinerías (Barrancabermeja y Reficar) y es el único agente que declara gas natural importado disponible para la venta, gas que provendría de Venezuela.

Adicionalmente ECOPETROL consume en promedio el 67% del total de gas de operación y, según la declaración de producción de 2016, en promedio tiene disponible para la venta el 56% de la oferta total nacional en el periodo de análisis.

Gráfica 3-5: Composición Declaración de Producción Ecopetrol 2016-2025

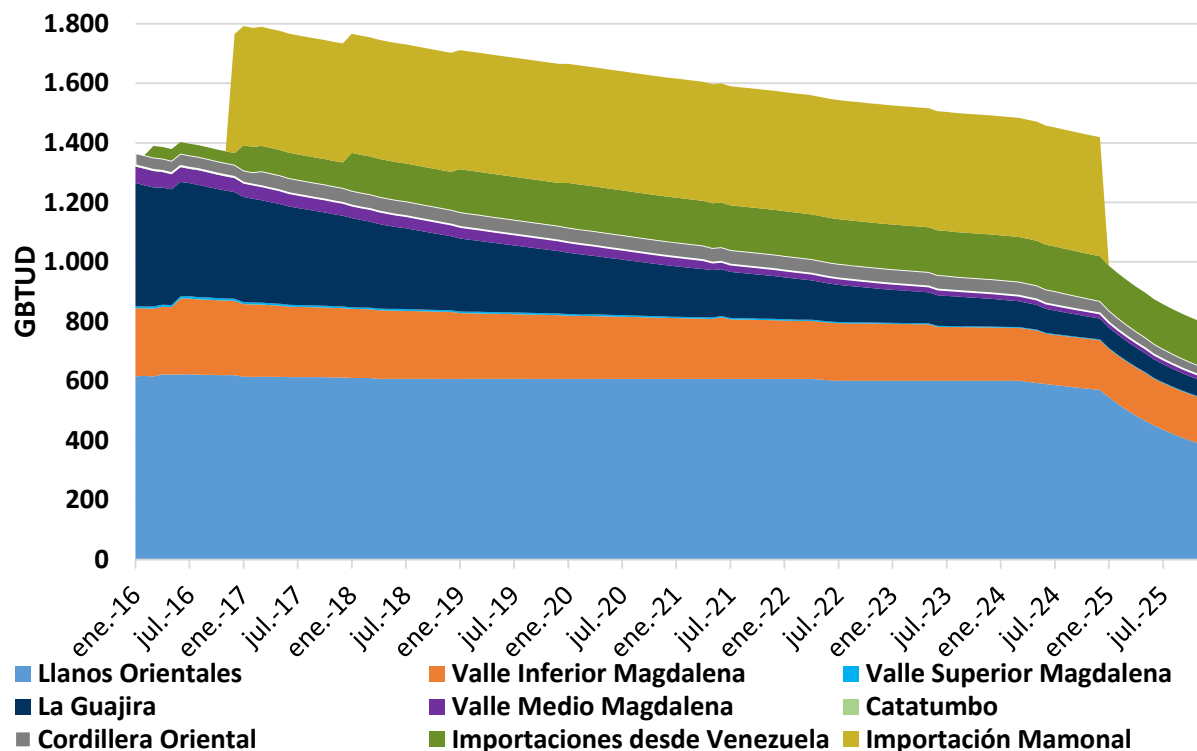


Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

La Gráfica 3-6 y la Tabla 3-1 presentan la declaración de producción de gas natural por cuenca. Esta incluye la importación de gas desde Venezuela y la importación vía Terminal de

Regasificación en Cartagena, el cual reporta no reporta información desde enero de 2025. Además, llama la atención la declinación de los campos de La Guajira y de los campos de los Llanos Orientales.

Gráfica 3-6: Declaración de Producción de gas natural, Resolución MME 31132 de 2016



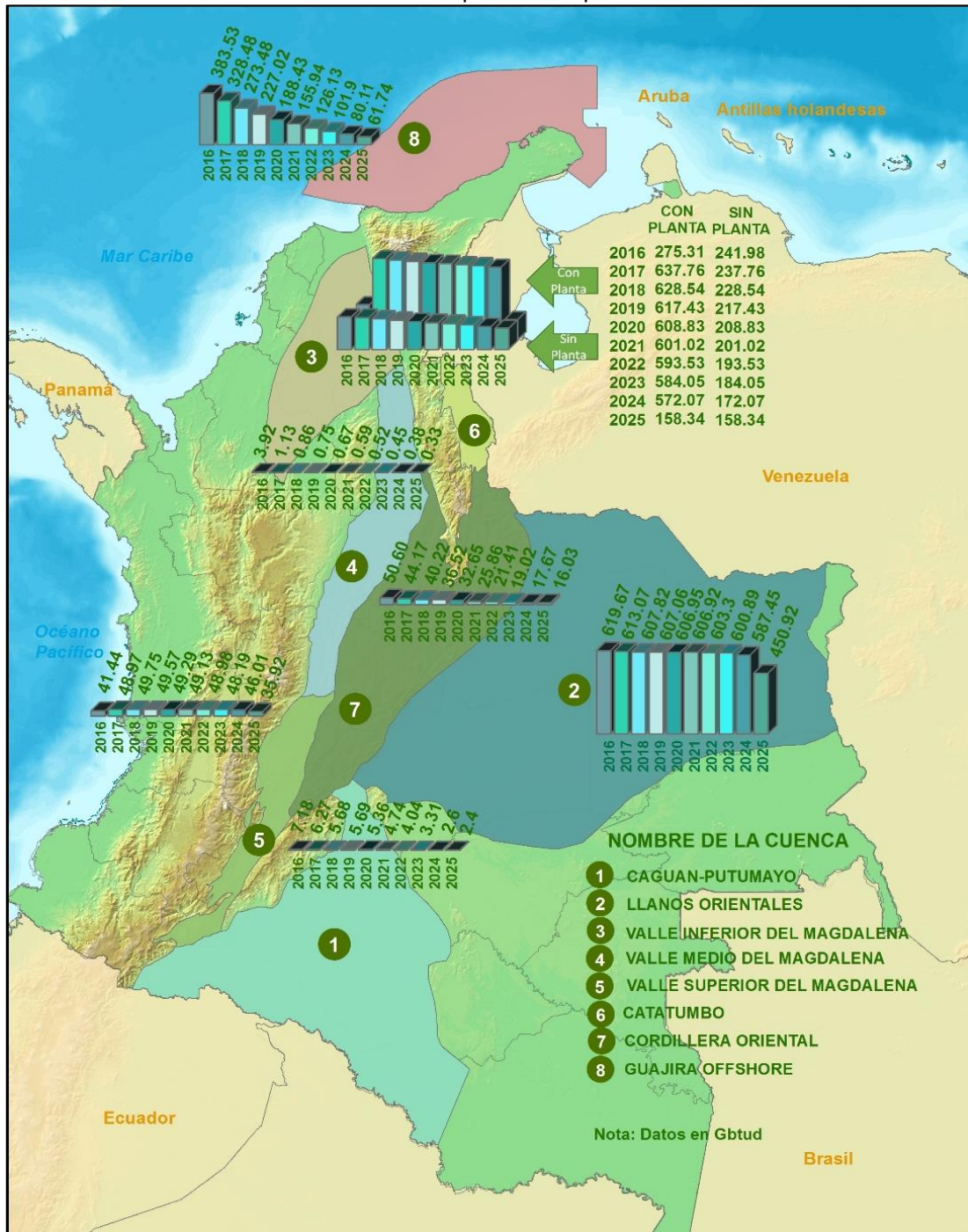
Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos: UPME.

Tabla 3-1: Distribución de los campos de producción según cuencas.

CUENCA	CAMPOS DE PRODUCCIÓN
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú.
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua.
Guajira	Ballena, Chuchupa.
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro, Cupiagua, Cusiana, Floreña, Kananaskis, La Casona, La Estancia, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo Centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte, Vigía y Vigía Sur.
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Bonga, Bullerengue, Caña Flecha, Cicuco, Clarinete, El Difícil, Katana, La Creciente, Mamey, Nelson, Palmer, Pedernalito.
Valle Medio del Magdalena	Caramelo, Compae, Corazón, Corazón 9, Corazón West, Corazón West C, La Cira Infanta, La Salina, Liebre, Lisama, Ilanito, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Toposí, Toqui Toqui y Yarigui-Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Arrayán, Dina Terciario, La Cañada Norte, La Hocha, Mana, Matachín Norte y Sur, Río Opía, Santa Clara.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

Gráfica 3-7: Declaración de producción por cuenca 2016-2025



Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

Durante los últimos años, la cuenca del Valle Inferior del Magdalena ha venido teniendo una importante participación en la oferta total nacional, gracias al aumento de producción de los campos La Creciente, Nelson y el Díficil, y a la entrada de Clarinete. Igualmente, en la declaración de producción de 2016 la empresa Calamarí LNG S.A. E.S.P. informó sobre la disponibilidad de

400 GBTUD de gas natural importado a través de la planta ubicada en Cartagena, como se puede observar en la Gráfica 3-7.

En general se presenta relativa concentración de la producción de esta fuente. En promedio, para el horizonte 2016-2025, once campos de producción y puntos de importación (de más de 71 que reportan producción) participan con más del 90% del total (ver Tabla 3-2). Es igualmente significativo que en el año 2016 la oferta importada sea un 4.2% del total, mientras que en el año 2024 corresponda al 37.8%. La información se muestra en la tabla 3-2

Tabla 3-2 Mayores productores de gas natural, de acuerdo a la Declaración de Producción de Gas Natural año 2016.

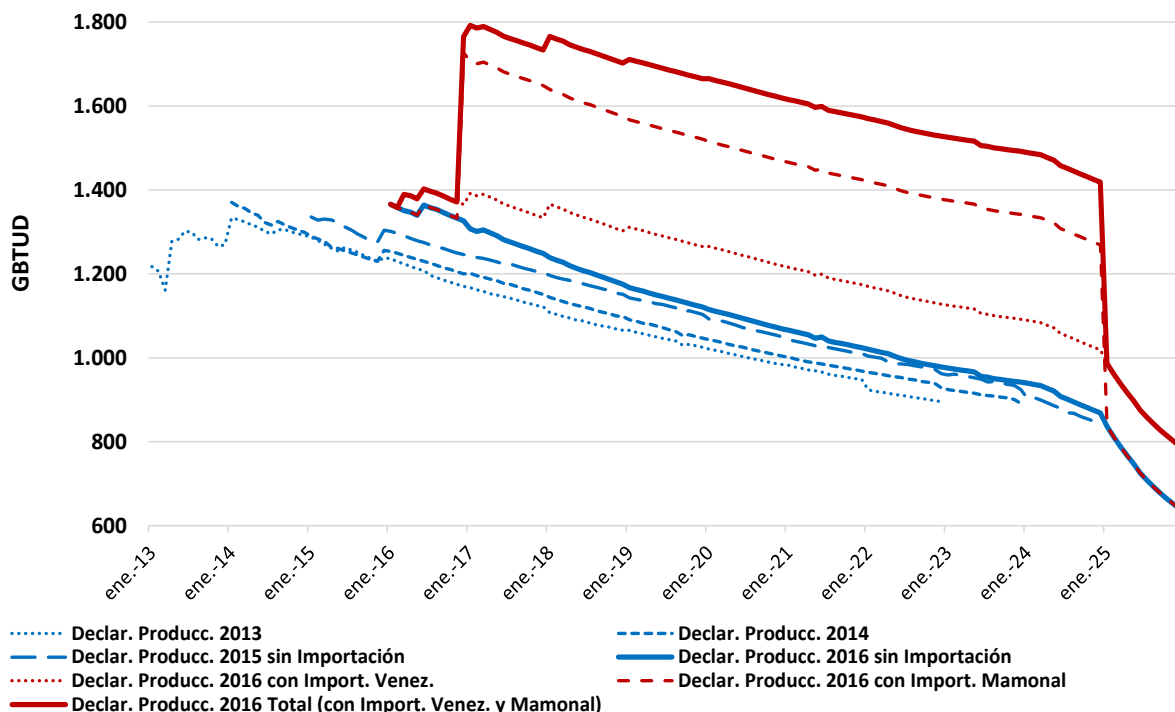
Campo	Departamento	Municipio	Cuenca	Producción Promedio 2016-25 [GBTUD]	Participación	Participación Acumulada
Terminal de Mamonal (Planta Regasificación)	Bolivar	Cartagena		323,3	23,20%	23,20%
Cupiagua	Casanare	Aguazul	Llanos Orientales	233,9	16,78%	39,98%
Chuchupa	Guajira	Manaure	Guajira Offshore	157,2	11,28%	51,27%
Cusiana	Casanare	Aguazul	Llanos Orientales	124,5	8,93%	60,20%
Cusiana Norte	Casanare	Aguazul	Llanos Orientales	84,7	6,07%	66,27%
Pauto Sur	Casanare	Yopal	Llanos Orientales	79,2	5,68%	71,95%
La Creciente	Sucre	Los Palmitos	Valle Inferior del Magdalena	60,5	4,34%	76,29%
Floreña	Casanare	Yopal	Llanos Orientales	56,5	4,05%	80,35%
Nelson	Córdoba	Pueblo Nuevo	Valle Inferior del Magdalena	53,8	3,86%	84,20%
Gibraltar	Boyacá	Cubara	Cordillera Oriental	45,0	3,23%	87,43%
Clarinete	Sucre	La Union	Valle Inferior del Magdalena	44,3	3,18%	90,61%
Ballena	Guajira	Manaure	Guajira Offshore	35,5	2,54%	93,15%
Mamey	Sucre	Ovejas	Valle Inferior del Magdalena	13,4	0,96%	94,12%
Bonga	Sucre	Ovejas	Valle Inferior del Magdalena	11,9	0,85%	94,97%
Palmer	Cordoba	Pueblo Nuevo	Valle Inferior del Magdalena	10,4	0,74%	95,71%
Provincia	Santander	Sabana De Torres	Valle Medio del Magdalena	9,4	0,68%	96,39%
Cusiana	Casanare	Aguazul	Llanos Orientales	9,4	0,67%	97,06%
El Dificil	Magdalena	Ariguani	Valle Inferior del Magdalena	7,8	0,56%	97,62%
Lisama	Santander	Barrancabermeja	Valle Medio del Magdalena	5,7	0,41%	98,03%
Payoa	Santander	Sabana De Torres	Valle Medio del Magdalena	5,3	0,38%	98,41%
Mana	Tolima	Piedras	Valle Superior del Magdalena	3,4	0,25%	98,66%
Compae	Cesar	El Paso	Valle Medio del Magdalena	2,5	0,18%	98,83%
La Salina	Santander	Sabana De Torres	Valle Medio del Magdalena	1,7	0,12%	98,96%
Palagua	Boyaca	Puerto Boyaca	Cordillera Oriental	1,6	0,11%	99,07%
Apiay	Meta	Villavicencio	Llanos Orientales	1,3	0,10%	99,17%
Yarigui	Santander	Puerto Wilches	Valle Medio del Magdalena	1,3	0,10%	99,26%
Cantagallo	Santander	Cimitarra	Valle Medio del Magdalena	1,2	0,09%	99,35%
Opon	Santander	Piedras	Valle Medio del Magdalena	1,1	0,08%	99,43%
Toqui Toqui	Tolima	Cicuco	Valle Inferior del Magdalena	1,0	0,07%	99,50%
Cicuco	Bolivar	Santa Ana	Valle Inferior del Magdalena	0,9	0,07%	99,57%
Pederalito	Magdalena	Tibu	Catatumbo	0,7	0,05%	99,62%
Tibu	Norte Santander	Barrancabermeja	Valle Medio del Magdalena	0,6	0,05%	99,66%
Llanito	Santander					

Campo	Departamento	Municipio	Cuenca	Producción Promedio 2016-25 [GBTUD]	Participación	Participación Acumulada
Puli	Cundinamarca	Puli	Valle Medio del Magdalena	0,6	0,04%	99,70%
La Cañada Norte	Huila	Paicol	Valle Superior del Magdalena	0,5	0,04%	99,74%
La Hocha	Huila	Tesalia	Valle Superior del Magdalena	0,4	0,03%	99,77%
Arianna	Cordoba	Sahagun	Valle Inferior del Magdalena	0,4	0,03%	99,80%
La Cira Infantas	Santander	Barrancabermeja	Valle Medio del Magdalena	0,3	0,02%	99,82%
Rio Opia	Tolima	Piedras	Valle Superior del Magdalena	0,3	0,02%	99,83%
Oripaya	Norte de Santander	Cucuta	Catatumbo	0,3	0,02%	99,85%
Corazon West	Santander	Sabana De Torres	Valle Medio del Magdalena	0,2	0,02%	99,87%
La Casona	Casanare	Aguazul	Llanos Orientales	0,2	0,02%	99,89%
La Punta	Casanare	Mani	Llanos Orientales	0,2	0,01%	99,90%
OTROS				1,6	0,11%	100,00%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos: UPME

En la Gráfica 3-8 se observan los valores declarados por los operadores de los campos desde el año 2013 hasta el año 2016. Comparando las curvas de oferta se identifica casi la misma tendencia decreciente con crecimientos anuales de nivel, lo que reflejaría una leve respuesta a las acciones exploratorias.

Gráfica 3-8: Comparación declaraciones de producción de gas natural 2013-2016



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, cálculos: UPME

Recientemente se han anunciado descubrimientos de gas natural en bloques Costa afuera, tal es el caso de los pozos Orca-1 en el bloque Tayrona y Kronos en el bloque Fuerte Norte, cerca

del Golfo de Morrosquillo, sin disponer a la fecha de un potencial real de reservas o producción, y por estar localizados en aguas profundas, en caso de materializarse las reservas, su desarrollo y puesta en funcionamiento puede tomar por lo menos seis años.

Por tal razón, la oferta declarada en 2016 no muestra hallazgos significativos, salvo los logrados en el Valle Inferior del Magdalena, que si bien no son de gran magnitud, su aporte supera los 80 GBTUD, permitiendo desplazar la curva de suministro en el tiempo. Sobresale la oferta proveniente de la planta de regasificación en Cartagena y la potencial importación desde Venezuela vía gasoducto.

3.4 Escenarios de oferta de gas natural

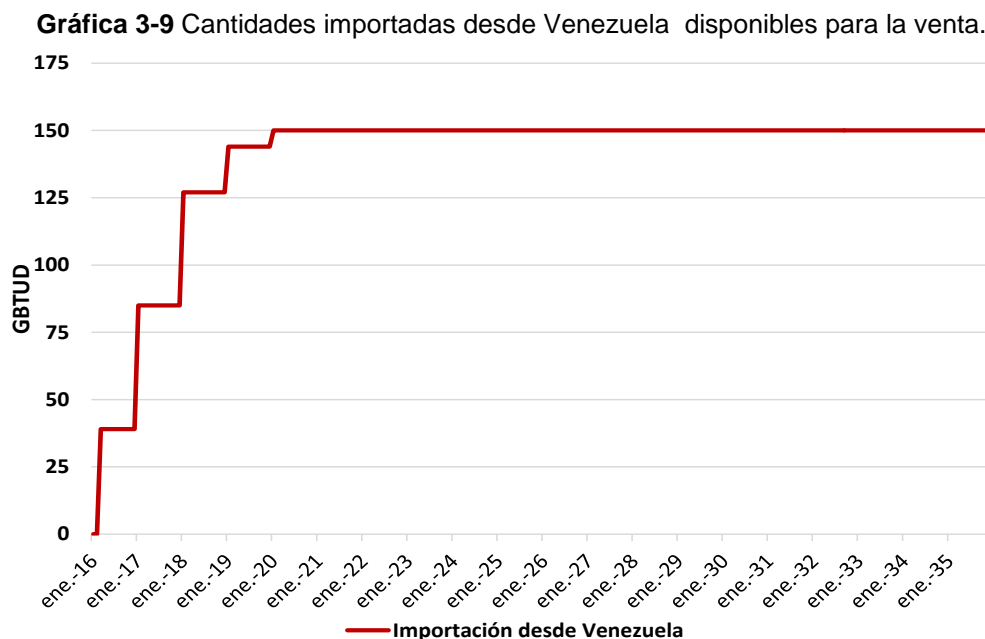
Se considera que la oferta se distribuye en tres grandes regiones: i) Sistema Nacional Interconectado –S.N.I., que incluye el gran conjunto de poblaciones interconectadas por gasoductos; ii) Yopal; y iii) Cúcuta. Cada una de estas regiones se analiza por separado.

3.4.1 Sistema Nacional Interconectado

Se consideran los siguientes escenarios:

Escenario Bajo: Corresponde a la declaración de producción de 2016 y el aporte de la planta de regasificación de Cartagena. Se descuentan aquellos volúmenes provenientes de campos apartados más o menos a 200 km de la red troncal, cuyos volúmenes son inferiores a 2 GBTUD. El valor descontado por éstas condiciones es inferior al 0.4% de la oferta total nacional y no alcanza volúmenes mayores a 6 GBTUD.

Escenario Medio: Corresponde al Escenario Bajo más las importaciones desde Venezuela que fueron declaradas por ECOPEPETROL, considerando valores desde 39 GBTUD hasta 150 GBTUD, tal como se observa en la Gráfica 3-9.

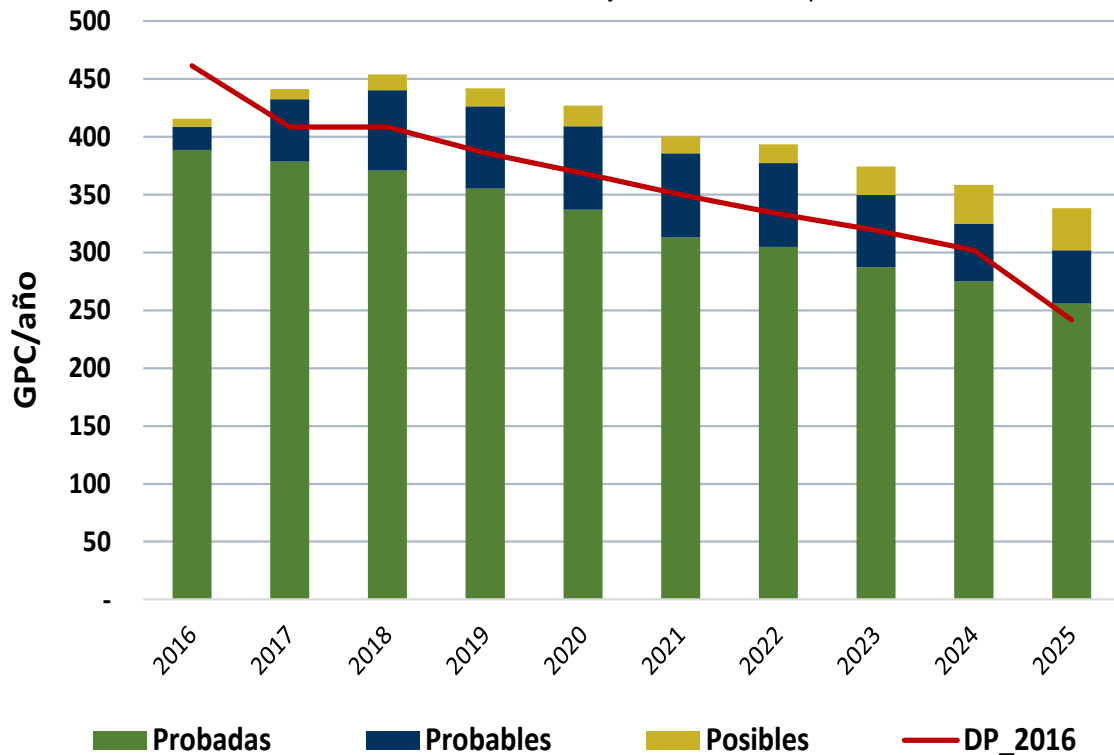


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol. Cálculos: UPME.

Cabe aclarar que si bien en la declaración de producción se reporta información hasta el 2025, para los siguientes diez años se mantienen las tasas de declinación que presentan los campos, información contenida en los reportes de ANH según el caso.

Escenario Alto: Corresponde al Escenario Medio más nuevos recursos. Éste escenario está conformado por el escenario medio, adicionado por una fracción de las reservas probables y posibles. Se estima una adición del 50% de la diferencia entre la curva de producción de reservas totales y la declaración de producción de 2016 (área por encima de la curva de declaración en la Gráfica 3-).

Gráfica 3-10: Producción de reservas y declaración de producción 2016

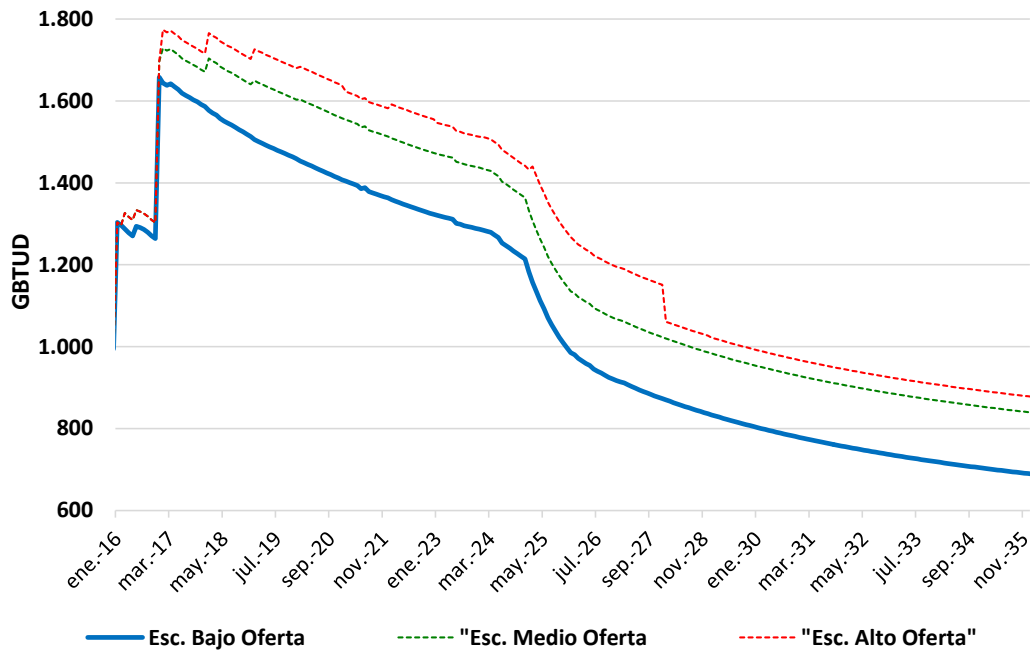


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y ANH. Cálculos: UPME

Además se supone la incorporación de gas natural proveniente de recursos por encontrar (*yet to find*) a partir de enero de 2024, ubicados en bloques costa afuera, y de recursos no convencionales provenientes de carbón (CBM) a partir de enero de 2025 en la cuenca de Cesar Ranchería.

En la Gráfica 3-11 se observan los tres escenarios mencionados, aclarando que la información de reservas a la fecha de actualización de este análisis sigue siendo la correspondiente a diciembre 31 de 2014.

Gráfica 3-11: Escenarios de oferta de gas natural, Sistema Nacional Interconectado

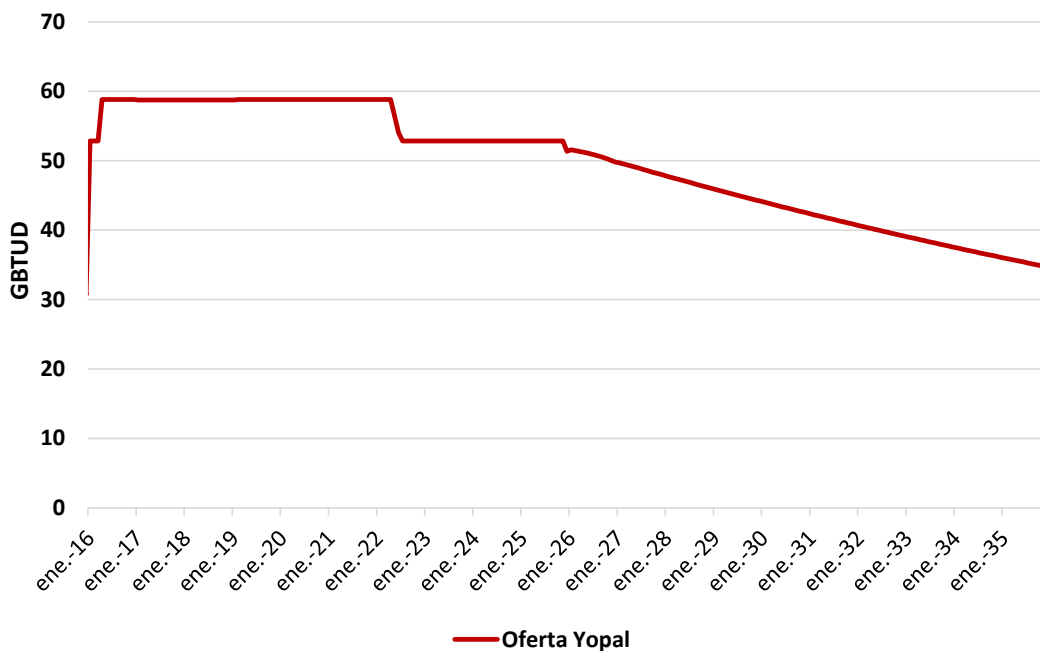


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y ANH. Cálculos: UPME.

3.5 Área Yopal

Para esta región solo se considera un escenario de oferta, el cual está conformado fundamentalmente por la producción del campo Floreña, definido por la declaración de producción (ver Gráfica 3-9):

Gráfica 3-9 Oferta gas natural, área Yopal



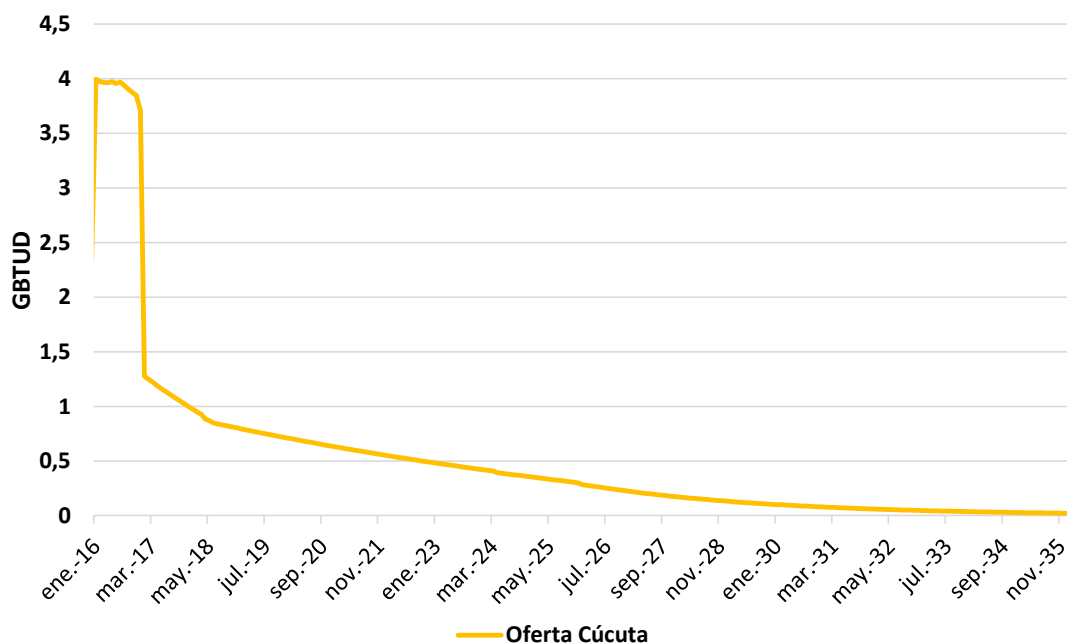
Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos: UPME.

3.6 Área Cúcuta

Conformado por la producción de los campos Tibú, Sardinata, Oripaya y Cerrito, se considera un escenario definido por la declaración de producción (ver

Gráfica 3-):

Gráfica 3-13: Oferta de gas natural, área Cúcuta.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos: UPME

4 ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS NATURAL

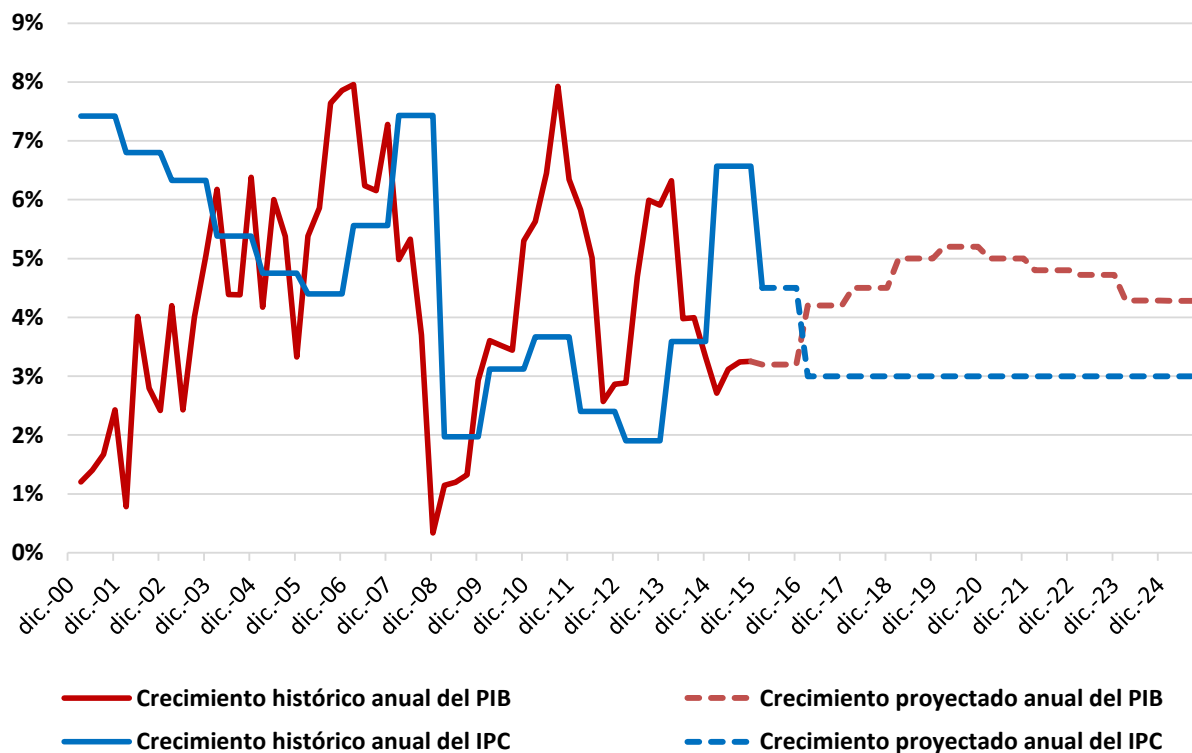
Este capítulo contiene la evolución del consumo sectorial y regional de Gas Natural y la estimación de escenarios futuros de demanda, a la luz de supuestos de las distintas variables que definen el comportamiento de los diferentes tipos de usuarios.

4.1 Marco de Referencia

Para realizar la estimación de demanda de gas natural en el período 2016-2025 se establece como marco de referencias el crecimiento de la economía colombiana, la evolución de la población y de otros indicadores, tanto exógenos como endógenos, que incluyen los últimos acontecimientos que afectan el desempeño macroeconómico de nuestro país.

Como se puede observar en la Gráfica 4-1, el crecimiento económico colombiano ha venido mostrando ciclos, y supone un no retorno a la bonanza del período anterior a la crisis financiera mundial, con un posterior retorno al crecimiento sostenido, que es consistente con la tasa media de largo plazo registrada en las casi dos últimas décadas y las mejoras esperadas en el desempeño de la economía.

Gráfica 4-1 Crecimiento anual histórico y proyectado del PIB e IPC



Fuente: DANE y Ministerio de Hacienda Cálculos: UPME

Durante 2015 las cifras mostraron crecimientos por encima del 3%, sobresaliendo el desempeño de los sectores agrícola (4,8), construcción (4,3%), financiero (4,2%) e industria (4,1%), en tanto que el transporte ha perdido dinámica de crecimiento con relación a 2014. Es destacable el comportamiento de la industria que, luego de muchos períodos de crecimiento negativo, presenta una recuperación que muestra el esfuerzo del sector.

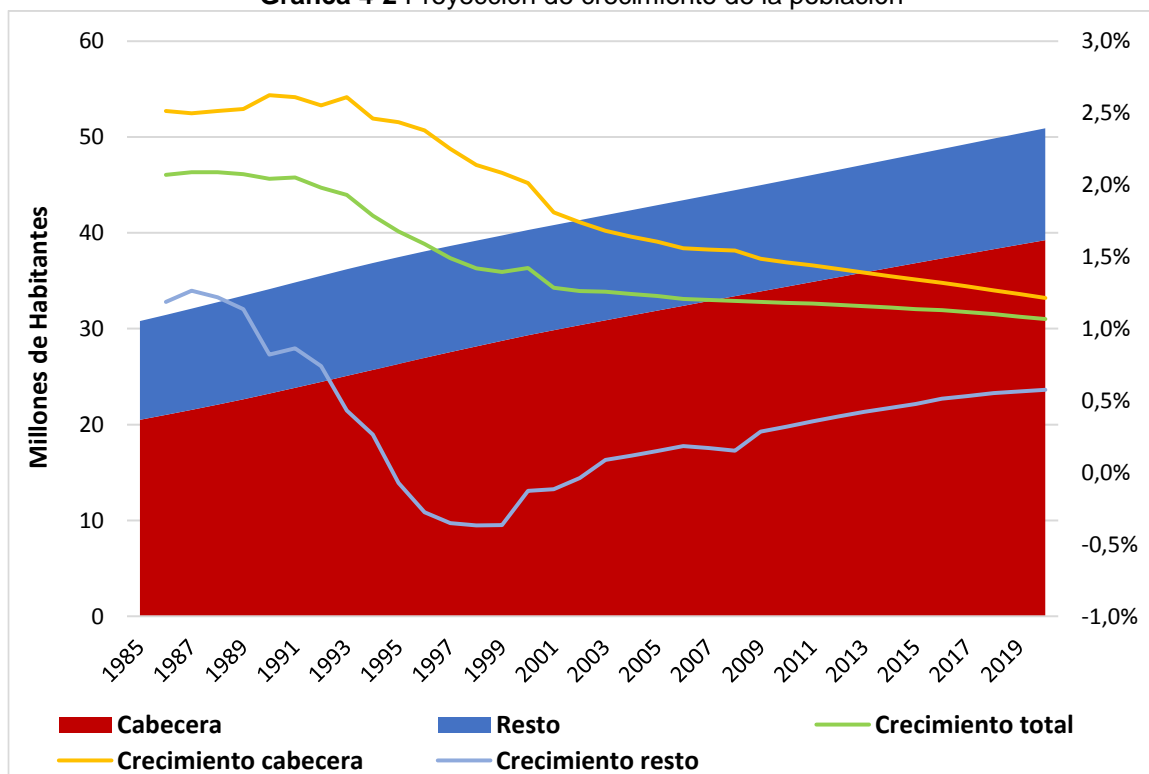
De otra parte, el bajo nivel que presentan las tasas de interés (en términos históricos), oscilando en un rango de 10% - 12% anual, viene estimulado el crecimiento de la demanda interna, pese a su atenuación por el impacto generado en la caída de los precios del petróleo y el carbón.

No obstante el buen desempeño económico, nuestro país enfrenta algunas amenazas que eventualmente pueden comprometer los resultados alcanzados, entre los que se tiene la devaluación del peso, el incremento en la inflación anual y el déficit en cuenta corriente, que al finalizar 2015 se ubicaría en 6% del PIB.

En cuanto a la previsión de crecimiento económico de 2016 se aprecia mayor optimismo y la meta de crecimiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público es de 3,2%, en tanto que para 2017 se aproxime de nuevo a su nivel potencial de 4,2%.

En lo concerniente a tamaño y composición de la población, se tomaron las estimaciones del DANE basadas en hipótesis del comportamiento demográfico con fundamento en el censo 2005. La Gráfica 4-2 presenta la estimación de la población colombiana de largo plazo.

Gráfica 4-2 Proyección de crecimiento de la población



Fuente: DANE. Cálculos: UPME.

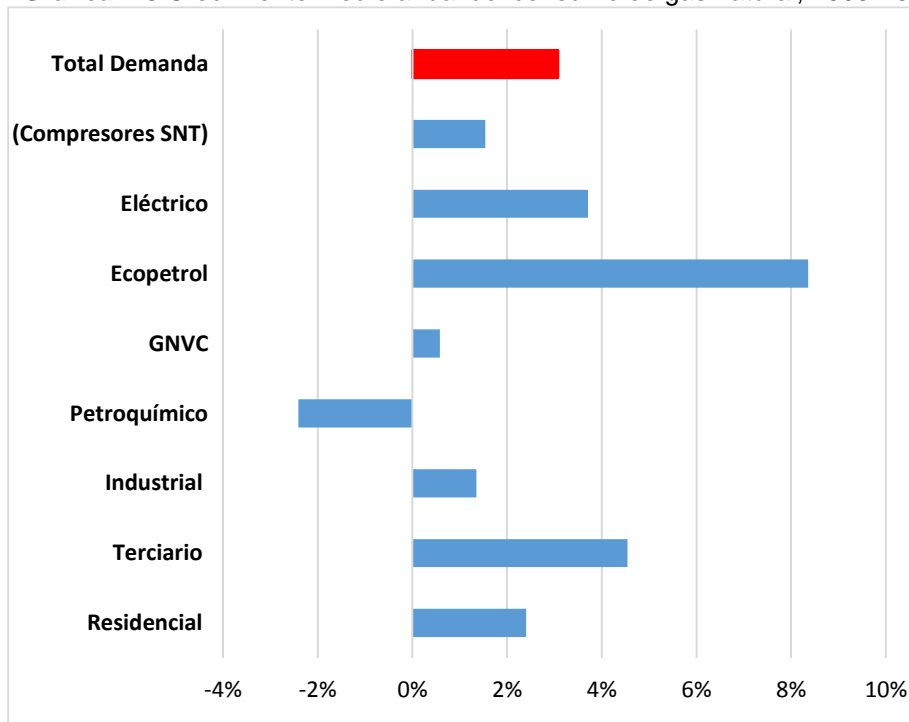
Con el objeto de delimitar el mercado regional en función de la infraestructura de transporte de gas actual y la prevista, se estimó la población de cada municipio servido con gas natural y el número de hogares en esos municipios, considerando el resultado agregado a nivel de regiones como el total potencial y muy próximo al total urbano, según cruces de información del SUI y del Censo de 2005.

4.2 Consumo de gas natural

Al cierre de 2015 las estadísticas preliminares muestran que en promedio durante el año se consumieron 1,048 GBTUD, mostrando una tasa de crecimiento negativa frente al 2014 de 1.5 puntos porcentuales, cuyo origen es la disminución del consumo para generación termoeléctrica, la cual se redujo en 4.7% frente al año 2014, así como por un menor consumo en el sector transporte, que se contrajo 14.2%. Por su parte, el sector comercial presentó una disminución del 14.7% y la industria se redujo en 4.1%. Los sectores que mostraron dinamismo fueron en su orden, la refinación y ECOPETROL con 7.7% y 0.18% de crecimiento respectivamente.

No obstante, la tendencia de los últimos 6 años ha sido positiva con un incremento promedio anual de 3.1% (ver Gráfica 4-3), aunque con alta variabilidad causada principalmente por las variaciones hidrológicas a las que se expone el sector termoeléctrico (ver Gráfica 4-4).

Gráfica 4-3 Crecimiento medio anual del consumo de gas natural, 2009-15

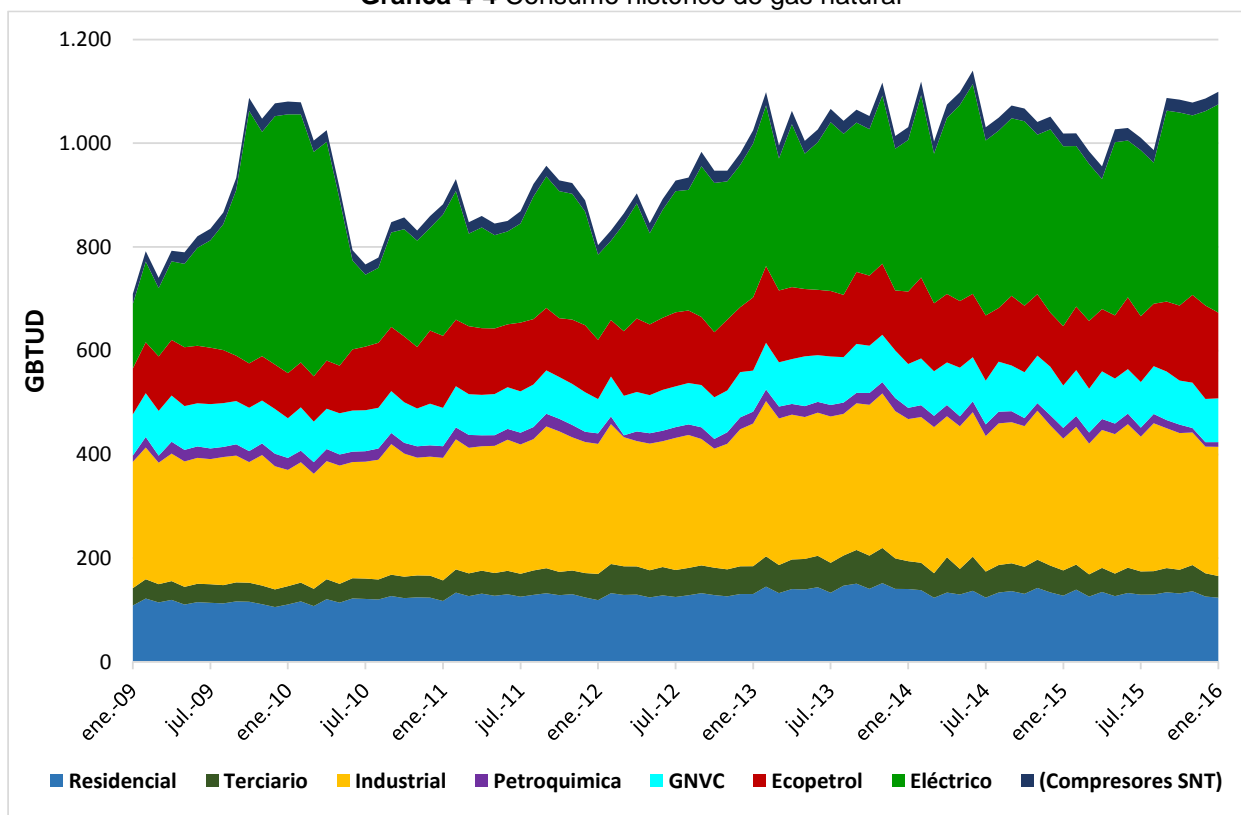


Fuente: UPME, con información de Concentra, 2015

En el periodo 2009-2015 se observan tasas de crecimiento positivo en casi todos los sectores de consumo, destacándose el sector denominado ECOPETROL, que registra un crecimiento medio de 8.4% en el período y en el cual incluye consumo de gas natural con destino a las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, gas para generación de electricidad requerida por esa empresa y gas para otros proyectos como la estación de crudo.

El sector de servicios o terciario, la generación de electricidad y residencial, representan tasas de crecimiento medio anual de 4.5%, de 3.7% y 2.4% respectivamente. Los sectores de menor dinamismo incluyen a industria y transporte con 1.4% y 0.6%

Gráfica 4-4 Consumo histórico de gas natural



Fuente: Concentra, cálculos: UPME.

A nivel nacional, el sector termoeléctrico (el de mayor consumo) representó durante 2015 alrededor del 31.5% de la demanda total, seguido por el industrial que alcanzó una participación de 25.6% y las residencias que lograron el 12.7%. Los sectores de menor participación relativa fueron en su orden la petroquímica con 1.7% y ECOPEPETROL con 2%.

Tabla 4-1 Consumo regional de gas natural, año 2015

Región	Tramo que Comprende	Consumo Promedio 2015 [GBTUD]
SurOeste	Tuluá (Valle del Cauca) - Popayán (Cauca)	94.6
CQR	Zarzal (Valle del Cauca) - Herveo (Tolima)	30.8
Tolima-Huila	Mariquita (Tolima) - Jobo (Huila)	18.3
NorOeste	Puerto Berrío (Antioquia) - Medellín	52.8
NorEste	Intercor (La Guajira) - Puerto Nare (Antioquia) y Tibú (Norte de Santander)- Cúcuta)	227.2
Centro	Usme - El Porvenir (Casanare) - Bogotá y Yopal	231.1
Costa Atlántica	Ballena (La Guajira) - Cerromatoso (Córdoba)	93.8
Total		1.048,8

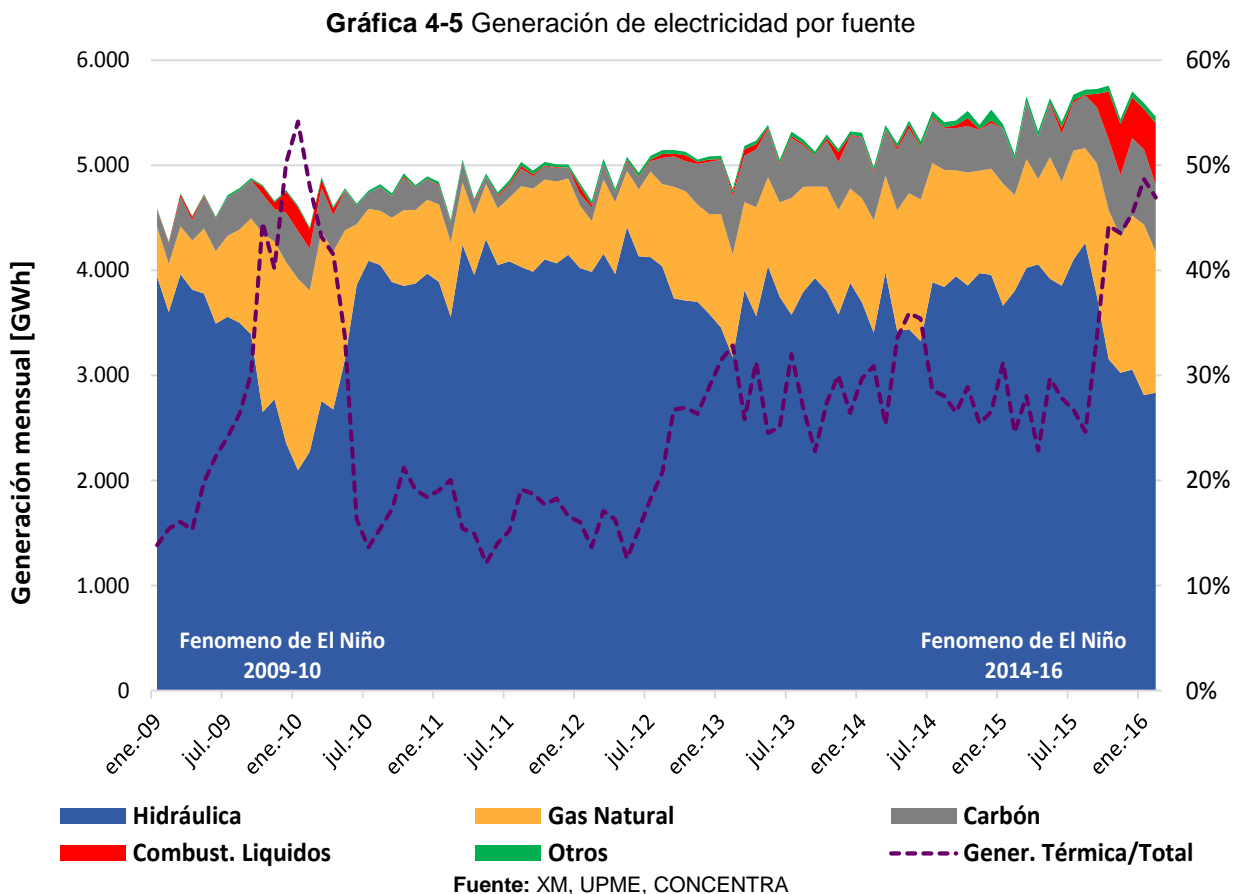
Fuente: CONCENTRA, cálculos: UPME.

Tanto en la Región Caribe como en la zona Aislada, el consumo de gas para generación representó la mayor proporción de consumo, mientras que el Interior estuvo dominado por el

consumo industrial, aún cuando la estructura de uso en dicha Región (Interior) está bastante diversificada, pues se aprecia una contribución equilibrada de los distintos sectores de consumo.

Dada la presencia del Fenómeno de El Niño en 2015, y por ende la necesidad de generar electricidad con plantas termoeléctricas, el consumo creció de forma importante en el Interior, no así en la Costa, pero se aportó al sistema eléctrico energía de las termoeléctricas, logrando que superara el 50% de la generación total durante varios días del período, situación que no es menor, toda vez que la capacidad instalada térmica representa el 29,5% de la total, equivalente a 4,871.9 MW, y de los cuales 1,931.5 utilizan gas natural como fuente primaria, 1.592 MW emplean combustibles líquidos y 1,348 operan con carbón.

De manera particular, las centrales térmicas a gas han participado hasta con cerca del 40% de la oferta de electricidad y las de carbón con más del 12% de la electricidad entregada al sistema durante periodos específicos. Igualmente en los meses en que ha ocurrido el Fenómeno de El Niño, se observa una participación importante en la oferta de electricidad de las unidades térmicas operadas con líquidos. La Gráfica 4-5 registra la trascendencia de esta generación, en particular en el período comprendido entre el mes de octubre de 2015 y los primeros meses de 2016.



4.3 Estimación de demanda de gas natural

La estimación de demanda total de gas natural del país se realizó a partir de las proyecciones individuales de este energético en los distintos sectores de consumo y que comprenden al residencial, el comercial (terciario), industrial, petroquímico, petrolero (ECP), transporte (GNV) y termoeléctrico. La prospectiva de cada uno de estos sectores tiene su propia metodología, debido a las características que cada cual tiene y los resultados se presentan con resolución mensual.

Igualmente se realizó un análisis espacial y se distribuyó el país en siete regiones, las cuales obedecen a particularidades socioeconómicas y de localización de la red de transporte. Dichas regiones son: Centro, Costa, CQR, Noreste, Noroeste, Suroeste y Tolima grande.

Los principales supuestos que determinaron el escenario base de proyección de gas natural hacen referencia a: el escenario PIB de mediano plazo publicado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y por el Departamento Nacional de Planeación –DNP, mostrado en la Gráfica 4-1; la estimación de crecimiento de la población definida por el DANE, presentada en la Gráfica 4-2; y la aplicación de precios de los diferentes energéticos que son sustituibles entre sí, utilizando en los casos en que fue necesario la regulación definida para cada uno de ellos.

Es importante resaltar que precios elevados en los distintos segmentos de la cadena de comercialización de gas pueden originar un proceso de caída en la demanda.

En las siguientes secciones se presentan los resultados de la proyección de demanda de gas natural para cada uno de los diferentes sectores de consumo, con los cuales posteriormente se construirá el balance de gas natural, tanto nacional como regional.

4.3.1 Sector Residencial

En la actualidad, el servicio de gas natural cubre a más de 7.9 millones de hogares⁹, y mantiene un consumo promedio relativamente estable por hogar, que se aproxima a los 17 m³ mensuales en las diferentes zonas. En consecuencia, el aumento de demanda depende del crecimiento demográfico y del incremento en la cobertura en cada uno de los mercados evaluados, y que en este caso hace referencia a las siete zonas establecidas. La proyección del número de hogares fue tomada de las proyecciones realizadas por el DANE con base en el censo de 2005.

Para modelar el crecimiento de las conexiones residenciales se utilizó una función logística, cuyos parámetros se calcularon mediante algoritmos genéticos¹⁰. La estimación de demanda de las diferentes regiones consideró modelos de Vectores de Corrección del Error -VEC-, en los que se relaciona la serie de demanda de gas natural con las series del precio de suministro del gas

⁹ Cobertura Gas Combustible Diciembre 2015. Ministerio de Minas y Energía. En línea: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1157884/4_Coberturas+gas+combustible-Dic2015_GN+%281%29.pdf/467b08cf-a2aa-47e3-ae29-7030321c887e

¹⁰ Proyección Demanda Gas Natural. Revisión Diciembre 2015. UPME. En línea: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Gas_Natural_Diciembre%202015.pdf

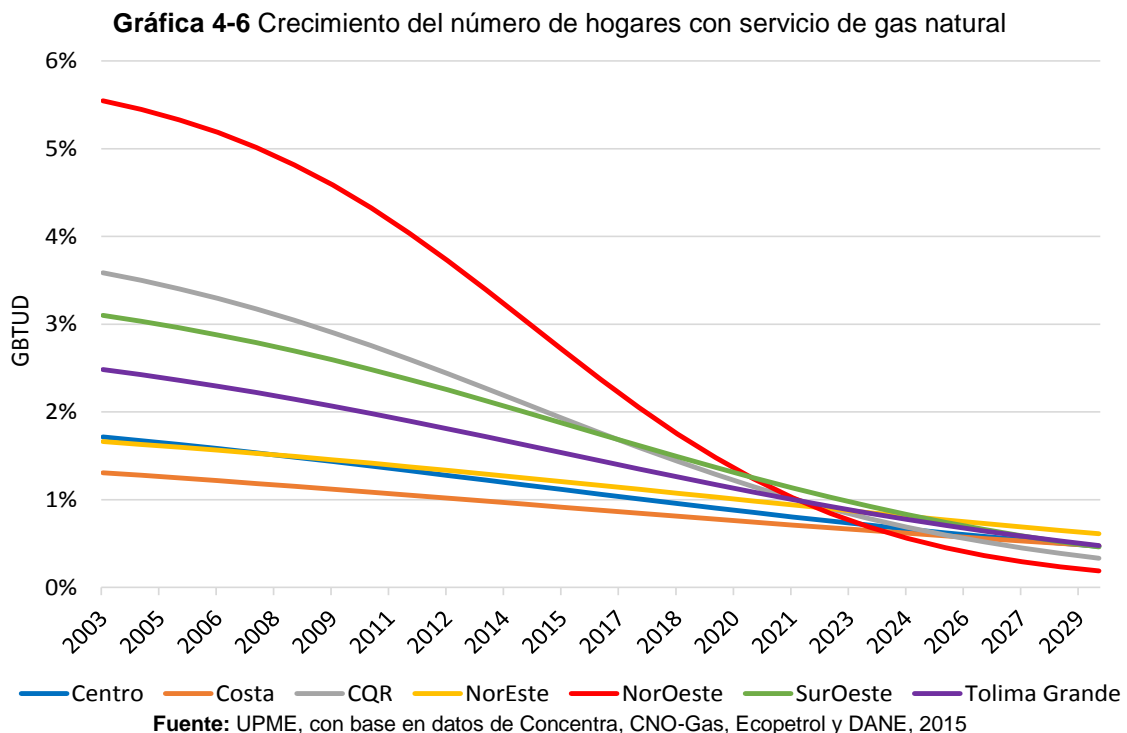
en La Guajira, el precio de suministro promedio del GLP (valores históricos y proyectados) y la cobertura del servicio de gas natural¹¹.

Las series de precios se originan en la Unidad, mientras que la serie histórica de cobertura corresponde a los datos suministrados por el Ministerio de Minas y Energía, a diferencia de las revisiones anteriores en las cuales se utilizó la serie histórica publicada por el SUI.

La Gráfica 4-6 presenta el crecimiento potencial de cobertura regional, con resultados que indican que las mayores tasas de crecimiento se presentan en las zonas de Noroeste, CQR y Sureste, en tanto que la Región Costa ya está alcanzando su nivel de saturación, con lo cual el crecimiento de usuarios es bajo, al igual que en Noreste.

Durante 2015, Noroeste fue la segunda región con mayor crecimiento de la demanda, mostrando un 6.2% del total. La región Noreste, a pesar de ser una de las de menor crecimiento en cuanto a cobertura del servicio, aumentó su demanda de 2014 a 2015 en 7.7 puntos porcentuales.

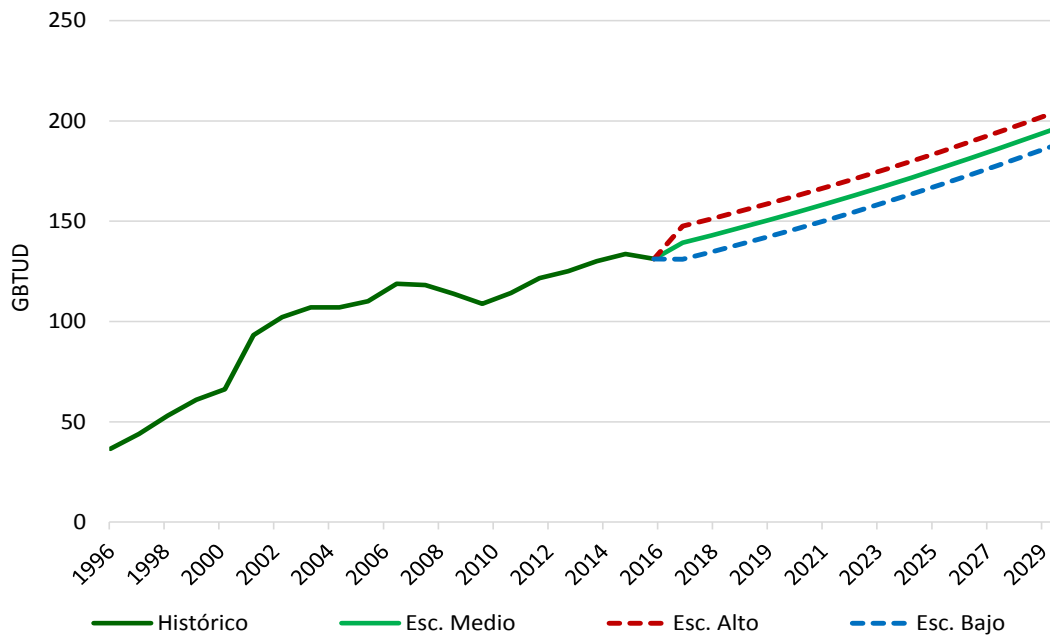
En el escenario medio, los resultados de la estimación indican una tasa de crecimiento del sector residencial de 3.2%, liderada por el crecimiento en consumo y cobertura en regiones como Centro, Noroeste y Suroeste.



La Gráfica 4-7 presenta los resultados de la estimación del escenario medio. Se considera además dos escenarios alto y bajo, construidos a partir del escenario medio con un intervalo de confianza correspondiente al 95%.

11 UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea: http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

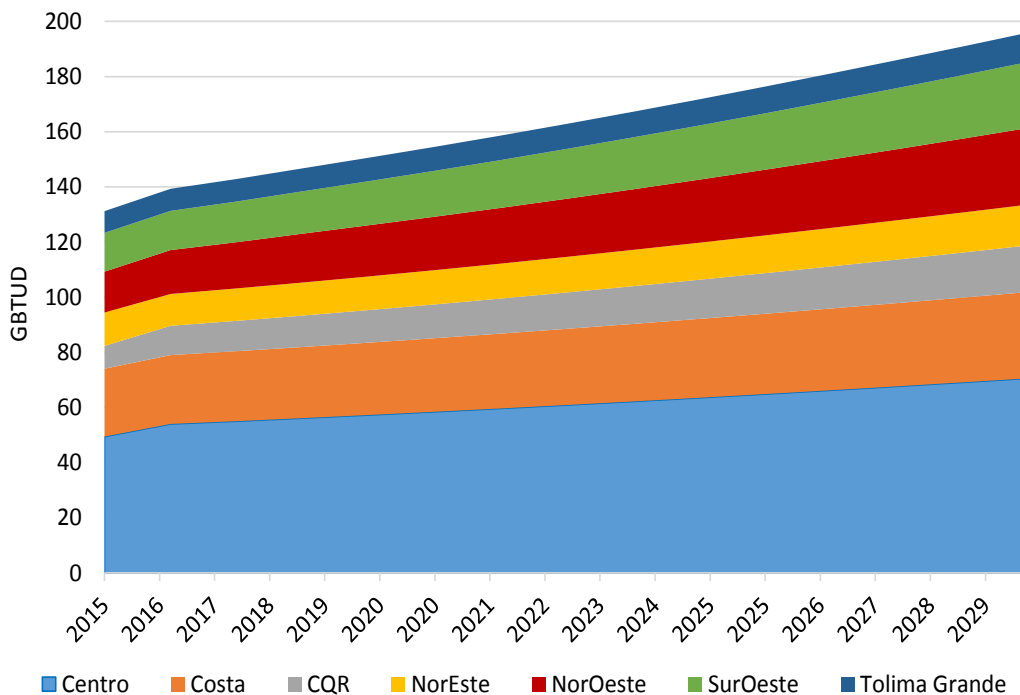
Gráfica 4-7: Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015

La proyección regional de largo plazo para el sector residencial se muestra en la Gráfica 4-8. La región que seguirá teniendo el mayor consumo de gas natural es Centro, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2.2%, mientras que la región Noroeste presenta la mayor tasa de crecimiento anual de 4.9%, ubicándose en el tercer lugar de consumo en el sector residencial.

Gráfica 4-8: Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

4.3.2 Sector Comercial

Por años se consideró que la demanda de gas natural en el sector comercial o terciario crecía a tasas muy parecidas a las del sector residencial. Sin embargo, durante 2015 el consumo de gas natural en este sector presentó una disminución de 14.7% con respecto al 2014, en virtud de que en cinco de las siete regiones de consumo se registraron decrecimientos de más del 10%, mientras que el eje cafetero (región CQR) y el Tolima grande presentaron crecimientos positivos de la misma magnitud, pero tan solo representan el 9% de la demanda.

La proyección de demanda del sector comercial se modeló mediante vectores de corrección del error, VEC, en los que se relacionó la demanda de cada región con los precios de suministro del gas natural de la Guajira y los precios promedio de suministro del GLP¹². La Gráfica 4-9 muestra los resultados de la estimación de demanda de gas natural en el sector comercial del escenario medio y de los dos escenarios construidos con un nivel de confianza del 95%.

Gráfica 4-9: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial



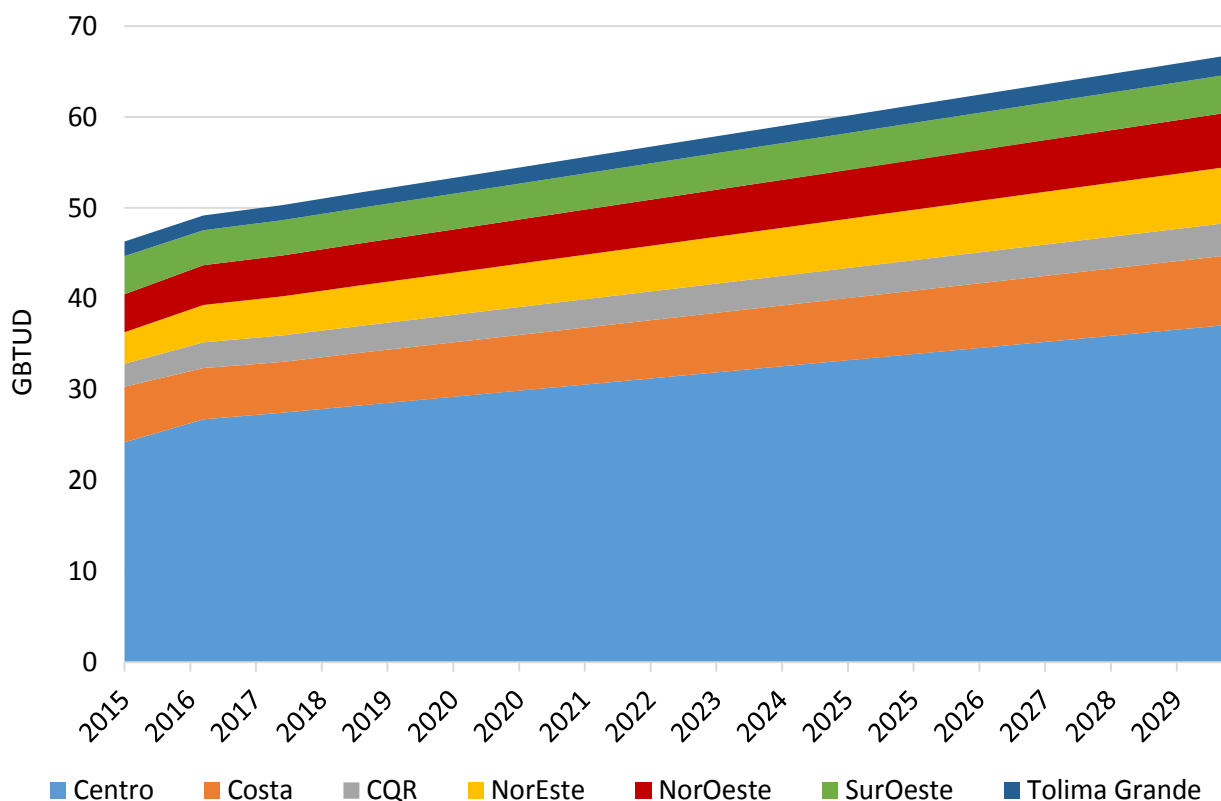
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

La demanda comercial regional Gráfica 4-10 considera una tasa de crecimiento anual promedio de 2.48% entre 2015 y 2029. Las regiones con mayor dinamismo son Noreste y Centro, con 3.4% y 2.65% respectivamente. La región de mayor contribución corresponde a Centro, con casi el

¹² UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea: http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

50% del total del sector, seguida de Costa. Las demás regiones muestran una contribución pequeña.

Gráfica 4-10 Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

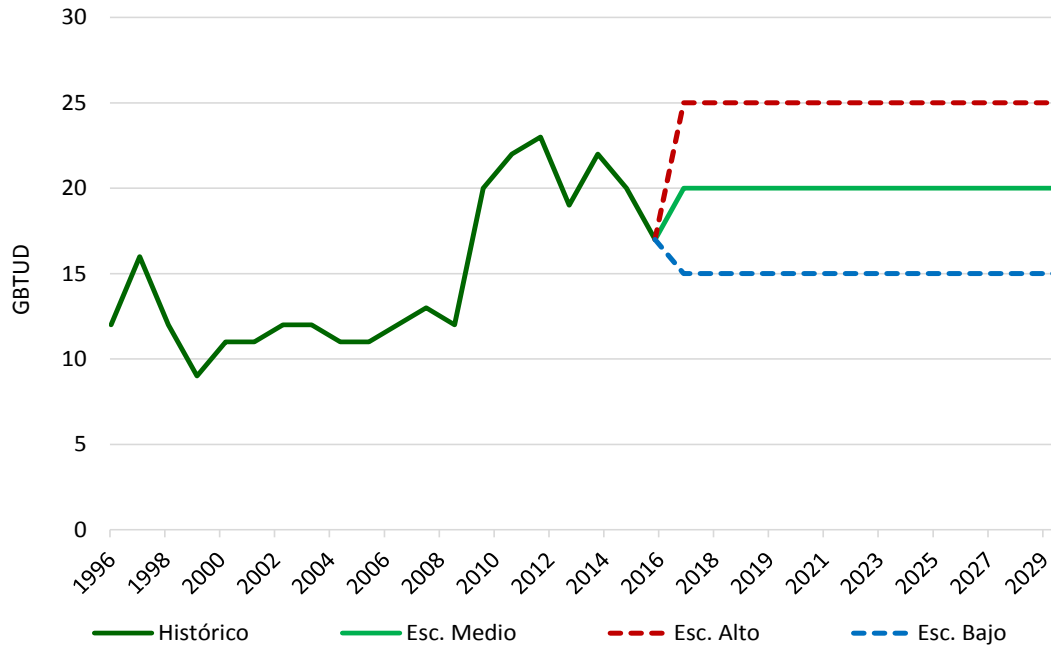
4.3.3 Sector Petroquímico

La demanda de gas natural del sector petroquímico está concentrada en dos regiones: Costa y Noroeste, con una participación de 95% y 5% respectivamente. Comparando los años 2014 y 2015, la demanda del sector disminuyó en un 14.2%, debido principalmente a un decrecimiento del índice de producción real del sector de químicos básicos, que a final de 2015 resultó ser de -4.6%¹³ en la Costa Atlántica.

El modelo utilizado para la proyección de demanda de gas natural como materia prima es el de vectores de corrección del error $-VEC-$, en el que se relaciona la demanda de gas natural del sector con variables como el precio de suministro de gas natural de La Guajira y el Índice de Producción Real reportado para las empresas que fabrican productos químicos básicos. La Gráfica 4-11 consigna los resultados de la estimación de demanda del escenario medio y los construidos con los intervalos de confianza del 95%.

¹³ Banco de la República Colombia. (11 de Septiembre de 2015). *Boletín Económico Regional Costa Caribe*. Obtenido de Banco de la República Web site: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/ber_costacaribe_tri4_2015.pdf

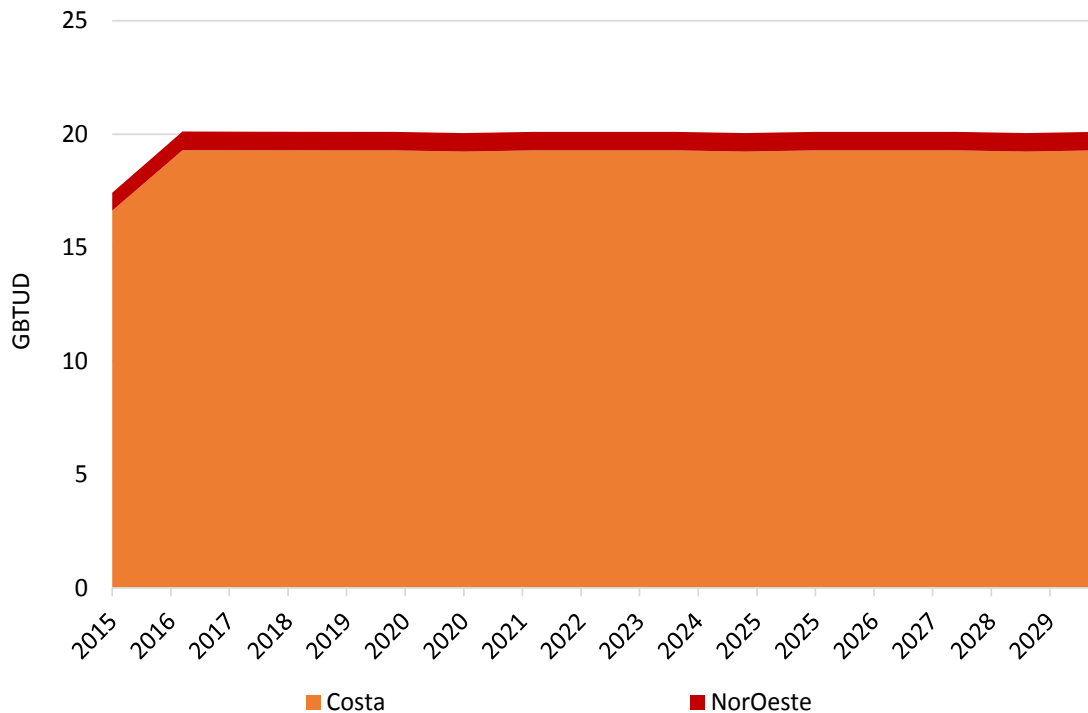
Gráfica 4-11 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Banco de la República, 2015.

En la Gráfica 4-12, se presentan los resultados de la estimación de demanda de gas natural con destino a la petroquímica, la cual parece mantenerse en alrededor de 20 GBTUD. No se tiene conocimiento de entrada de nuevos proyectos que permitan aumento de la demanda.

Gráfica 4-12 Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Banco de la República, 2015.

4.3.4 Sector Industrial

El gas natural es uno de los principales energéticos utilizados por el sector industrial, y dentro de la estructura de consumo de 2015 este sector ocupó el segundo lugar, con una participación de 28%, precedido por el sector eléctrico. En ese mismo año, este fue uno de los sectores que mostró tasas de decrecimiento, pasando en promedio de 275 GBTUD en 2014 a 263 GBTUD, lo que representa una disminución del 4%.

Pese a la recuperación económica del país hacia final de año, el gas natural consumido por el sector no fue suficiente para superar lo ocurrido en 2014, aun cuando la industria creció un 3.5% durante el cuarto trimestre, incluso por encima del crecimiento promedio de toda la economía durante 2015, e implicando un mayor consumo de gas natural por el sector productivo durante dicho trimestre.

Por otra parte, en los últimos trimestres se observó una aceleración en el ritmo de crecimiento del país que pasó de crecer 2.9% en el primer semestre a 3.2% en la segunda mitad del año, lo que motivó que por primera vez en ocho años la industria creciera por encima del promedio de la economía.

La dinámica industrial se ha venido acelerando: cayó 1.8 y 0.2 en el primer y segundo trimestres del año, mientras que en el tercero creció 3.2 y en el cuarto trimestre 4%. Sin embargo, esto no fue suficiente para incrementar el consumo de gas natural y lograr tasas de crecimiento positiva frente a 2014, pues consumo en regiones como Costa, Suroeste y Noreste, disminuyó en 13.1%, 10% y 13.7% respectivamente, como consecuencia de bajos crecimientos en sus índices de 2-7 producción real.

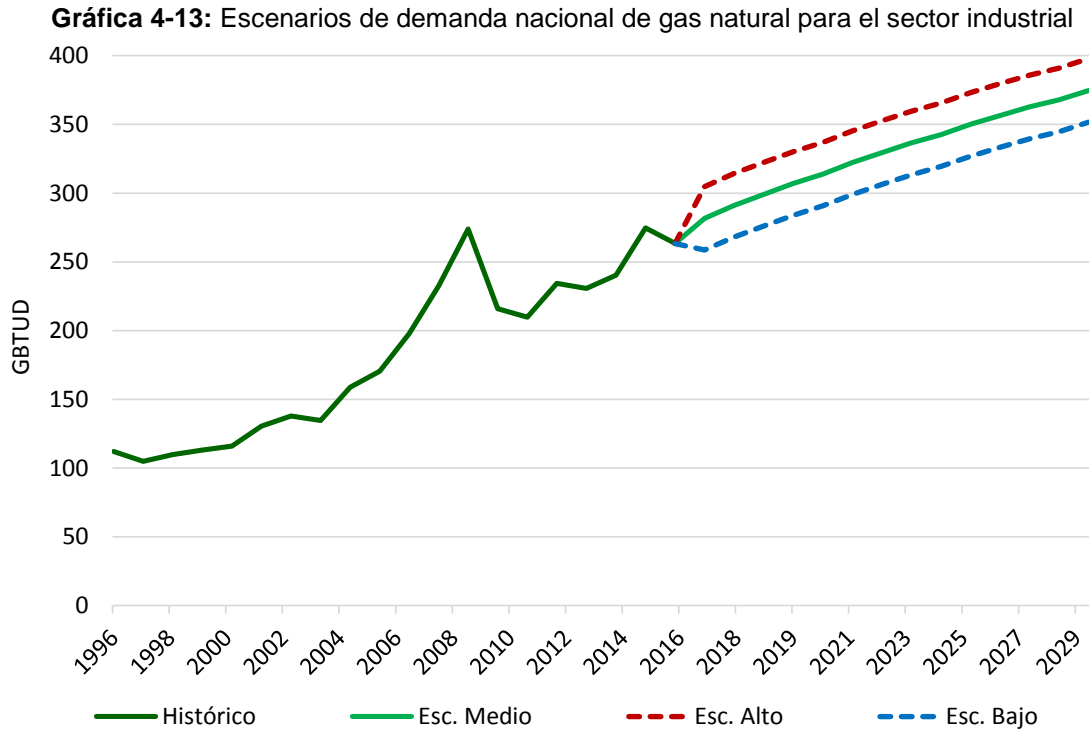
La proyección de demanda del sector industrial fue modelada mediante vectores de corrección del error –VEC-, en los que se relacionó la demanda nacional del sector con el precio del gas natural de La Guajira, el precio del carbón como sustituto en procesos de calentamiento y el PIB proyectado del sector Industrial¹⁴. La proyección del PIB trimestral es realizada en la Unidad.

La demanda proyectada en el escenario medio para el período 2015 – 2029 (Gráfica 4-13) presenta un crecimiento medio anual de 2.3%, pasando de 262.3 GBTUD en 2015 a 374.6 GBTUD en 2029, con un aumento de la demanda de 111. 3 GBTUD. También se muestran los intervalos de confianza de 95%, como escenarios alto y bajo. En comparación con revisiones anteriores, se proyecta un crecimiento menor del consumo de gas natural de la industria, debido al bajo crecimiento proyectado de la economía y a la desaceleración que presentó en 2014 y el bajo crecimiento de 2015.

Regionalmente, Centro y Costa se mantienen como las de mayor participación relativa, llegando a 60% al final del período de estimación, pese a que las tasas de crecimiento medio solo alcanzan 2.4% y 1.7% promedio año, crecimiento superado por el de regiones como Noreste, Suroeste y Noroeste, que detentan valores de 3.8%, 2.9% y 2.8% respectivamente, pero con contribuciones

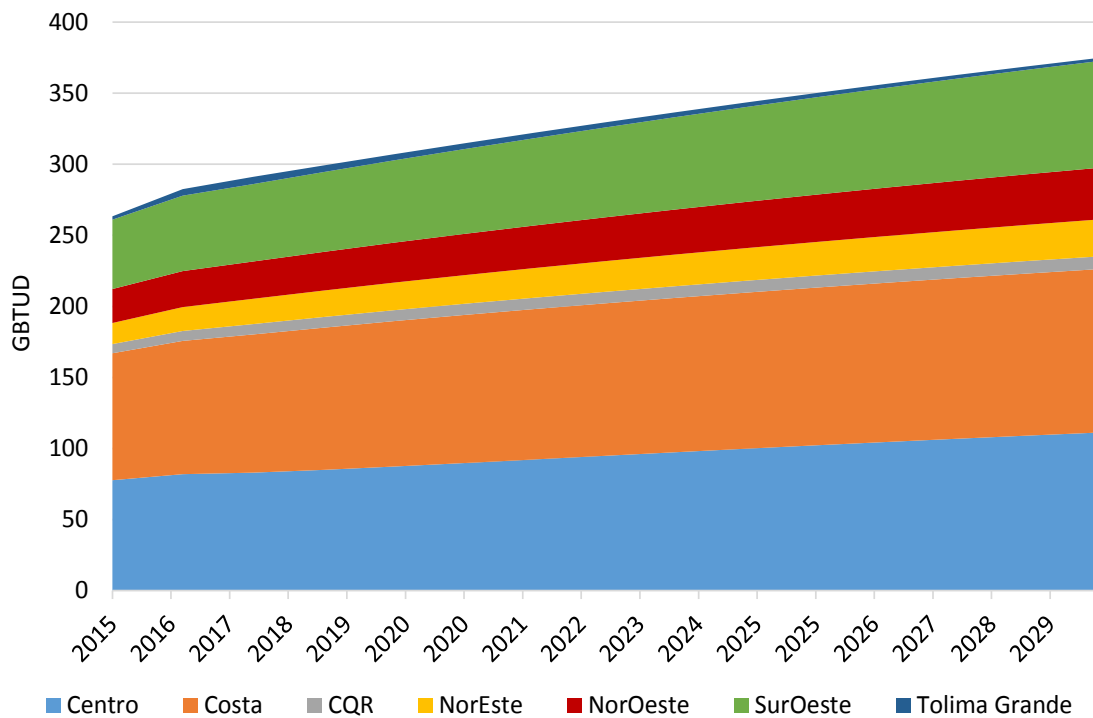
¹⁴ UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea:
http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

pequeñas, tanto al inicio como al final del horizonte de la proyección, tal y como se muestra en la Gráfica 4-14.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 4-14: Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

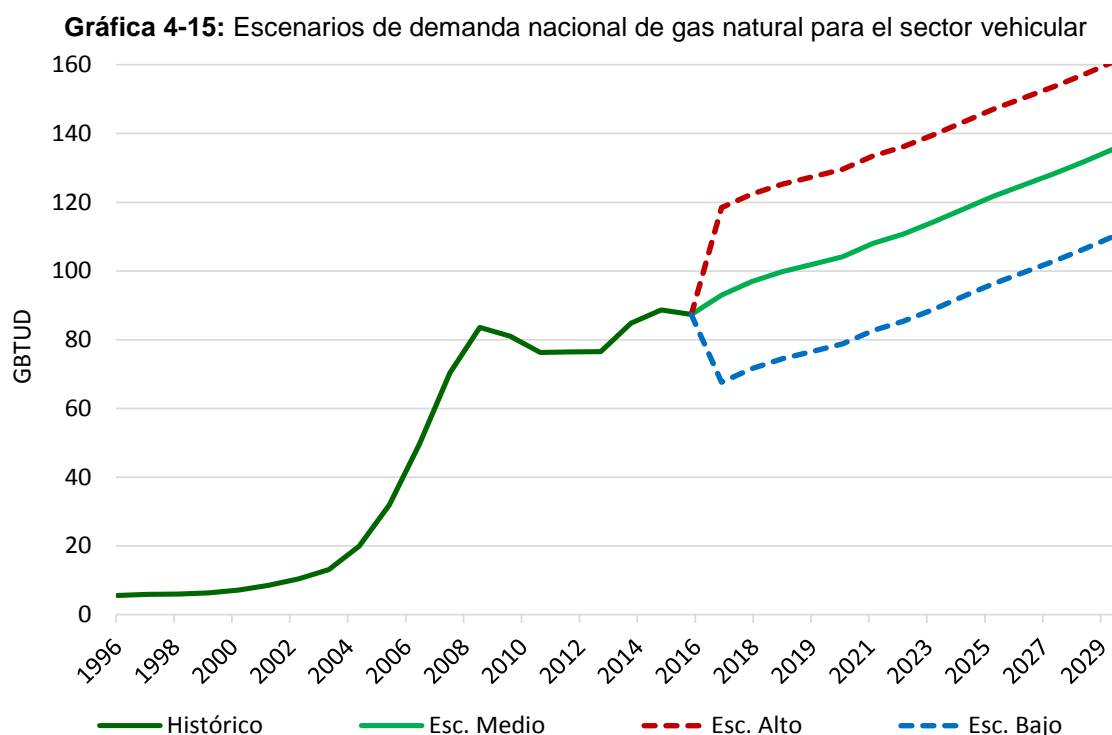
4.3.5 Sector Transporte Vehicular

La estimación de demanda de gas natural como combustible para vehículos se realizó mediante un modelo analítico denominado ENPEP¹⁵, el cual simula la operación de sistemas energéticos, donde los requerimientos energéticos son explicados por variables de crecimiento económico nacional y regional, y pueden ser atendidos por diferentes energéticos según sean sustituibles. La proyección se basa en un modelo de movilidad de pasajeros y carga.

En este modelo se incluyen las proyecciones de precios de los diferentes energéticos, las proyecciones de producción de combustibles, los planes de oxigenación de gasolina y ACPM, los planes de transporte masivo con diferentes alternativas de combustible, entre otras variables. Los datos presentados corresponden a la revisión del mes de diciembre de 2015.

Al finalizar 2015, el consumo promedio llegó a 87 GBTUD, registrando una reducción del 1.4% frente a 2014, la cual es explicada por un menor consumo en las regiones del Interior del país, cuya pérdida fue de 6% con relación al 2014. Solo la región de la Costa mostró resultados positivos creciendo 14%, al pasar de 19 GBTUD a 21 GBTUD.

El escenario medio crecerá al 3.2%, al pasar de 87 GBTUD en 2015 a 135 GBTUD en 2029, tal como se muestra en la Gráfica 4-15. Como en los demás sectores, se presentan escenarios alto y bajo definidos por un intervalo de confianza del 95%.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

¹⁵ Energy and Power Evaluation Programme. Argonne National Laboratory

Todo lo anterior en función de la proyección de demanda de energía eléctrica, los escenarios de expansión del parque generador, los costos de combustible utilizados para la generación de energía, los costos de operación y administración de cada una de las unidades generadoras, la disponibilidad de combustibles, las series hidrológicas, de velocidad del viento y de radiación solar históricas y proyectadas. La simulación se hace bajo el objetivo de minimizar los costos operativos del sistema.

El consumo de gas natural calculado por el SDDP no tiene en cuenta las limitaciones físicas y naturales de la red de transmisión de energía eléctrica, es decir, se asume un despacho uninodal, con un único nodo de generación y demanda. Así mismo, el modelo no contempla condiciones de mercado. Es por estas razones que se deben determinar de manera exógena los requerimientos de combustible para las generaciones de seguridad¹⁶, las cuales están asociadas a las restricciones de cada una de las áreas y sub-áreas eléctricas del sistema. Para esto último se utiliza la herramienta de simulación eléctrica DIGSILENT.

Adicionalmente, se debe establecer para cada una de las plantas de generación el valor de consumo de combustibles en una etapa o instante de tiempo determinado, el cual es el máximo valor por unidad entre el consumo establecido por el SDDP, y el cálculo que está relacionado con los requerimientos de seguridad de la red eléctrica, es decir:

$$CG_{total_t} = \sum_{j=1}^n CG_{t,j}$$

$$CG_{t,j} = \max \left(CG_{SDDP_{t,j}}, CG_{restricción_{t,j}} \right) \cdot (1 + k)$$

$$CG_{SDDP_{t,j}} = \frac{1}{E} \cdot \left(\sum_{i=1}^E CG_{SDDP_{t,j,i}} \right)$$

Donde:

t: Es la etapa del horizonte de estudio. Para este caso mes o semana, dependiendo de la simulación.

CG_{total_t} : Es el consumo total de gas gatural del sector termoeléctrico en la etapa *t*.

j: Índice relacionado a la planta termoeléctrica que es objeto de análisis.

$CG_{t,j}$: Es el consumo de gas natural de la planta termoeléctrica *j* en el la etapa *t*.

n: Es el número total de plantas térmicas en el sistema.

¹⁶ La generación de seguridad es la potencia mínima que se debe garantizar en un área o sub-área eléctrica en un instante de tiempo, de tal manera que las contingencias más críticas en dicha zona no ocasionen violaciones en el SIN, es decir, inestabilidad de tensión, angular o de frecuencia, y niveles de carga superiores a los valores nominales en los principales elementos del sistema.

$CG_{SDDP_{t,j}}$: Es el consumo de gas natural de la planta j en la etapa t, proyectado por el modelo energético SDDP bajo un despacho uninodal.

$CG_{restricción_{t,j}}$: Es el consumo de gas natural de la planta j en la etapa t, proyectado por el modelo eléctrico DIGSILENT, considerando las limitaciones físicas de la red de transmisión y sub-transmisión del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

k: Es el porcentaje adicional de consumo de combustible, que está relacionado a los arranques y paradas de cada una de las plantas de generación.

E: Es el número total de escenarios de largo plazo simulados.

i: Índice asociado al escenario de largo plazo que es objeto de estudio.

$CG_{SDDP_{t,j,i}}$: Es el consumo de gas natural de la planta j en la etapa t para el escenario i del Plan de Expansión, proyectado por el modelo energético SDDP bajo un despacho uninodal.

Es importante mencionar que se hicieron simulaciones energéticas en el SDDP en dos etapas:

Simulación corto plazo

- Determinística con resolución semanal
- Horizonte de corto plazo (enero 2016-diciembre 2018).
- Hidrología tipo fenómeno de El Niño entre enero y junio del año 2016, y de allí en adelante se considera neutralidad hidrológica.
- Demanda alta de la UPME revisión de enero de 2016 hasta junio del mismo año, para luego contemplar el escenario medio.
- Contratos de suministro de gas natural hasta diciembre del año 2017; después se asume disponibilidad infinita.
- Se consideran los mínimos técnicos individuales de cada embalse declarados para el cálculo del Cargo por Confiabilidad (Nivel de Embalse Probabilístico-NEP)
- Restricción agregada de embalse a través de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la cual refleja el nivel mínimo requerido en el SIN para garantizar la operación de las centrales hidroeléctricas.

Simulación largo plazo

- Determinística con resolución mensual (etapa).
- Horizonte de largo plazo (enero 2019-diciembre 2030).
- Dos casos respecto a los aportes hidrológicos esperados. El primero contempla la hidrología de los fenómenos de El Niño de los periodos octubre 2014-marzo 2016 y marzo 1998-junio 1998, que remplazarían los aportes esperados en los periodos octubre 2019-junio 2021 y octubre 2024-junio 2026, respectivamente.

El segundo tiene en cuenta los mismos aportes críticos de los fenómenos antes referenciados, que remplazarían esta vez los aportes de los periodos octubre 2021-junio 2023 y octubre 2026-junio 2028, respectivamente. Para ambos escenarios hidrológicos durante el resto del horizonte se tienen en cuenta los aportes promedios históricos.

- Escenario alto de la proyección de demanda eléctrica, revisión octubre 2015.
- Cuatro (4) casos de expansión del parque generador (escenarios 5, 7 y 12 del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029), y un escenario adicional denominado 12+.
- Se consideran los mínimos técnicos individuales de cada embalse declarados para el cálculo del Cargo por Confiabilidad (Nivel de Embalse Probabilístico-NEP)
- Restricción agregada de embalse a través de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la cual refleja el nivel mínimo requerido en el SIN para garantizar la operación de las centrales hidroeléctricas.
- Disponibilidad infinita de gas natural.

Adicionalmente, cada una de las plantas térmicas que hacen parte del SIN se configuran en el modelo con un combustible principal y combustibles secundarios, según correspondan los parámetros técnicos de cada una de ellas. El modelo despacha las plantas en función de la disponibilidad de cada uno de los recursos utilizados para la generación, así como del precio de cada uno de ellos, con el objetivo de minimizar los costos operativos del sistema.

Como se mencionó anteriormente, la disponibilidad de gas a corto plazo, es decir hasta el año 2017, está limitada por contratos de suministro, y a partir de ese momento se asume disponibilidad infinita de gas. En el caso de otros combustibles como carbón o líquidos se asume disponibilidad infinita a lo largo de todo el período de análisis.

Como parte del ejercicio de modelamiento prospectivo, la UPME estudió y definió en el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029 ocho (8) posibles escenarios para la matriz energética de generación, con base en la dotación de recursos naturales, el registro de proyectos de generación y las solicitudes de conexión, encontrando que se requieren entre 4,208 y 6,675 MW de expansión para la próxima década, adicionales a los ya definidos mediante el Cargo por Confiabilidad.

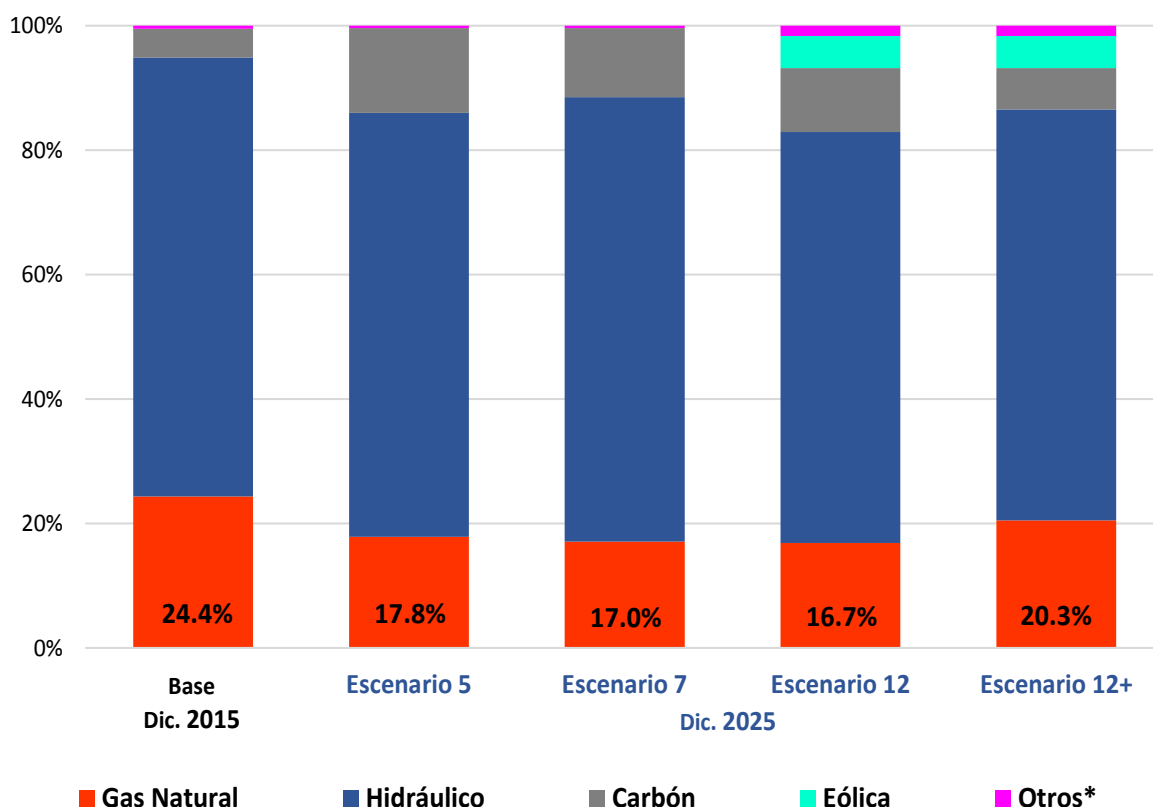
Estos escenarios consideran las intenciones que manifiestan los agentes en el desarrollo de proyectos, así como los potenciales recursos energéticos (hídrico, gas, carbón, biomasa, solar, geotérmico, etc.) del país.

De los escenarios formulados para la proyección de la demanda de gas natural se tuvieron en cuenta tres (3): los escenarios 5, 7 y 12, destacándose este último con la mayor resiliencia hidráulica (la capacidad de adaptación ante eventos hidrológicos extremos), el buen comportamiento relativo a bajos costos de generación (costo marginal de la demanda), los menores requerimientos de capital y uno de los más bajos factores de emisión de gases efecto invernadero.

A partir del escenario 12 se construyó uno nuevo denominado 12+, el cual se diferencia del original en su composición térmica, contemplando más plantas térmicas que utilizan el gas natural como combustible principal. La mezcla tecnológica de los escenarios para la capacidad adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad se muestra en la Gráfica 4-17.

Para el Escenario Medio (igual al Alto) se simuló la ocurrencia de Fenómenos de El Niño, tomando de la simulación del SDDP las hidrologías más severas, esto es, las cuatro series que tenían la energía afluente menor. Con esto se pretende forzar el sistema de gas ante contingencias tipo El Niño. Es de resaltar el efecto de la entrada de la Línea de Transmisión de Cerromatoso-Chinú-Copey, que alivia carga al sistema hacia el 2019. Para el Escenario Bajo se considera el promedio de todas las hidrologías proyectadas por el modelo.

Gráfica 4-17 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico

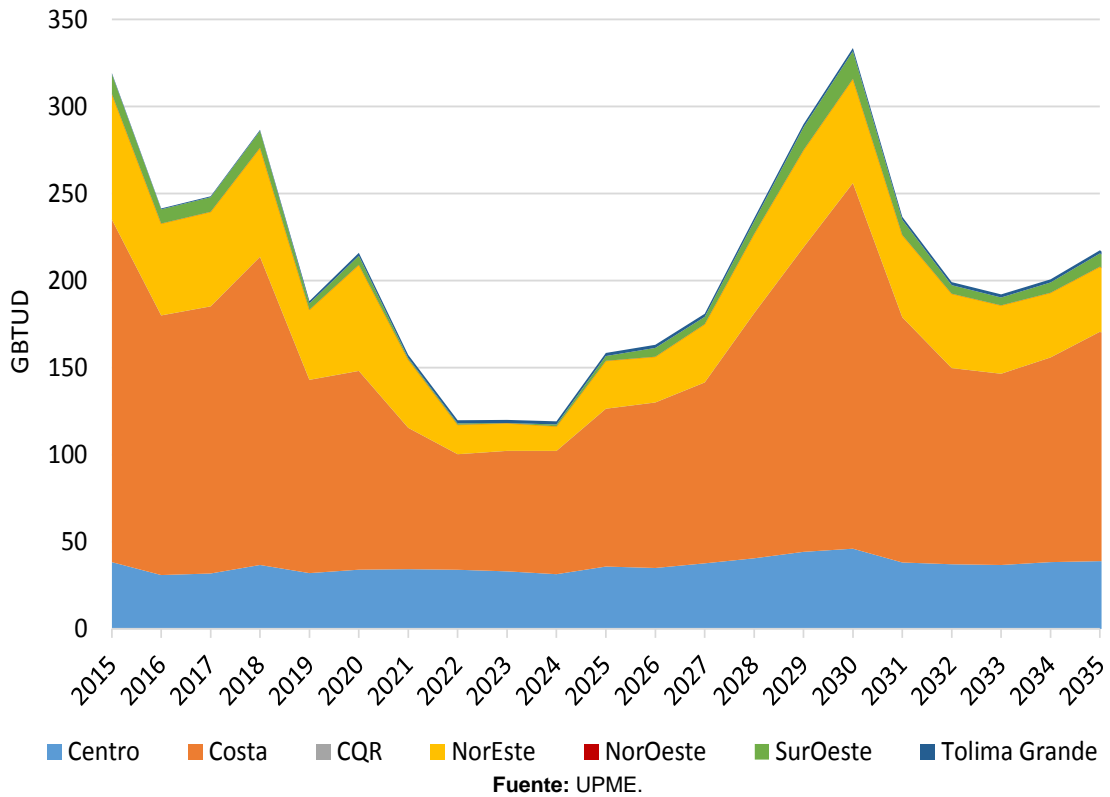


Fuente: UPME y XM.

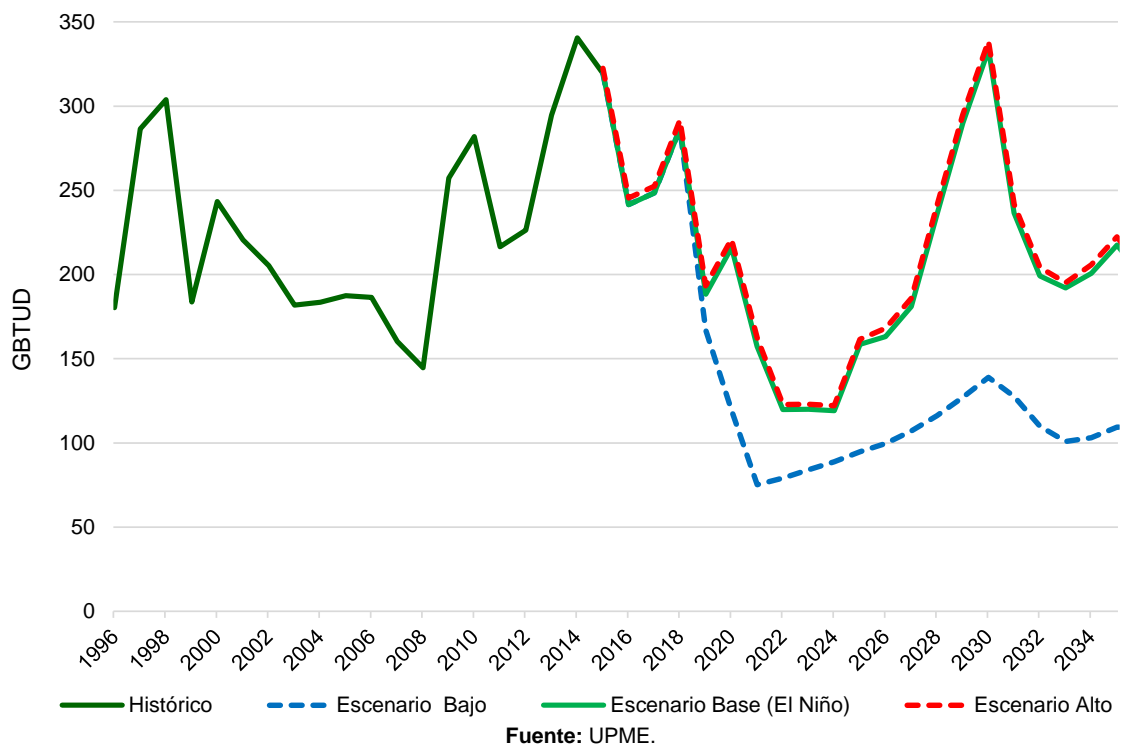
Es necesario mencionar que lo anterior es debido a la dependencia de la generación eléctrica de la hidrología y la incertidumbre de ésta última que implica una banda de posibilidades de consumo de gas natural para este sector. Tal banda de posibilidades es aún mayor si se considera que sobre la expansión futura de largo plazo de la capacidad de generación eléctrica tampoco se tiene certidumbre.

En general, la incertidumbre propia de la planeación del sistema eléctrico se traslada a la planeación del sistema de gas natural. La grafica 4-18 muestra la demanda regional de gas natural para generación de electricidad.

Gráfica 4-18 Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario base.



Gráfica 4-19 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico.



De las Gráfica 4-17 a Gráfica 4-19 se puede concluir:

- La demanda de gas natural para el sector termoeléctrico seguirá aumentando entre los años 2016 a 2018, debido al incremento de generaciones de seguridad, en particular en la Región Caribe. Lo anterior específicamente en los departamentos de Atlántico y Bolívar, ello para evitar que contingencias locales en los Sistemas Regionales de Transporte, al igual que la pérdida de uno de los circuitos a nivel de 500 kV que interconecta la Costa Atlántica con el interior del país, ocasionen desatención de demanda.

Así mismo, se observan necesidades de gas natural en el área Nordeste en menor proporción, particularmente en el departamento del Casanare, ellas relacionadas a un despacho permanente de Termoyopal para el soporte de tensión en la red eléctrica del Operador de Red Enerca.

- Se aprecia un pico de consumo en el año 2018, por generación de seguridad que se debería programar para soportar nuevas cargas de aproximadamente 300 MW en la Costa Atlántica, asociadas con proyectos mineros y sociedades portuarias que implican aumento en el consumo cercano a 83 GBTUD. Para el año 2030, también se asume la posibilidad de altos consumos por generación de seguridad, que se reducirían por la entrada en operación de nuevas líneas de transmisión.
- En el año 2019 se proyecta una fuerte caída en el consumo de Gas Natural para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos como Ituango y Porvenir, así como por la entrada en servicio del corredor en 500 kV Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey, que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe.

4.3.7 Sector Petrolero

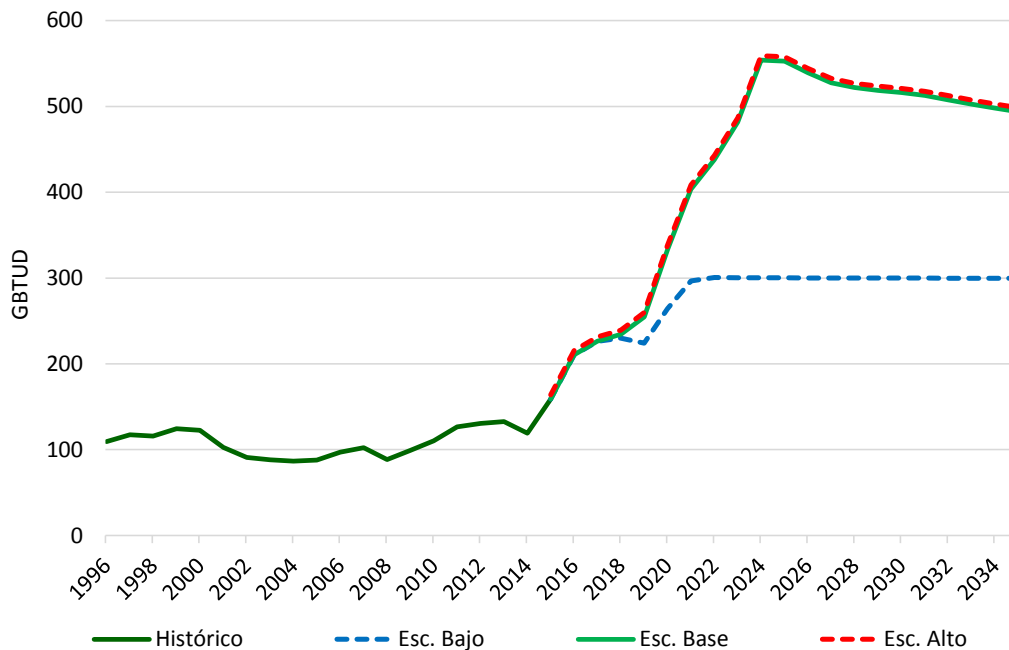
La proyección de demanda del sector petrolero corresponde a los consumos previstos de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, consumos en la región Centro destinados a la generación de electricidad y consumos destinados a la producción petrolera. El escenario bajo corresponde a la estimación de demanda futura de ECOPELROL de consumos actuales y de proyectos aprobados.

Los escenarios alto y medio (iguales) corresponden a los consumos esperados de proyectos sin aprobación, que desde las previsiones de la UPME son necesarios para el abastecimiento nacional del petróleo y combustible líquidos (ver Gráfica 4-20) y que eventualmente podrían ser desarrollados por otro agente. Tal es el caso de la proyectos de recuperación mejorada de crudo en campo Teca Fase II en el Magdalena Medio, cuya fase piloto se adelante actualmente con resultados positivos. En la proyección se destacan los siguientes eventos Gráfica 4-21:

- Ampliaciones en la refinería de Cartagena hasta 87 GBTUD en la región Costa, entre los años 2016-18.
- Proyecto Integral de Energía en los Llanos (Casanare): Proyecto de autogeneración eléctrica de 700 MW que demandaría hasta 79 GBTUD en la región Centro en el año 2020-21.
- Ampliación capacidad de producción en la refinería Barrancabermeja: Demandaría hasta 70 GBTUD más hacia el año 2023.

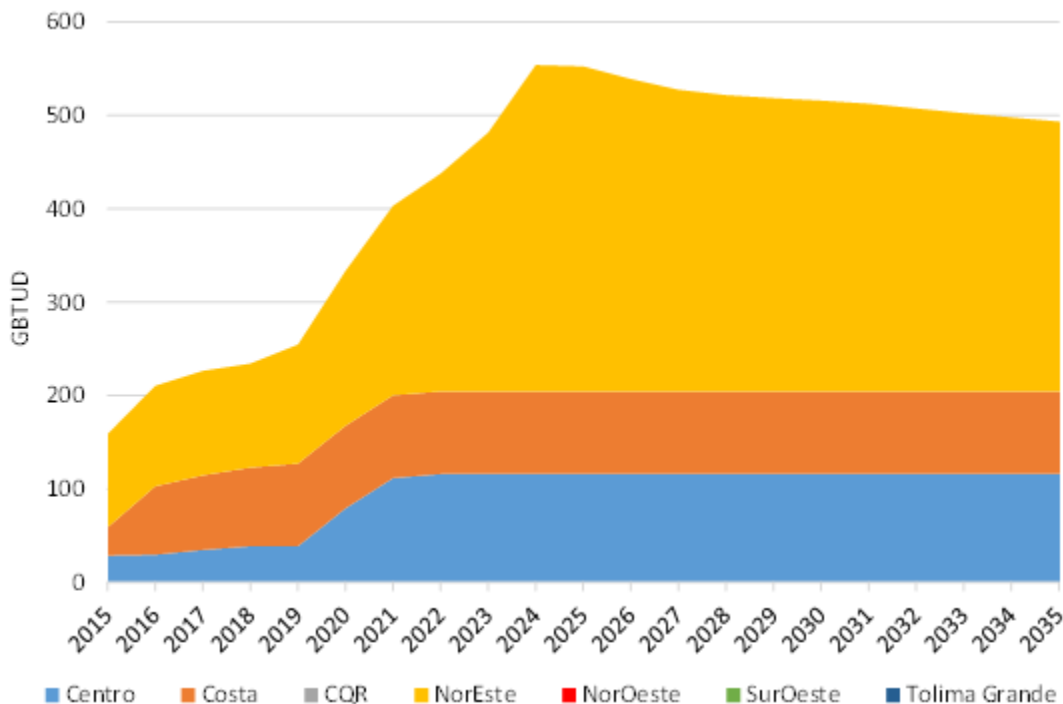
- Consumo para producción de petróleo (recuperación mejorada) en el Magdalena Medio (Noreste) hasta por 180 GBTUD.

Gráfica 4-20 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 4-21 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

4.4 Proyección demanda gas natural nacional

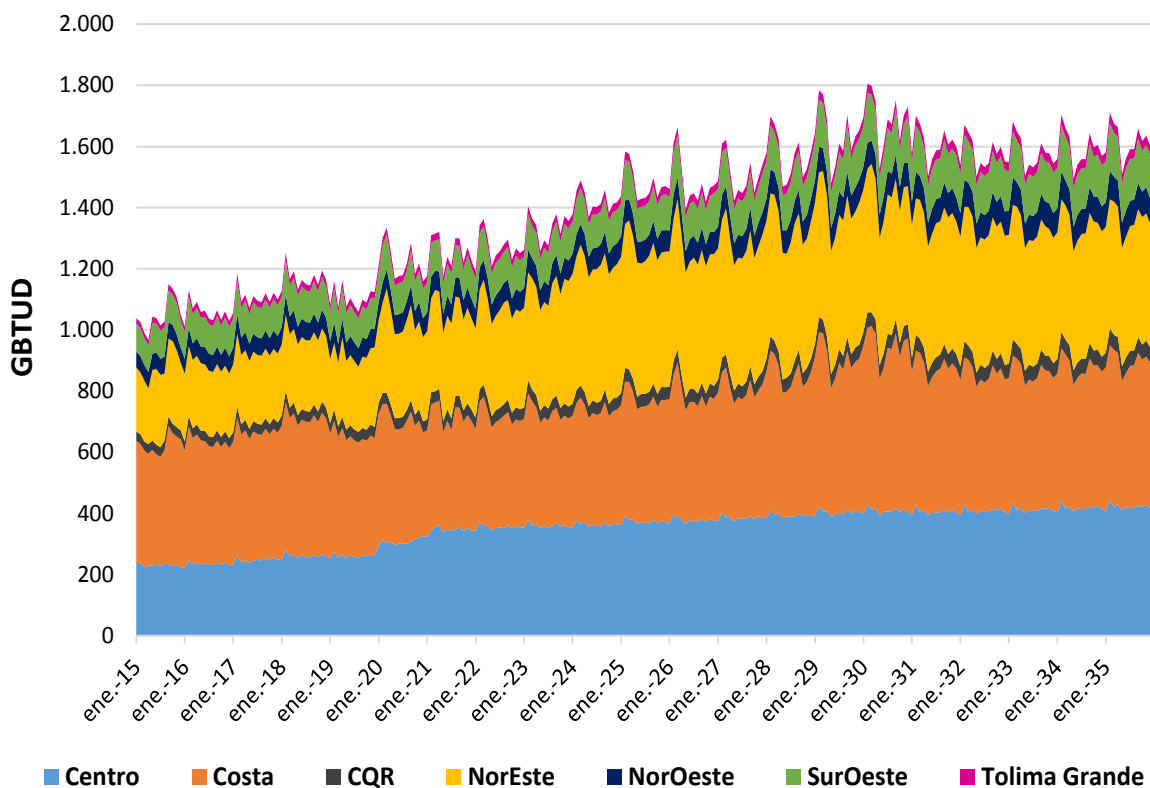
A nivel nacional, se estima que la demanda de gas natural en el escenario medio alcanzará un crecimiento promedio año de 2.2 % entre 2015 y 2035, pasando de 1,060 GBTUD a 1,707 GBTUD, impulsada por el crecimiento económico, aumento de la población y sustitución de algunos energéticos menos eficientes por gas natural, en cumplimiento de las recomendaciones ambientales de la reunión de París del año 2015.

Cabe señalar que a los valores antes proyectados se añadió la proyección de consumo de los sistemas de compresión para la operación de transporte, la cual se consideró que corresponde a 2.5% de la suma de la demanda de los demás sectores.

El crecimiento de las regiones está determinado por las características y actividades económicas que se desarrollan en las mismas. La Región Costa mantiene la mayor participación relativa a lo largo de la estimación, seguida por las regiones de Noroeste y Centro, constituyéndose en la de mayor contribución a la demanda.

En la Gráfica 4-22 se aprecia como en la región Noreste, después del año 2020, la demanda aumenta significativamente como consecuencia de la ampliación de la refinería de Barrancabermeja y el desarrollo de extracción de petróleo con mecanismos de recuperación secundaria.

Gráfica 4-22 Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio.



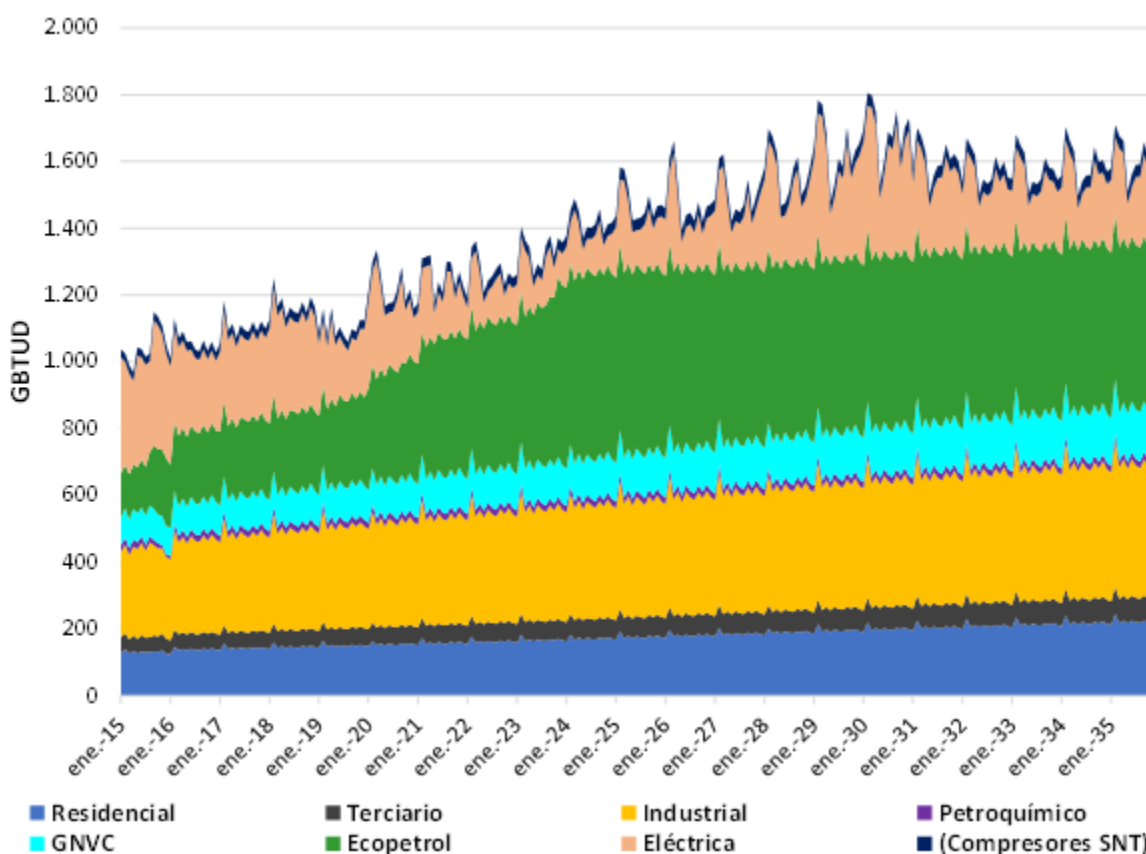
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

También se puede observar que entre los años 2018 y 2019 hay una variación importante en la Región Costa, resultado del aumento en generaciones de seguridad, de la conexión de nuevas cargas en 2018 y de la entrada de líneas de transmisión de electricidad desde el interior en 2019.

En la Gráfica 4-23 se presentan las estimaciones de demanda sectorial de gas natural correspondiente al escenario medio. De los siete segmentos considerados, los sectores residencial, terciario, vehicular, petroquímico e industrial crecen a una tasa relativamente estable, guiados principalmente por el crecimiento de la economía, de la población y la cobertura del servicio.

El sector que presenta un mayor aumento en sus consumos es el petrolero. Dicho aumento responde al desarrollo de proyectos de ampliaciones de las refinerías, la autogeneración de energía de ECOPEPETROL en la zona de los Llanos Orientales y los consumos para incrementar la producción petrolera, necesaria para el país.

Gráfica 4-23 Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

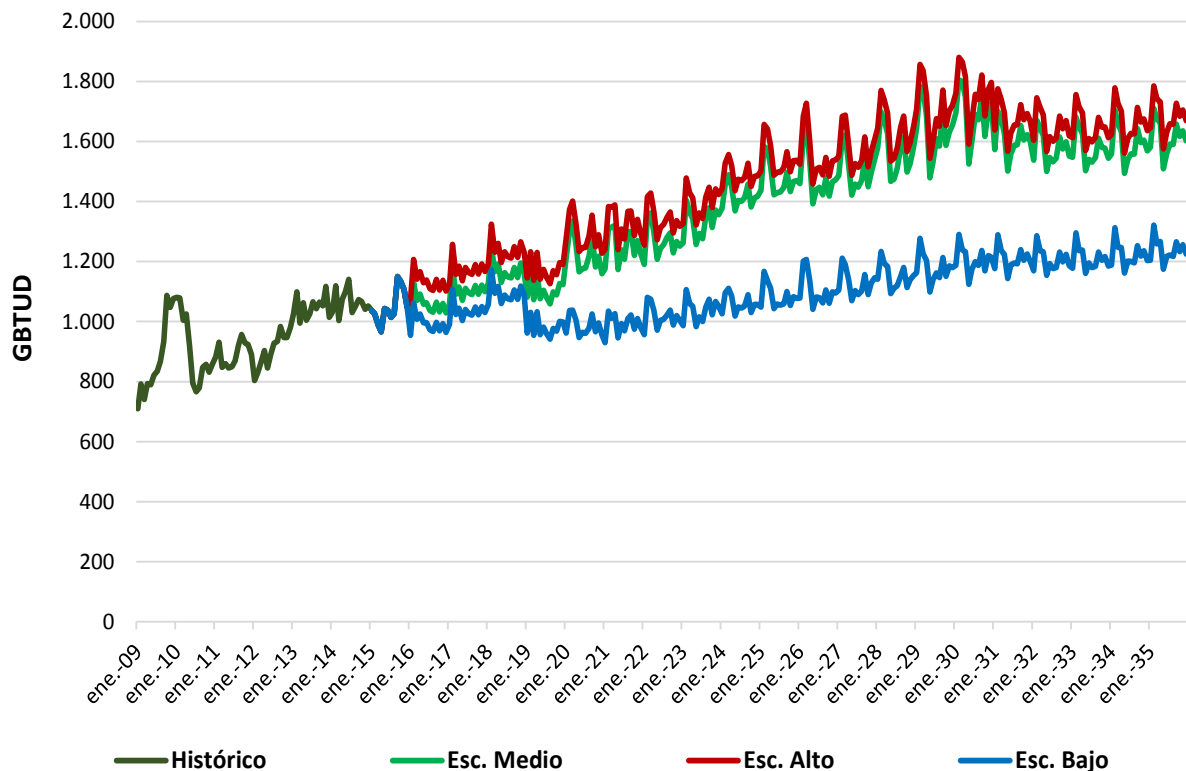
El sector termoeléctrico muestra variabilidad relacionada con la posibilidad simulada de que se presenten fenómenos hidrológicos secos en cualquier año del horizonte y aumentos de carga en zonas con restricciones de transporte de electricidad.

El sector termoeléctrico muestra variabilidad que depende de fenómenos atmosféricos (períodos secos) y aumentos de carga en zonas con restricciones de transporte de electricidad, y hacen

que al final del período de proyección aumente la demanda de gas natural para responder a las necesidades del Sistema Interconectado Nacional -SIN-. No obstante, en el período 2022 - 2025 se proyecta una menor demanda de gas natural originada en la entradas de proyectos de generación y de infraestructura de transporte, que reducirán los requerimientos de gas natural para la generación eléctrica.

Por último, se presenta la evolución proyectada de la demanda de gas natural para los escenarios alto, medio y bajo, con resolución mensual en la Gráfica 4-24.

Gráfica 4-24: Escenarios de demanda nacional de gas natural



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

5 BALANCE DE GAS NATURAL

Con el propósito de garantizar la continuidad del abastecimiento y atender las demandas previstas en los escenarios más probables, se plantean distintos escenarios tanto de oferta como de demanda, con el propósito de llegar a un diagnóstico respecto a la situación actual y futura de abastecimiento, pues es claro que el abastecimiento de gas natural podría tornarse crítico bajo algunos escenarios.

Como se mencionó en los capítulos de oferta y demanda, se consideraron distintas hipótesis para cada uno de los escenarios planteados, ello por cuanto es necesario tener en cuenta que la oferta puede provenir de diferentes localizaciones, lo que obviamente afecta requerimientos de infraestructura y de confiabilidad futura del sistema integrado de abastecimiento.

Debe recordarse que los escenarios de oferta son el resultado de la declaración de productores al Ministerio de Minas y Energía efectuada en marzo de 2016, de las reservas disponibles. Los escenarios de demanda corresponden a un análisis de la UPME con la información más reciente de todas las variables económicas, técnicas y de precios.

5.1 Balances combinando todos los escenarios (2016-23)

En este numeral se analizan solo los escenarios de oferta y demanda de gas natural, sin considerar el sistema de transporte, a fin de determinar posibles déficits de suministro y estimar la magnitud de los mismos, los cuales pueden ser cubiertos mediante oferta importada, cuando la oferta nacional resulte insuficiente.

Es posible que la insuficiencia pueda provenir de dificultades en el mercado en términos de asignaciones de cantidades a usuarios que no requerirán el gas contratado, mientras que otros pueden no hallar cantidades disponibles para su contratación. Igualmente, la insuficiencia de oferta puede estar originada en una imposibilidad real de producir el gas demandado en el tiempo oportuno. Mientras que el primer tipo de restricción es manejable mediante mecanismos regulatorios, el segundo tipo no sólo requiere de dicha regulación, sino que puede depender de factores geológicos cuya incertidumbre es necesario considerar.

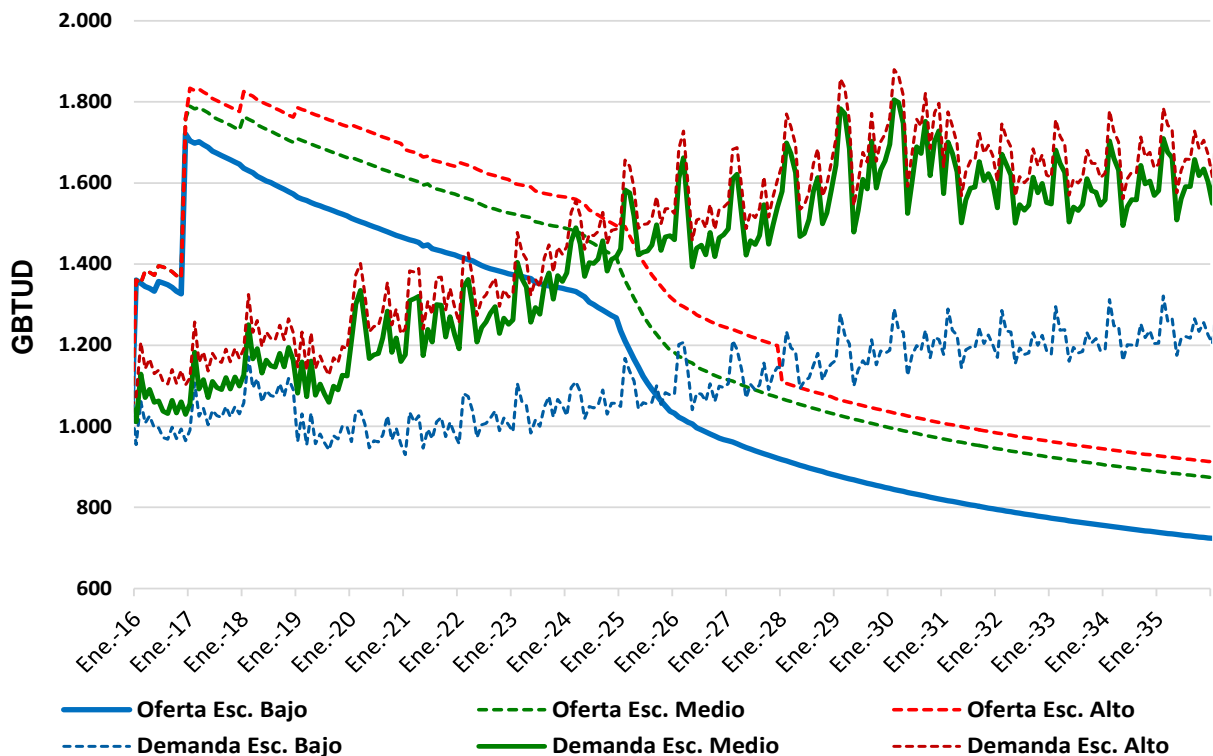
Así, la finalidad de este análisis es la determinación del grado de desabastecimiento en términos físicos, sin tener en cuenta factores comerciales, contractuales o de infraestructura que están presentes en el mercado, que condicionen el análisis aquí presentado.

La situación del corto-mediano plazo es sin duda la más crítica, dado que es la que ofrece una mayor certidumbre de resultados, al tiempo que presenta los menores plazos para la toma de decisiones, particularmente de inversión.

Una de las principales dificultades para abordar la cuantificación del déficit de abastecimiento nacional de gas natural, hace referencia a la multiplicidad de escenarios que se deben considerar, tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda, los cuales deben plantear diferentes situaciones de futuros posibles, como se aprecia en la Gráfica 5-1, la cual muestra la comparación de hipótesis de oferta y demanda.

Para realizar los análisis de abastecimiento, de expansión de infraestructura de transporte, de confiabilidad y las consecuentes evaluaciones financieras, se consideraron como **Escenarios de Referencia el Escenario Bajo de Oferta y el Escenario Medio de Demanda**, por estimarse como los más probables y con información de mayor certidumbre.

Gráfica 5-1 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios



Fuente: MME, UPME y empresas del sector

Realizando el ejercicio de combinar individualmente los escenarios de oferta con cada uno de los de demanda para determinar el déficit o superávit, son múltiples los resultados eventualmente posibles. La complejidad del análisis se encuentra en cuál de las nueve combinatorias tomar para realizar las distintas evaluaciones, que permitan el diseño de un esquema óptimo para el país. Ver Gráfica 5-2

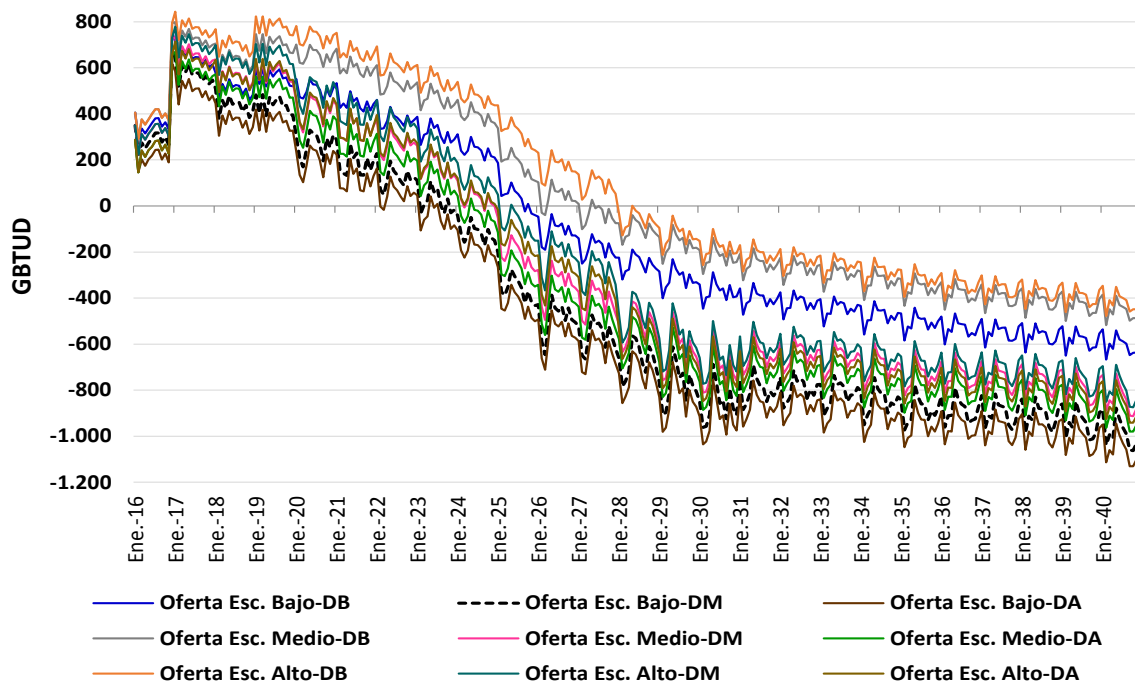
Es evidente que al combinar escenarios de oferta baja y demanda media o alta se alcanzan los máximos de insuficiencia después de 2024. Por el contrario, los mayores excedentes se logran con demanda baja y oferta alta, reiterando que este análisis solo se limita a balances de energía y no considera el impacto que genera la infraestructura de transporte, que será evaluado posteriormente.

También se debe destacar que las consideraciones de oferta y demanda se presumieron independientes, pues no existe correlación evidente entre los sectores que consumen el gas y las reservas existentes.

Nótese que la dimensión de los requerimientos de oferta entre 2024 y 2040 está ubicado entre los 250 GBTUD y los 1,100 GBTUD. Estos indican que el esquema adicional de suministro puede

estar cercano a los 850 GBTUD, resultado de utilizar un promedio simple de todas las combinaciones realizadas. Sin embargo, mayor precisión se tendrá una vez sea evaluada la disponibilidad de redes para la movilización del gas, lo que verdaderamente permitirá establecer los requerimientos de oferta.

Gráfica 5-2 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios



Fuente: MME, UPME y empresas del sector

A la fecha, con la información disponible y en particular la relativa a los posibles hallazgos recientes en la Costa Caribe (Guajira y Sinú costa afuera), se considera que no sería posible contar oportunamente con este recurso.

Por todo lo anterior, se asume que el país debe disponer de una segunda entrada de gas natural importado, que por razones de confiabilidad y financieras que se analizan más adelante, se estima que debe ser construida en el puerto de Buenaventura o área aledaña (ver numerales 8.2.1 y 9.4.1). Se considera en adelante que tal terminal tendría mínimo una capacidad de regasificación de 400 MPCD y una capacidad de almacenamiento de 171,00 m3 de GNL.

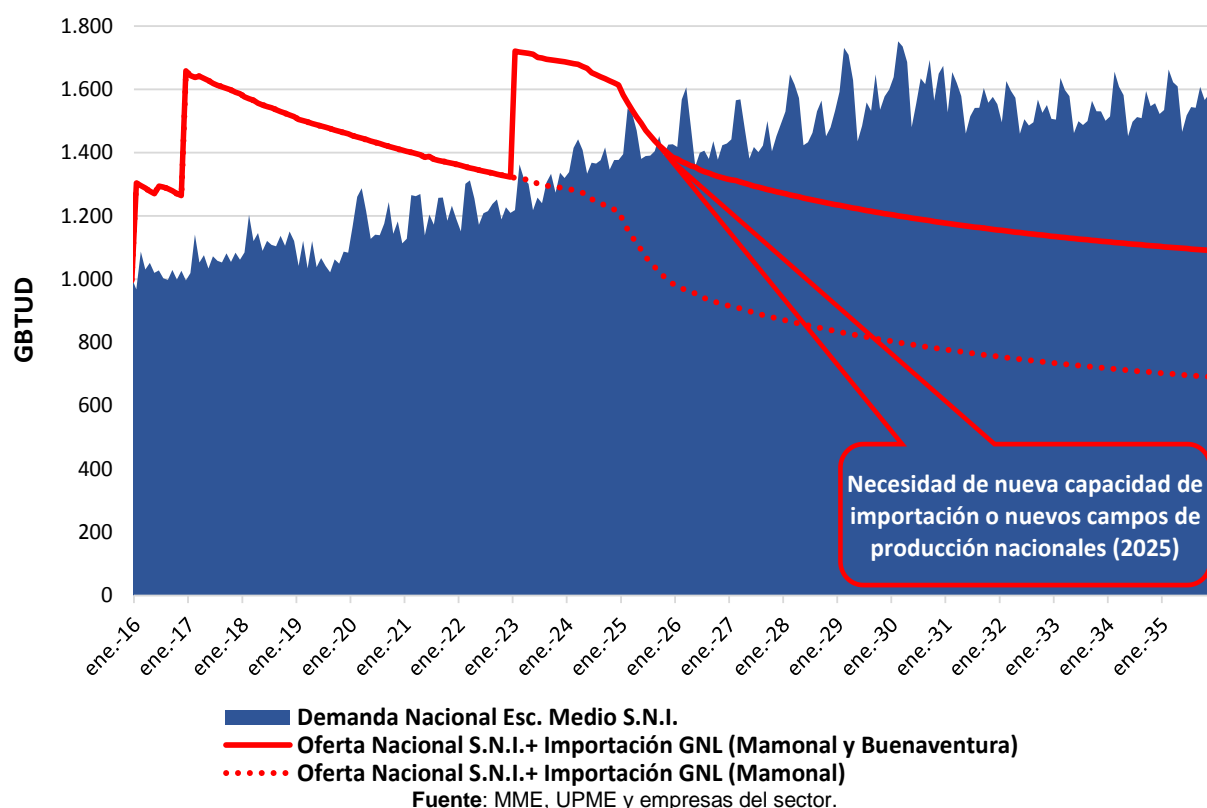
En adelante, el escenario de referencia incluye, además del terminal de regasificación de Cartagena desde enero de 2016¹⁷, un segundo terminal de igual capacidad en Buenaventura desde enero de 2023.

¹⁷ Si bien en la declaración de producción se registró capacidad de importación de 400 MPCD hasta diciembre de 2024, considerando las necesidades del sector, para el escenario de referencia se asumió que esta capacidad se mantiene en todo el horizonte de análisis.

5.2 Balance regional con escenario de referencia (2016-2035)

Considerando la red actual de transporte, se realizó una división geográfica en i) Sistema Nacional Interconectado S.N.I. y ii) zonas aisladas. Estas últimas corresponden a Yopal y Cúcuta, como lo ya definido en el capítulo de oferta de gas (numeral 3.4). El balance nacional para el S.N.I. utilizando el Escenario de Referencia (ver Gráfica 5-3) señala también el riesgo de déficit en el primer trimestre de 2025, causado por el crecimiento de la demanda y la rápida declinación de los campos de los Llanos Orientales.

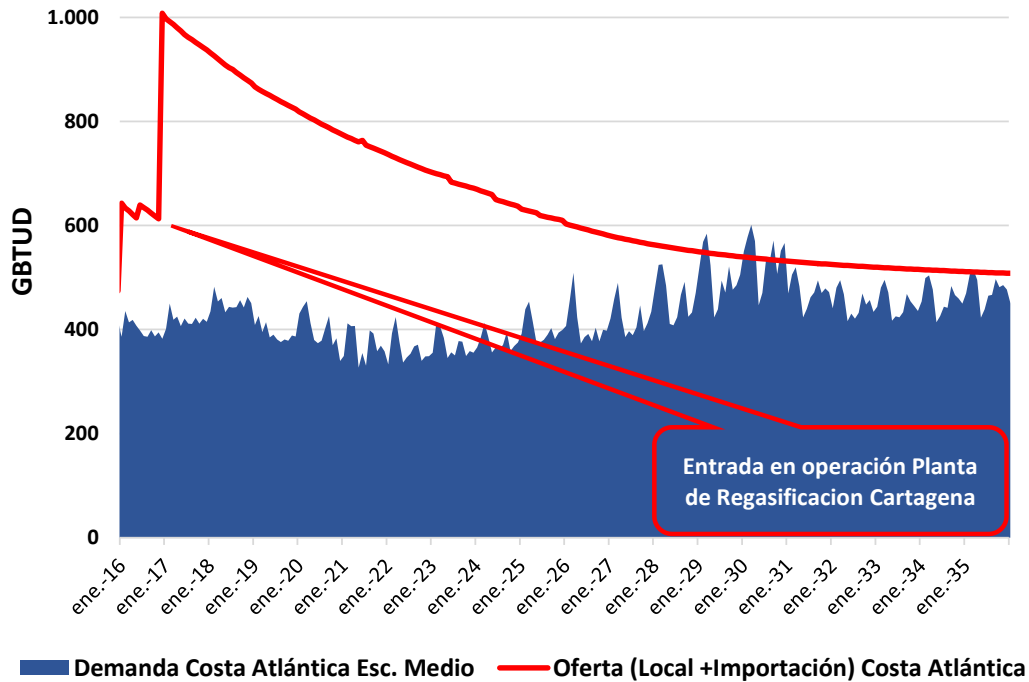
Gráfica 5-3 Balance nacional S.N.I. Escenario de Referencia



A nivel regional, en la Costa Atlántica se tendría durante más de una década un excedente importante de gas natural, puesto que en su oferta está incluida la planta de regasificación de Cartagena, tal como lo evidencia la Gráfica 5-4, y tales excedentes abastecerían parcialmente el Interior del país, cuando las condiciones así lo permitan. Sin embargo, esta última Región tendría riesgo de déficit físico hacia el año 2025, tal como se analiza en el párrafo anterior (ver Gráfica 5-5).

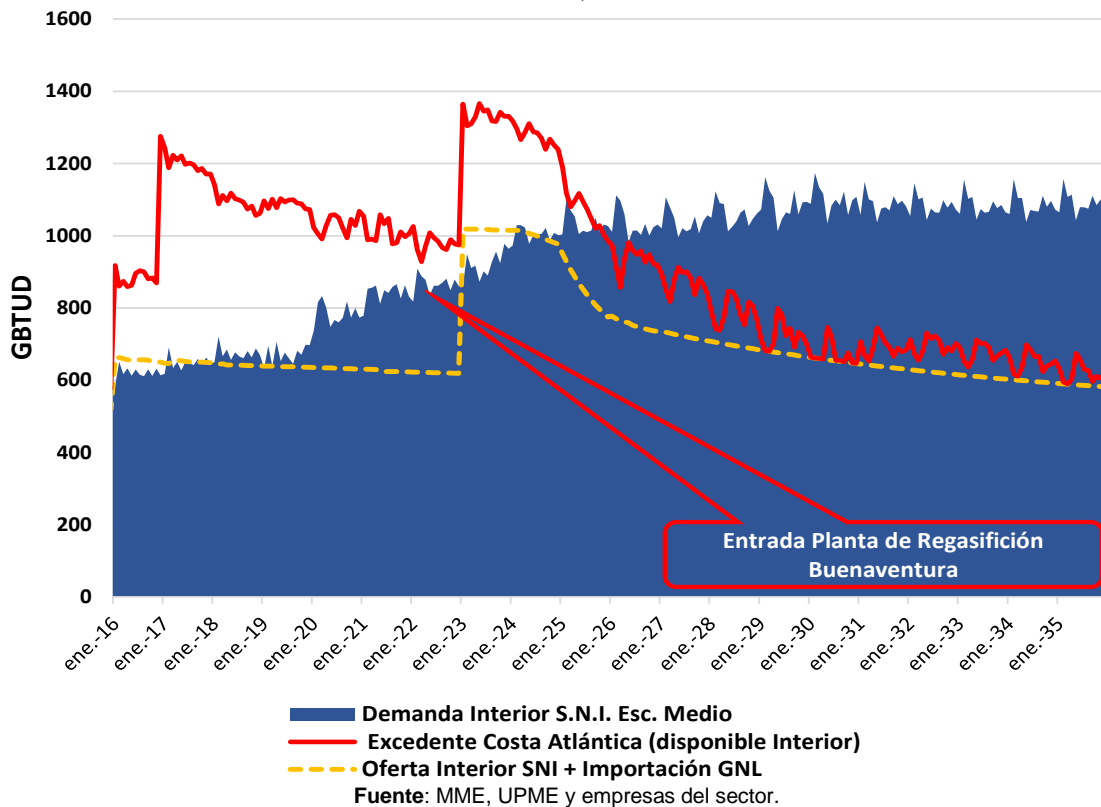
Todo indica que la tendencia histórica de flujo de gas natural de la Costa Atlántica hacia el Interior del país se mantendría y de manera creciente durante el todo el horizonte de estudio, bajo el modelo de precios y transporte desarrollado para este *Plan*, cuya premisa es la de **minimizar los costos operativos del sistema** y el **precio** al cual llegaría este energético a los nodos de demanda (ver numerales 6.3 y 7.4).

Gráfica 5-4 Balance Costa Atlántica, Escenario de Referencia



Fuente: MME, UPME y empresas del sector

Gráfica 5-5 Balance Interior, Escenario de Referencia



Fuente: MME, UPME y empresas del sector.

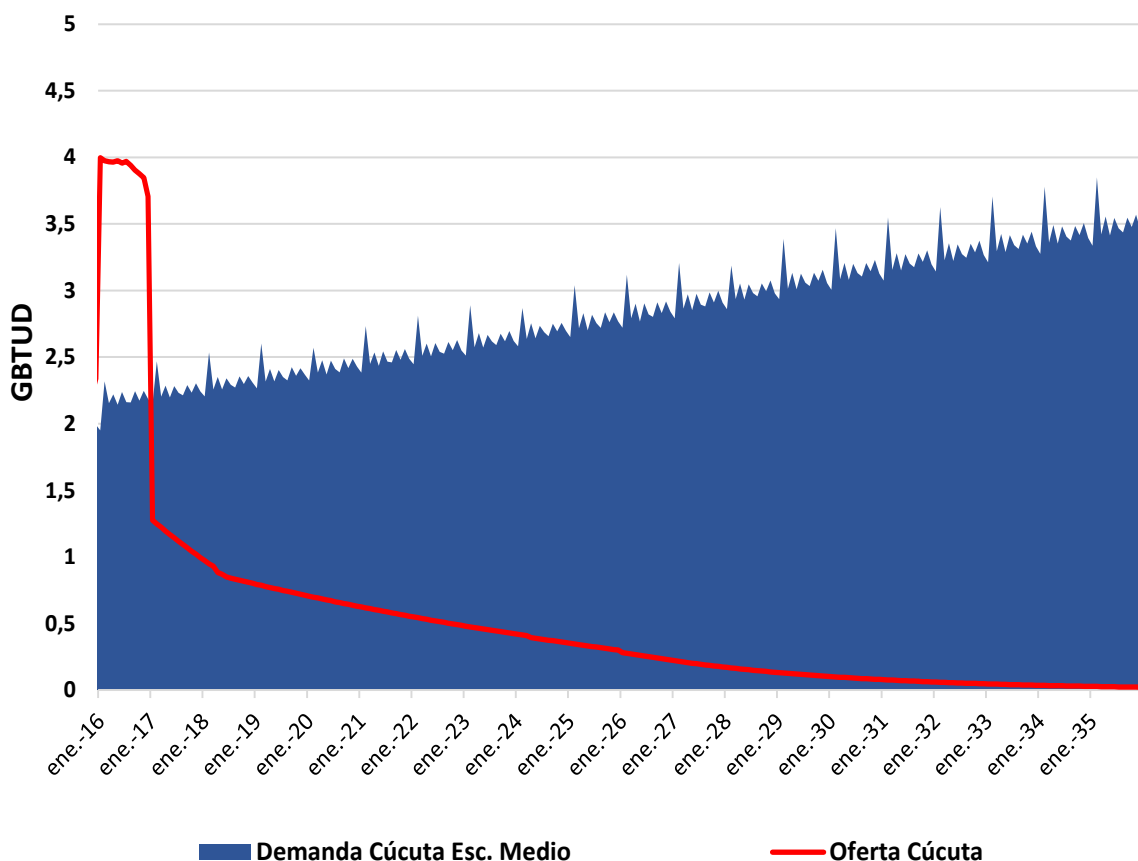
Tal sentido de flujo se da incluso en los casos de disponer del terminal de regasificación en Buenaventura (ver Gráfica 7-17) y de construirse el Gasoducto Nor-Occidente que se identifica más adelante (ver Gráfica 8-18).

Es de aclarar que solo la evaluación financiera será la que determine la viabilidad de mantener el sentido del flujo, es decir Costa Interior, o de cambiarlo, recordando que este balance nacional y regional es físico.

5.3 Balance en zonas aisladas - Escenario de Referencia

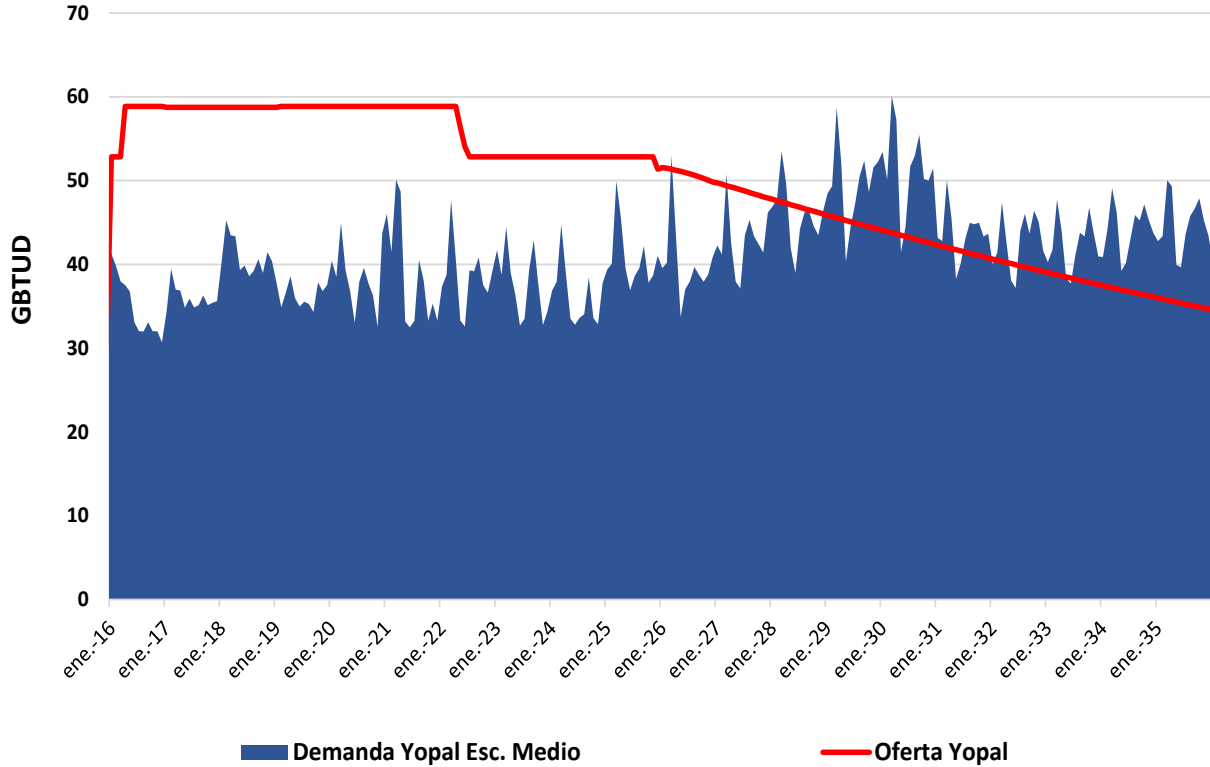
El balance para las llamadas Zonas Aisladas aquí consideradas (que comprenden el Norte de Santander y el área de Casanare no interconectada), se presenta en la Gráfica 5-6 y la Gráfica 5-7 respectivamente. Para la primera, el balance indica la necesidad inminente de abastecer la ciudad de Cúcuta y su zona de influencia desde campos diferentes a los que actualmente lo hacen, en este caso desde el Campo de Gibraltar (ver numeral 9.4.3). Para el caso de Yopal, el balance indica el autoabastecimiento desde campos adyacentes durante más de una década.

Gráfica 5-6 Balance gas natural área de Cúcuta



Fuente: MME, UPME y empresas del sector.

Gráfica 5-7 Balance gas natural área de Yopal



Fuente: MME, UPME y empresas del sector.

6 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

Luego de la desregulación del precio del gas natural de La Guajira con la aplicación de la Resolución CREG 089 de 2013, los precios del gas natural en Colombia se redujeron de manera notable, gracias al esquema de negociación bilateral entre productores y comercializadores, consecuencia directa de un balance con excedentes por tres años consecutivos.

Así, en el segundo semestre de 2013 el promedio nacional de las negociaciones bilaterales alcanzó un ponderado de 3.8 USD/MBTU, mostrando un comportamiento muy parecido al precio del gas negociado en Henry Hub, comercializado en Estados Unidos, y cuyo resultado suscitó una disminución del precio al usuario final en un porcentaje cercano al 20% del componente de producción (G) en la fórmula tarifaria.

Posteriormente, en el año 2014 la demanda mostró un incremento importante, en particular la generación térmica, en razón a la expectativa de la presencia del Fenómeno de El Niño para finales del mismo año y comienzos del 2015. Con esta percepción, los precios del gas natural en el proceso de negociación bilateral de octubre de 2014 llegaron en promedio a 3.4 USD/MBTU para el gas de Cusiana y Cupiagua y de 5.4 USD/MBTU para el gas Guajira, lo que permitió un promedio ponderado nacional de 4.7 USD/MBTU, valor que presentó un crecimiento notable del 24% frente a la negociación de 2013.

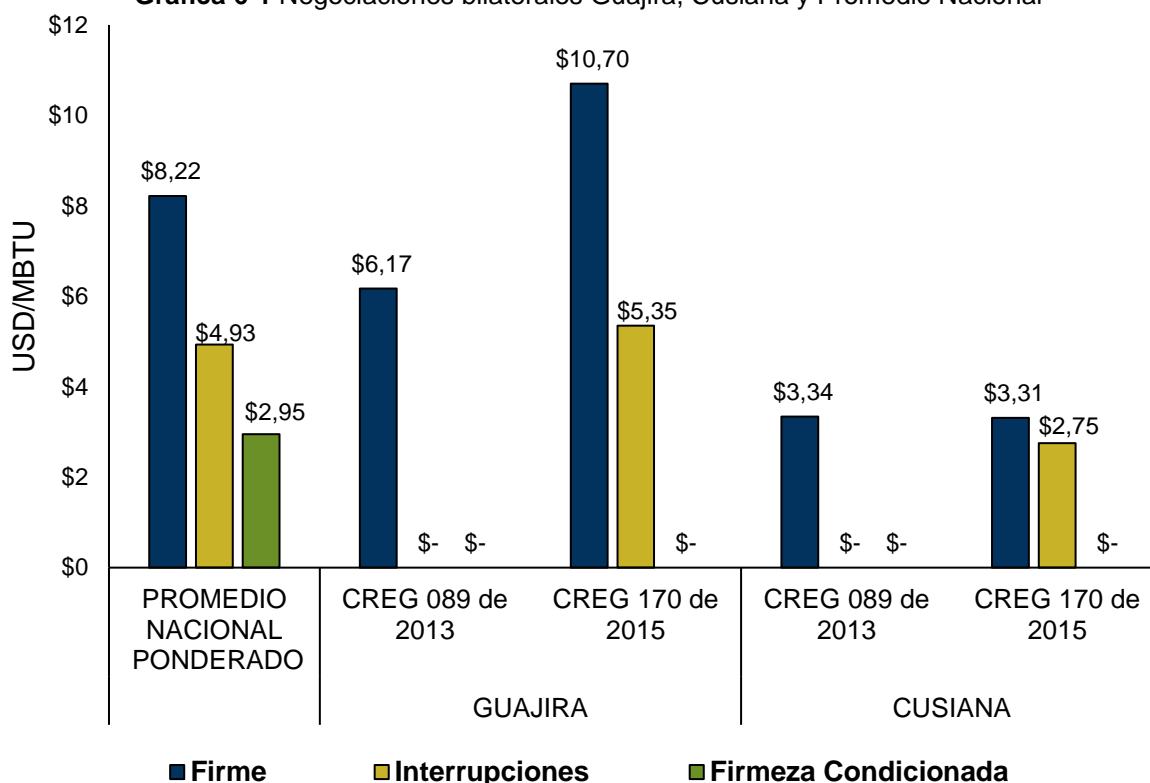
A mediados de 2015 se intensificó el Fenómeno El Niño, y era evidente la necesidad de gas natural para generación térmica. Por tal razón, la CREG emitió adicionalmente la Resolución 170 de octubre 2015, en virtud de la manifestación de algunos productores-comercializadores de gas natural de ajustar las declaraciones de producción totales disponibles para la venta en firme (PTDVF) y de las cantidades importadas disponibles para la venta en firme (CIDVF), realizada al Ministerio de Minas y Energía en mayo de 2015. Para algunos de los actores del mercado, era necesario flexibilizar los mecanismos de comercialización de gas y poder negociar contratos de suministro por un período inferior a un año.

Con las modificaciones realizadas, el proceso de comercialización del mercado primario (mercado donde los productores-comercializadores transportadores y comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural y servicio de transporte) se desarrolló, según los mandatos de la CREG y los resultados de las negociaciones bilaterales, entre octubre y noviembre de 2015 alcanzando un promedio ponderado nacional de 8,2 USD/MBTU para contratos en firme, 4,9 USD/MBTU para contratos con interrupciones y 2,9 USD/MBTU para los contratos de firmeza condicionada. Es decir que de 2014 a 2015 se presentó un aumento del 73%, para el caso de los contratos en firme.

En resumen, se adelantaron negociaciones bajo las Resoluciones CREG 089 de 2013 y 170 de 2015, cuyos resultados indican que para el gas del campo Guajira se produjo un incremento de 13%, ya que el precio pasó de 5.5 USD/MBTU a 6.2 USD/MBTU. Para el caso del campo Cupiagua se presenta un incremento de 26%, pues el precio pasó de 3.5 USD/MBTU a 4.4 USD/MBTU y en Cusiana se alcanzó una disminución de 3%, pasando de 3.4 USD/MBTU a 3.34 USD/MBTU.

Por ser los campos Guajira y Cusiana los de mayor oferta en el análisis de la proyección de precios de gas natural de largo plazo, en la Gráfica 6-1 se ilustran los resultados particulares para estos dos campos y se toman como representativos.

Gráfica 6-1 Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y Promedio Nacional



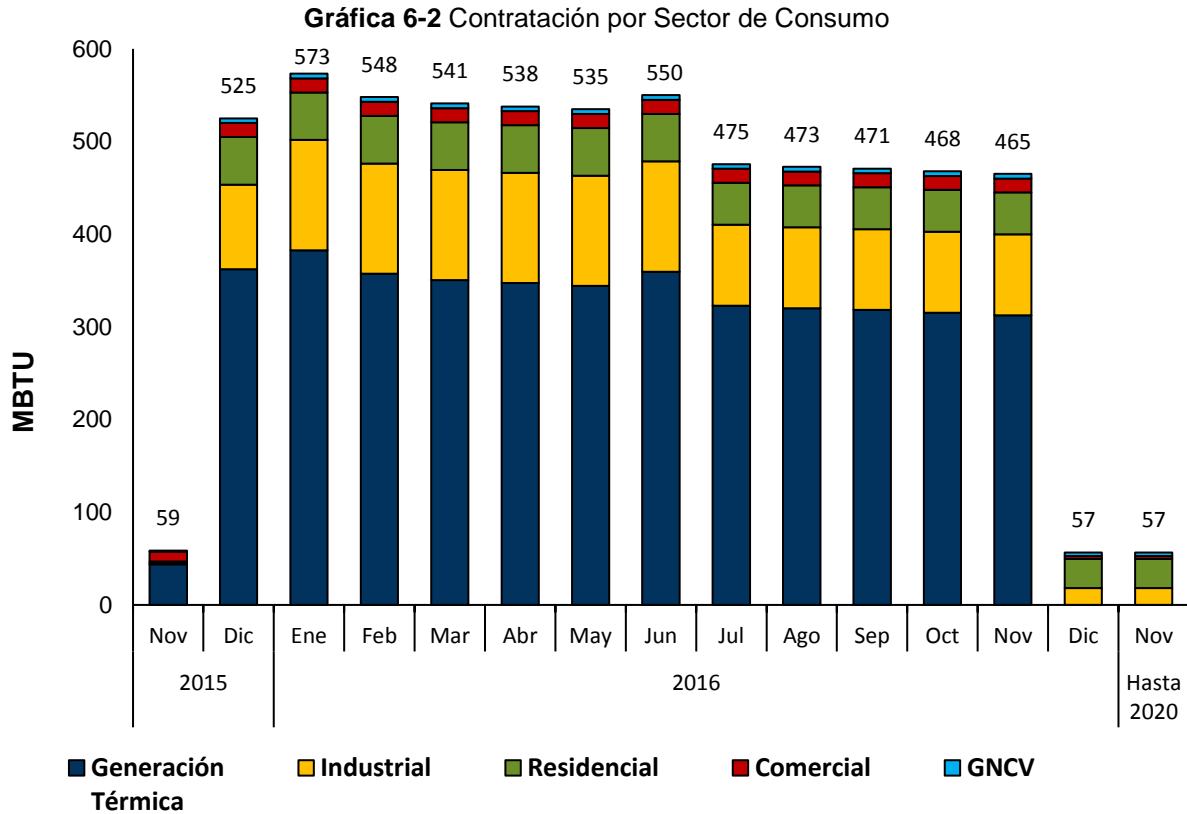
Fuente: Gestor del Mercado - BMC

Por otra parte, la Gráfica 6-2 muestra los resultados de los volúmenes transados en el proceso de negociación en el año 2015. Se destacan las cantidades transadas en el corto plazo. Los resultados señalan que la contratación promedio del gas de los campos de La Guajira entre diciembre 2015 y noviembre 2016 llegó a 362.6 GBTUD, de los cuales en promedio 305.1 GBTUD se contrataron bajo la modalidad interrumpible. Por otro lado, el 84% del total fue destinado a la atención de la generación térmica, seguido por el 11.5% para la demanda industrial, 3.9% para la demanda residencial y, por último, se contrata para atender demanda GNVC y Comercial el 0.1% y el 0.5% respectivamente.

En cuanto al gas de Cupiagua, la contratación promedio para el primer año fue de 79.3 GBTUD, de los cuales 22.9 GBTUD fueron interrumpibles. El 39% del total que se contrató se destina para la atención de la demanda residencial, el 24% para la demanda industrial, el 16% para la demanda comercial, el 14% para generación térmica y el 6% para la atención de la demanda de GNV.

Del gas proveniente del campo Cusiana se contrataron en total 71.4 GBTUD, de los cuales 41 GBTUD fueron interrumpibles, y de estos, un 47% fue dirigido para la atención de la demanda

térmica, un 44% para la demanda industrial, un 8% para el sector residencial y un 0.4% para el sector comercial



Fuente: Gestor del Mercado - BMC

En el caso de La Creciente, se contrataron 31 GBTUD de enero 2016 a diciembre 2016 bajo la modalidad en firme. El 85% se destinó para la atención de la demanda industrial y el 15 % restante para el sector térmico.

Como el gas es garantía de la declaración de confiabilidad en el sector eléctrico, su demanda para producir energía eléctrica creció de manera importante desde el mes de septiembre de 2015 -sin que ello signifique que durante los primeros meses de ese año el consumo registrado hubiese sido menor- exigiendo del sistema de abastecimiento de gas natural la máxima operación para atender el sector eléctrico.

Como en el anterior Fenómeno de El Niño (2009-2010), la mayor generación térmica provino de las plantas térmicas a gas, ocasionando una señal de escasez de gas natural por la alta demanda para generación, que finaliza cuando se normaliza el régimen de lluvias y los embalses se recuperan.

Para el ejercicio de proyección del precio del gas natural de largo plazo que a continuación se presenta, se toma como punto de partida el resultado obtenido en la negociación del año 2015, y con las condiciones iniciales de la Resolución CREG 089 de 2013, bajo la consideración de que la Resolución CREG 170 de 2015 es un caso exógeno que se dio como resultado del Fenómeno de El Niño, y por ello su contratación es de solo un año. Por lo anterior, entre los

meses de noviembre de 2015 y octubre de 2016 se consideran precios para Guajira de 6.17 USD/MBTU y Cusiana de 3.34 USD/MBTU, afectado por los deflatores correspondientes.

El supuesto básico en la determinación de los precios es la evolución hacia la paridad de importación, teniendo en cuenta el balance nacional de mediano y largo plazo, construido con la mejor información disponible en el momento del análisis. Este supuesto no significa que se reduzcan las actividades de exploración de hidrocarburos, ni que todo el gas nacional se vaya a transar a estos precios, pues el gobierno continúa con su propósito de aumentar las reservas y la producción para garantizar la atención de la demanda interna y la continuidad de las exportaciones. Sin embargo, se analiza como un escenario ácido de precios.

6.1 Proyección de precios internacionales

El mercado mundial de GNL viene soportando cambios importantes después de lo ocurrido en Fukushima. Las primeras manifestaciones se dieron por una mayor oferta de GNL frente a la demanda en la cuenca del Pacífico debido al uso del recurso nuclear para la generación de electricidad. Luego vino la caída del precio del petróleo en el segundo semestre de 2014, así como una menor demanda de energéticos en China por la desaceleración económica, permitiendo, en términos generales, que la Cuenca del Pacífico disponga de excedentes importantes de GNL y por ende de unos menores precios para este energético.

Así mismo, nuevos puntos de exportación se prevén que ingresen al mercado mundial en los próximos años, con lo cual se espera que aumente considerablemente la liquidez del mercado, y consecuentemente los precios. También se percibe que las oportunidades de arbitraje entre las cuencas del Atlántico y Pacífico desciendan, con lo cual es factible que a largo plazo se presente una convergencia en los precios.

En términos generales, se puede decir que existe una alta incertidumbre en torno a lo que puede pasar a corto y mediano plazo. En el largo plazo, el comercio internacional de GNL se estima positivo, debido a que son muchos los países emergentes que tienen dentro de sus planes construir plantas de regasificación para el manejo de GNL.

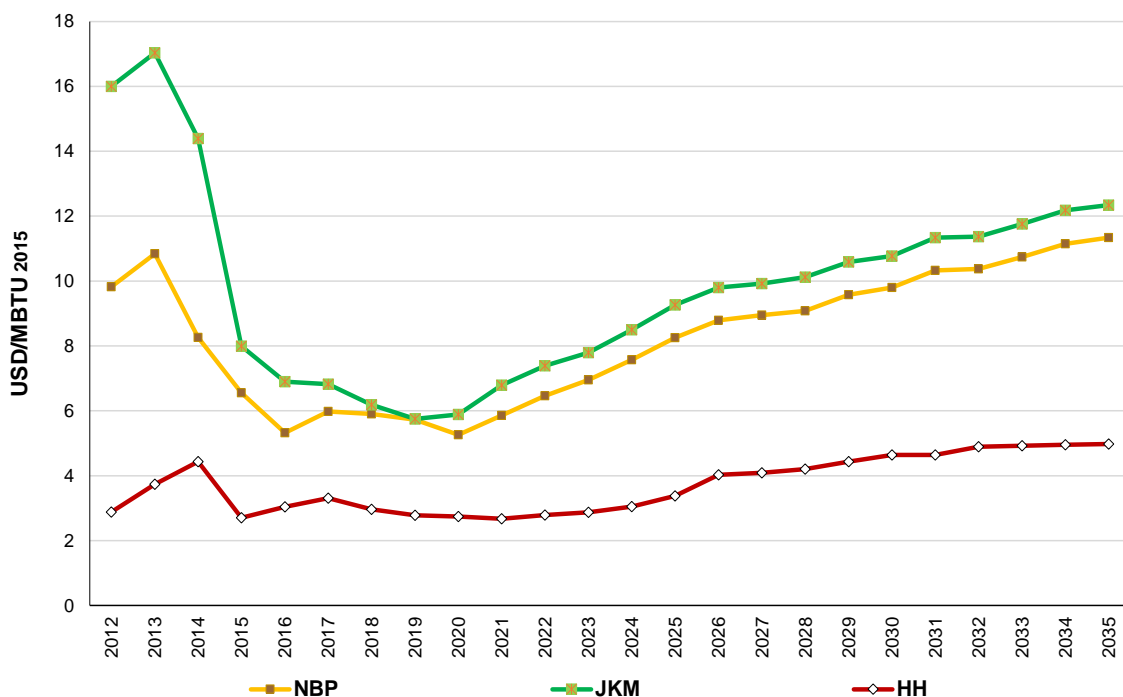
Como es sabido, la fijación de los precios de GNL depende más de factores locales y regionales que de eventos globales, por ello se tienen distintos marcadores así:

- Precio internacional JKM (Japan Korea Marker), que sirve para transar los precios spot de GNL en Corea y Japón, vinculado con los precios del petróleo y que desde junio de 2014 a la fecha ha mostrado una reducción cercana al 50%.
- Precio Internacional NBP (National Balancing Point) es el marcador del precio spot de gas natural en el Reino Unido, que se establece con base en la relación entre la oferta y la demanda de gas natural, y también viene presentado un descenso continuo que ha sido cercano al 31% entre junio de 2014 y enero de 2016.
- Precio Henry Hub (HH), es el marcador de precio de gas natural en Norteamérica. Al igual que el NBP, éste se establece con base en la relación entre oferta y demanda, y su reducción en los últimos 18 meses se acerca al 50%.

Para los mercados Asiático y Europeo, tanto el JKM como el NBP representan un índice para los importadores, ya que son mercados que históricamente han sido los más representativos en la opción de compra de este combustible, al ser consumidores. En ambos casos, y por incrementos en su demanda para ambos mercados, los precios a comienzo de 2014 se encontraban en sus máximos históricos, alcanzando valores de 17 USD/MBTU para el JKM y de 10.8 USD/MBTU para el NBP.

Por virtud de los factores antes mencionados, se presentaron reducciones notables llegando a 6.9 USD/MBTU para el JKM y de 5.3 USD/MBTU para el NBP a enero de 2016. Una relativa estabilidad de estos índices se prevé hasta el año 2020, en el cual comenzarían a recuperarse los precios hasta los 12.3 USD/MBTU para el JKM y de 11.3 USD/MBTU para el NBP.

Gráfica 6-3 Proyección de precios internacionales del gas natural



Fuente: Wood Mackenzie. Cálculos UPME.

Por el contrario, en el caso de Estados Unidos como potencial exportador, el índice Henry Hub representa un mercado sin los costos de licuefacción, transporte y regasificación, que requiere la cadena del GNL. En la Gráfica 6-3 se muestran los precios del GNL (JKM y NBP) y del gas natural en Estados Unidos (Henry Hub), del cual se espera que entre al mercado del GNL en el presente año con una prima adicional por exportación, un costo de transporte por gasoducto hasta la fuente de exportación y unos costos de licuefacción y transporte a los diferentes mercados importadores.

6.2 Estimación de precios de gas natural CIF Colombia

Para el desarrollo de este trabajo se revisó toda la información disponible, tanto nacional como internacional, a diciembre de 2015, así como el reporte del Gestor del Mercado de Gas Natural denominado: “Informe contratación proceso de comercialización 2015”.

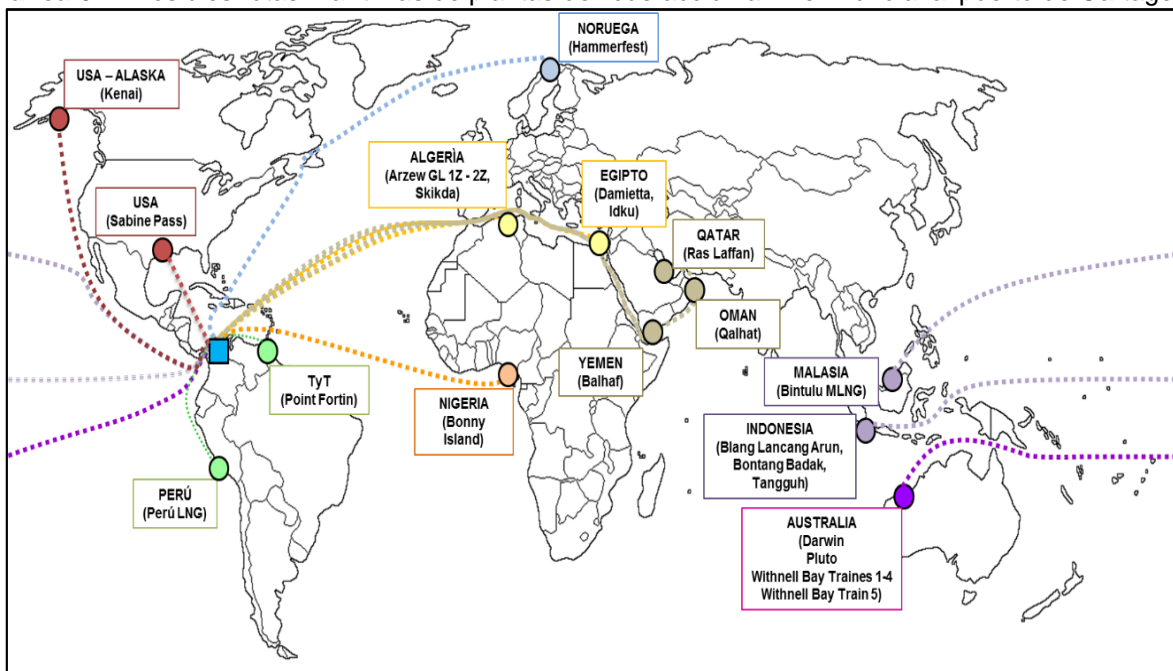
A partir del documento UPME: “precios de los combustibles para generación eléctrica (enero 2016 – diciembre 2035)”, se determinaron los diferentes potenciales mercados de exportación para Colombia desde el año 2017, teniendo en cuenta la capacidad de exportación real y, como función objetivo, la optimización de los costos de transporte de GNL.

De esto se consideró que de las diferentes fuentes y rutas marítimas presentadas en la **Gráfica 6-4**, la óptima sería desde Trinidad y Tobago, conociendo que actualmente cuenta con una capacidad de exportación de 12 millones de m³ de GNL al año y se obtendrían los menores costos de transporte.

El precio internacional se calculó mediante la metodología Net-back, tomando como base las plantas de licuefacción de Trinidad y Tobago, principal oferente de GNL para Colombia por los excedentes con que cuenta y porque suministra GNL a los principales mercados (Asia, Europa y América). A los precios CIF (Cost Insurance and Freight), en los distintos puntos de entrega se les excluyó el costo de transporte marítimo, obteniendo los precios FOB en Trinidad y Tobago, para los diferentes mercados.

El precio CIF para Colombia fue calculado como el precio FOB de Trinidad y Tobago más el costo de transporte marítimo al puerto de Cartagena, al cual se le adiciona el costo de regasificación.

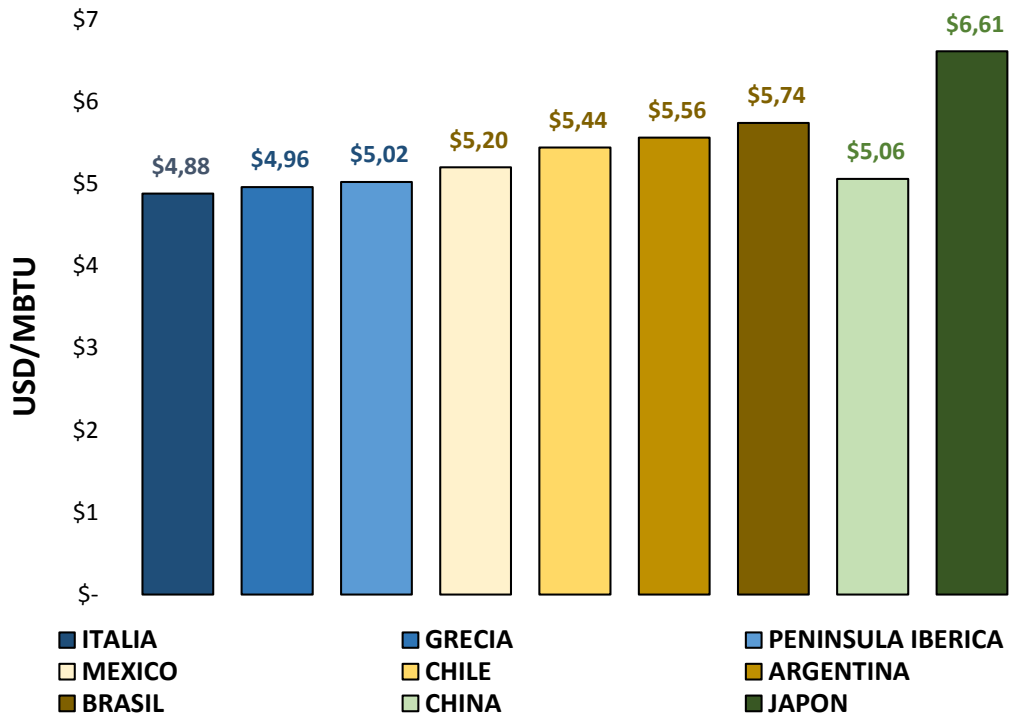
Gráfica 6-4: Posibles rutas marítimas de plantas de licuefacción a nivel mundial al puerto de Cartagena



Fuente: UPME y Port World Distancie - <http://www.portworld.com/map/>.

Utilizando como fuente de exportación Trinidad y Tobago, se acopió información diaria de los últimos seis meses de: i) precios de entrega (CIF) a cada uno de los compradores, y ii) costos del flete marítimo desde Trinidad y Tobago a cada uno de los mismos. Luego se determinó el precio FOB de Trinidad y Tobago para cada uno de los países importadores (ver Gráfica 6-5) restándoles este costo de flete marítimo.

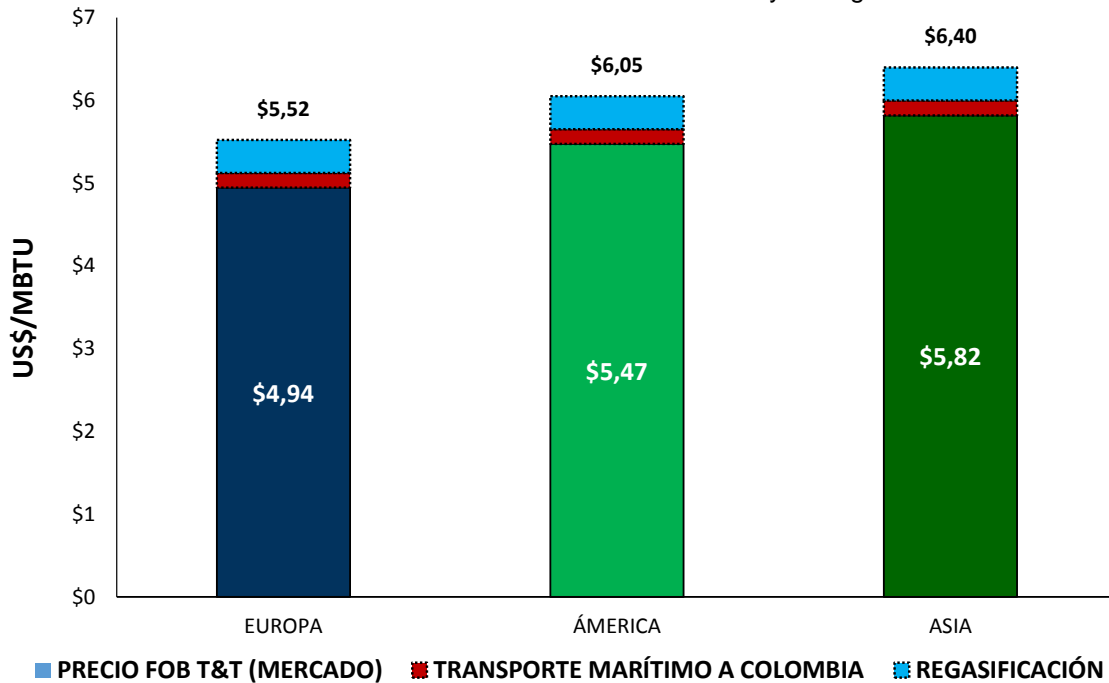
Gráfica 6-5 Precio FOB Trinidad y Tobago (Histórico)



Fuente: Argus LNG Daily, cálculos UPME.

En la Gráfica 6-6, se muestran los resultados del análisis anterior para cada uno de los mercados a considerar en el estudio (Asia, América y Europa).

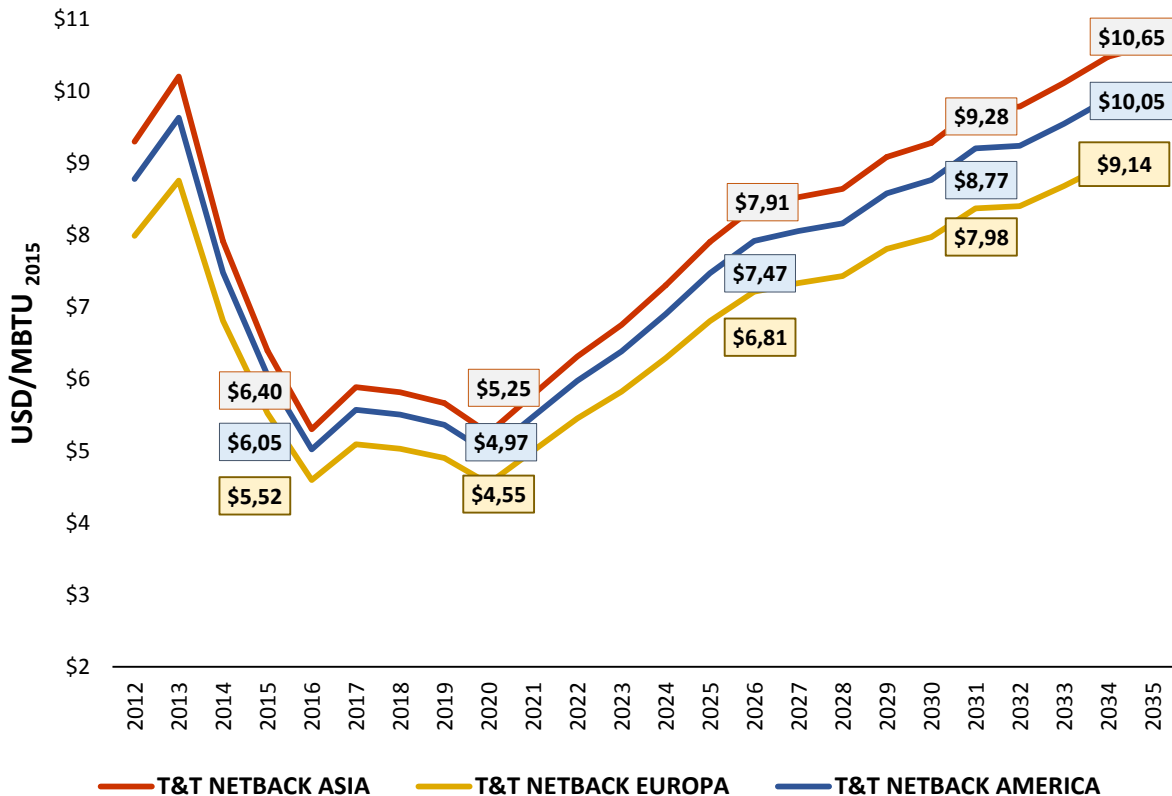
Gráfica 6-6 Precio CIF Colombia – Trinidad y Tobago



Fuente: Argus LNG Daily y UPME.

En la Gráfica 6-7, se presentan los precios proyectados de gas natural importado y puesto en Cartagena, partiendo de los valores presentados anteriormente. Los resultados indican que en términos reales de 2015, se presentará una reducción hasta aproximadamente el 2020 y luego se presenta un incremento continuo. Llama la atención que los precios más bajos se alcanzaron usando el indicador NBP y el más alto cuando se emplea el JKM.

Gráfica 6-7 Proyección de precios de gas natural



Fuente: UPME.

Escenario Alto: Para estimar el precio del gas natural en la Costa se aplicó la metodología Net-back al gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado Asiático, el cual dio como resultado 5.8 USD/MBTU en diciembre de 2015. Este valor fue indexado con la estimación de largo plazo del JKM. Posteriormente se adicionó un costo de transporte desde Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena calculado en 0.2 USD/MBTU y el costo de regasificación de 0.4 USD/MBTU, obteniéndose un valor total de 6.4 USD/MBTU.

Escenario Medio: En este escenario se utiliza el análisis Net-back del gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado suramericano, cuyo valor promedio en diciembre de 2015 llegó a 5.5 USD/MBTU, y posteriormente se le sumó el costo de transporte de Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena de 0.12 USD/MBTU, y la regasificación de 0.4 USD/MBTU, acumulando un total de 6.1 USD/MBTU.

Para la estimación de largo plazo se aplicó al valor base del gas natural en Trinidad y Tobago las tasas de crecimiento del mercado NBP, establecidas en la proyección de largo plazo realizada

por el consultor Wood Mackenzie (ver Gráfica 6-3). Lo anterior considerando que Europa es el importador más significativo de Trinidad y Tobago, por ende, el principal competidor del GNL para América Latina, y en estricto sentido para las importaciones nacionales.

Escenario Bajo: En este escenario se emplea como semilla el resultado del Net-back del GNL de Trinidad y Tobago puesto en el mercado de Londres, cuyo valor en diciembre de 2015 estaba en los 4.9 USD/MBTU. Este valor se indexó con las tasas de crecimiento del marcador NBP de Europa definidas en las estimaciones de largo plazo del consultor Wood Mackenzie. Luego se le adicionó el costo de transporte desde Trinidad y Tobago hasta el puesto de Cartagena y se sumó el costo de la regasificación, cuyo valor final fue 5.5 USD/MBTU.

Considerando que los precios nacionales surgen de las negociaciones realizadas en el mercado mayorista de gas natural y que para el caso de 2016 son el resultados del proceso de negociación bilateral adelantado en octubre y noviembre de 2015, los precios en la Costa fueron en promedio de 6.17 USD/MBTU. Comparando este valor con el obtenido en caso de importación, se optó por utilizar los internacionales calculados anteriormente con la metodología Net-back Trinidad y Tobago, como los precios de la Costa en cada uno de los tres escenarios.

En cuanto a los precios del Interior, tal como fue explicado en los supuestos del documento UPME: “precios de los combustibles para generación eléctrica (enero 2016 – diciembre 2035)”, se tiene un precio compuesto entre los índices internacionales y los precios nacionales, los cuales presentan un escenario estable hasta el año 2020, por debajo de los 4 USD/MBTU en términos reales de 2015, debido a los bajos volúmenes de gas importado que entrarían al Interior en el período.

Posteriormente, y cuando la participación de las importaciones sea mayor para este segmento de mercado, la diferencia entre los escenarios va siendo más visible, tendiendo a los precios internacionales y convergiendo con los precios de la Costa. En la Grafica 6-9 se presenta los resultados para el caso del Interior.

6.3 Supuestos y metodología de proyección de precios nodales

Partiendo de los precios de la Costa e Interior, además de los precios internacionales en la Planta de Cartagena, se adicionan los siguientes supuestos, que como ya se mencionó anteriormente, son escenarios posibles de evolución:

- Escenario Bajo de oferta y Escenario Medio de demanda de gas natural, según lo establecido en el Capítulo 5 del presente documento. Entrada en funcionamiento de la planta de regasificación en diciembre de 2016 con capacidad de 400 MPCD en Cartagena, que para efectos de la evaluación será localizada en el nodo de demanda Mamonal, y de un segundo terminal de importación de igual capacidad en Buenaventura desde enero de 2023.
- Desagregación nodal de la oferta y demanda y la estructura del Sistema de Transporte definidos en el Capítulo 7 de este documento.
- Proyección de precio de gas natural importado puesto en el nodo Mamonal, escenario medio (Ver numeral 6.2), el cual constituye la referencia exógena para establecer los precios de producción nacional.

- Tarifas de uso para los diferentes tramos del sistema nacional de transporte, definidas por la regulación correspondiente a cada uno de los proyectos y actualizadas a precios de diciembre de 2015, según lo estipulado en la Resolución CREG 126 de 2010.
- Consumo total de la oferta nacional, de manera que solo se importe el gas natural que la oferta nacional no pueda abastecer. Para esto, los precios de los campos de producción del país deben ajustarse progresivamente para ser competitivos frente al precio del gas natural importado disponible en el nodo Mamonal del Sistema Nacional de Transporte.
- Mínimo costo de transporte de gas natural, de manera que las demandas de cada uno de los nodos se abastecen desde los campos o puntos de suministro menos distantes, en la medida que la producción de éstos últimos lo permita en el largo plazo.

Se considera que para cualquier mes t del horizonte de proyección, en cada uno de los nodos del sistema x se tiene un único precio para la demanda P_x^t . Como ésta puede ser abastecida desde uno o más campos de producción o de importación X, Y, Z, \dots , con unos costos de transporte asociados C_{Xx}^t , se cumple la siguiente ecuación:

$$P_x^t = (P_X^t + C_{Xx}^t) = (P_Y^t + C_{Yx}^t) = (P_Z^t + C_{Zx}^t) = \dots$$

Donde:

P_x^t = Precio en el nodo de demanda x , en el mes t

P_X^t = Precio de importación o boca de pozo del campo X , para el mes t

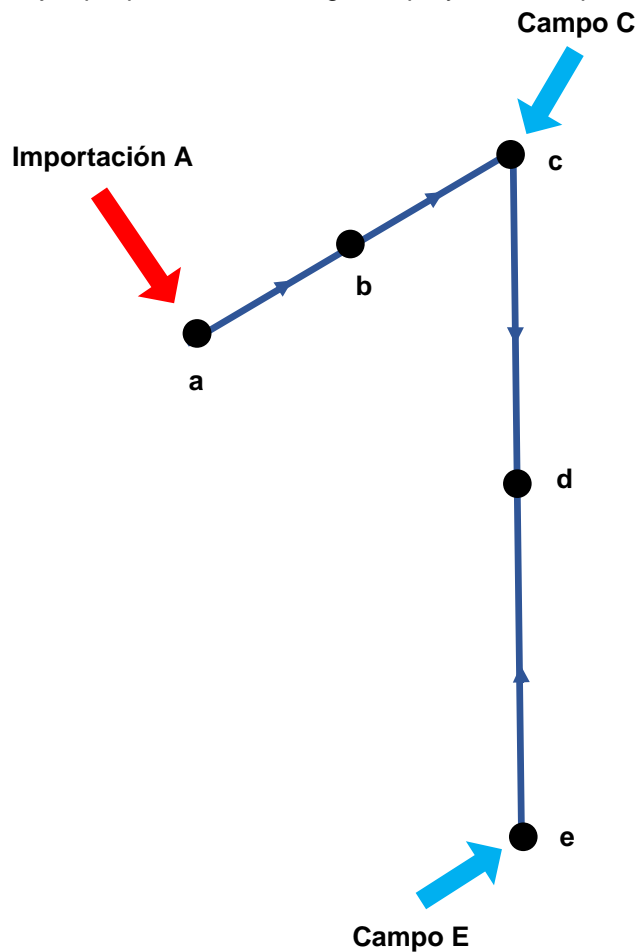
C_{Xx}^t = Costo de transporte entre el campo X y el nodo x , para el mes t

Como el mercado colombiano dispondrá desde diciembre del presente año de la posibilidad de importar gas natural, su precio puesto en el Sistema de Transporte es un valor exógeno que se conoce (Ver numeral 6.2 de este documento). Así mismo, como se conocen las tarifas de transporte de los diferentes tramos, es posible resolver para cada mes t las igualdades de la anterior ecuación y determinar los costos del gas proveniente de los distintos campos de producción nacional.

Cabe anotar que en la medida en que varía (disminuye) con el tiempo la capacidad de producción de cada uno de los campos nacionales, los nodos que estos pueden abastecer también varían (se acercan al campo de producción) y consecuentemente los precios. Así, por ejemplo, para el caso del nodo d del ejemplo de la Gráfica 6-8, se debe cumplir que el precio de d va a ser el mismo entre las tres posibles fuentes de atención (punto de importación A , campo C o campo E), las cuales optimizan los costos operacionales y de transportes decir C_{Ad}^t , C_{Cd}^t y C_{Ed}^t .

$$P_d^t = (P_A^t + C_{Ad}^t) = (P_C^t + C_{Cd}^t) = (P_E^t + C_{Ed}^t)$$

Gráfica 6-8 Ejemplo para la metodología de proyección de precios nodales



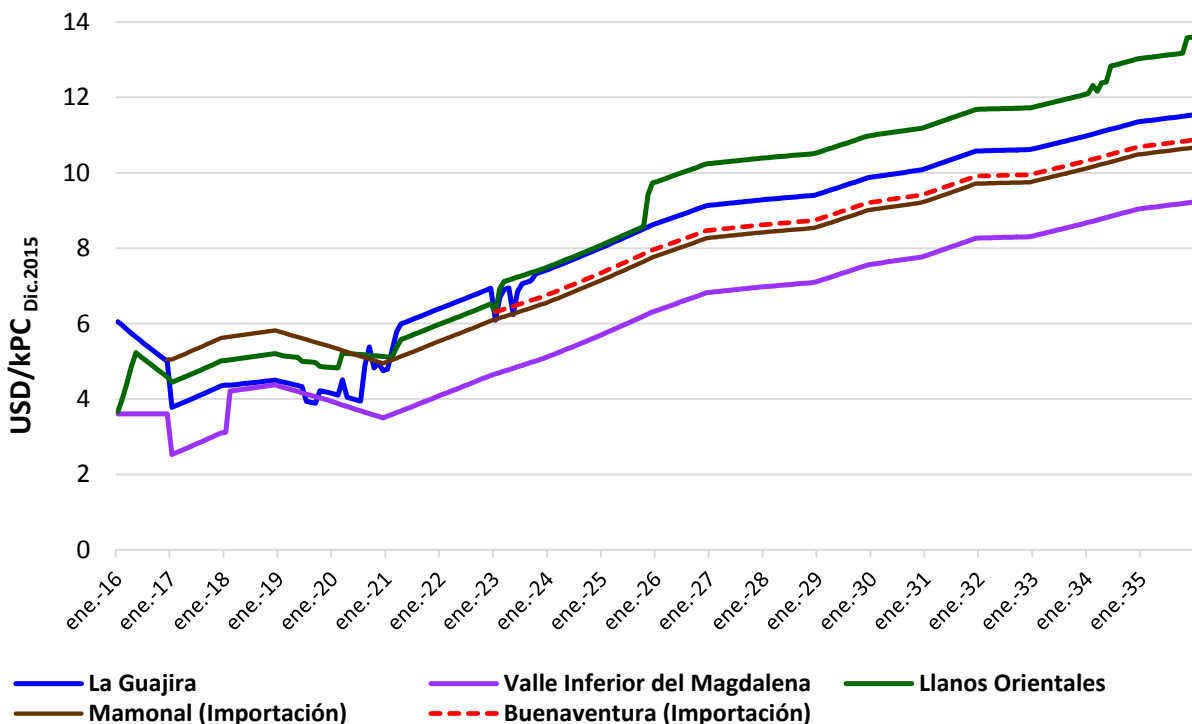
Fuente: UPME

6.4 Resultados de la proyección de precios nacionales de producción de gas natural

Bajo los supuestos metodológicos anteriormente expuestos, se determinó el precio boca de pozo de los principales campos, teniendo en cuenta: La Guajira, Valle Inferior del Magdalena, y Llanos Orientales (Cusiana y Cupiagua). Así mismo, se tuvieron en cuenta los posibles puntos de importación de gas natural, en relación con su precio de importación disponible en los nodos del Sistema de Transporte para Mamonal y Buenaventura, como puede verse en la Gráfica 6-9.

Para los nodos de Mamonal y Buenaventura se pueden ver diferencias en el precio internacional, debido a un mayor costo de transporte marítimo, siendo que la distancia de Trinidad y Tobago a Buenaventura llevaría a un adicional de transporte en 0,2 USD/MBTU en comparación con la fuente de Cartagena. Es importante anotar que en la proyección se incluye el precio del gas natural en Buenaventura desde el año 2023, período esperado de la entrada de la planta de regasificación propuesta.

Gráfica 6-9 Proyección de precios de producción nacional de gas natural



Fuente: UPME

De la misma manera, para las fuentes nacionales se tienen precios que varían por su oferta a través del horizonte de planeación. Se espera que a corto plazo los precios de La Guajira se reduzcan, a diferencia de los precios de los Llanos Orientales, los cuales se estiman se incrementarán, estabilizándose la diferencia actual de 2,9 USD/MBTU, viéndose compensado el costo de transporte para los diferentes nodos del SNT.

Finalmente, por la alta diferencia en los costos de transporte de los campos de Valle Inferior del Magdalena, estos precios se ven reducidos considerablemente, pero al final son compensados por los costos de transporte a los diferentes nodos del SNT, haciéndolos competitivos con los otros campos nacionales.

7 TRANSPORTE GAS NATURAL

En esta sección se examinan en detalle las características del sistema actual de transporte de gas natural, y tiene como objetivo presentar los requerimientos de expansión de la capacidad de transporte de gas natural, en respuesta a la evolución proyectada de la demanda y la oferta presentados en capítulos anteriores.

7.1 Composición de Nodos

En el pasado se han presentado problemas de abastecimiento por limitaciones de transporte de gas natural en el país bajo condiciones de muy alta demanda, que indican la necesidad de que la infraestructura se expanda en la medida en que la demanda aumente en las diferentes regiones y nodos del país.

Por otra parte, la declinación de los campos de La Guajira y posteriormente de los Llanos Orientales, además de la baja incorporación de reservas de gas, conllevan la necesidad de disponer de gas natural del mercado externo (GNL). Esto modifica la dirección histórica de los flujos en los gasoductos, debido a que algunas regiones se deben abastecer desde nodos diferentes.

Para efecto del análisis, se presenta a continuación la distribución de los nodos, tanto de oferta como de demanda, debido al condicionamiento existente por la conformación de la red de transporte actual.

7.2 Distribución nodal de la oferta

La red de gas de Colombia actual es esencialmente radial, contando con dos fuentes principales de suministro que son los campos de la Guajira (Ballena, Chuchupa y Riohacha) y los campos del Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros). Ya se ha explicado que existen otros campos de menor magnitud, distribuidos en distintas cuencas del país (Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, etc.), y algunos aislados del Sistema Nacional de Transporte, sirviendo ciertas zonas en particular, como los campos que surten Yopal (Morichal, Floreña, etc.) y los campos del Catatumbo, que abastecen Cúcuta (Sardinata, Cerrito, etc.).

Por otra parte, se estima la importación de gas natural licuado desde comienzos del año 2017, la cual entraría al SNT desde el nodo de Mamonal (Cartagena). Cabe aclarar que, si bien la información de la declaración de producción no considera importación desde enero de 2025 en adelante, el país requiere la continuidad de este suministro, así que para efectos de los análisis de transporte, se supone que la planta de regasificación ubicada en el Caribe colombiano continuará su operación posteriormente al año 2024.

La Tabla 7-1 presenta la distribución nodal de la oferta de gas natural hasta el año 2015, y la Gráfica 7-1 la ubicación geográfica de los mismos. Debe tenerse en cuenta que la capacidad de producción de los diferentes campos evoluciona de manera propia, por lo que las participaciones y aportes de cada uno de estos variará en el tiempo (ver Capítulo 3).

Tabla 7-1: Distribución nodal de la oferta de gas natural (promedio año 2015)

	Región	Nodo	Producción Media 2015 [GBTUD]	Participación	Poder Calorífico [BTU/PC]
OFERTA	Importación Pacífico	Buenaventura	-	0.0%	
	Magdalena Superior	Hobo	1.8	0.2%	958-1235
		Neiva	-	0.0%	
		Aipe	1.0	0.1%	1080
		Purificación	-	0.0%	
		Gualanday	-	0.0%	
		Guandó	-	0.0%	
		Piedras	4.3	0.4%	1157-1190
	Mariquita	0.8	0.1%	1022	
	NorEste	Toledo	27.1	2.5%	1077
		Tibú	1.7	0.2%	950-1149
		Cúcuta	1.0	0.1%	982-1149
	Magdalena Medio y Cesar	Vasconia	2.0	0.2%	1014
		Sebastopol	1.8	0.2%	1013
		Boquerón	-	0.0%	
		CIB1	5.0	0.5%	986-1160
		San Rafael	33.1	3.1%	997-1068
		Aguachica	3.4	0.3%	996
		Agustín Codazzi	-	0.0%	
	Centro	Villavicencio	-	0.0%	
		Apiay	6.3	0.6%	1100
		Barranca de Upía	-	0.0%	
		Aguazul	432.7	40.4%	1049-1140
		Sogamoso	-	0.0%	
		Yopal 1	39.3	3.7%	1100
	Magdalena Inferior	Yopal 2	-	0.0%	
		Jobo	22.8	2.1%	1006
		Sahagún	-	0.0%	
		Mompox	-	0.0%	
		San Mateo	51.2	4.8%	997-1100
		Carmen de Bolívar	-	0.0%	
		El Difícil	9.4	0.9%	1050-1100
Sincelejo (Offshore)	-	0.0%			
Importación Caribe	Mamonal	0.9	0.1%	1000	
Guajira	Riohacha	-	0.0%	996	
	Ballena	424.3	39.6%	996	
Importación Venezuela	Ballena	-	0.0%		
TOTAL OFERTA (S.N.I. + IMPORT. + ZON.AISL.)			1,070.1	100.0%	1,049
OFERTA NACIONAL S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado)			1,028.1	96.1%	1,047
OFERTA IMPORTADA			-	0.0%	-
OFERTA ZONAS AISLADAS (Yopal + Tibú + Cúcuta)			42.0	3.9%	1,099

Fuente: Concentra y MINMINAS. Cálculos: UPME

7.3 Distribución nodal de la demanda

Para efectos del análisis, la demanda nacional de gas natural se distribuye en 98 nodos (ver Gráfica 7-1 y Tabla 7-2), con una participación variable en el tiempo, en razón a que cada nodo evoluciona a una tasa propia (ver Capítulo 4).

Gráfica 7-1 Modelo geográfico de análisis nodal del sistema de transporte de gas natural



Fuente: UPME

Tabla 7-2: Distribución nodal de la demanda de gas natural (promedio año 2015)

	Región	Nodo	Demanda Media 2015 [GBTUD]	Participación
DEMANDA	SurOeste	Popayán	2.0	0.2%
		Candelaria	3.4	0.3%
		Palmira	5.0	0.5%
		Cerrito	0.5	0.0%
		Buenaventura	0.5	0.1%
		TermoValle/Emcali	11.3	1.1%
		Cali	61.9	5.9%
	Tuluá	10.0	1.0%	
	CQR	Zarzal	1.6	0.1%
		Armenia	4.9	0.5%
		Pereira	13.0	1.2%
		Manizales	9.9	0.9%
		Herveo	1.5	0.1%
	Tolima Huila	Padua	-	0.0%
		Hobo	1.5	0.1%
		Neiva	3.1	0.3%
		Aipe	0.1	0.0%
		Purificación	0.2	0.0%
		Chicoral	0.8	0.1%
		Guandó	2.3	0.2%
		Fusagasugá	0.7	0.1%
		Ibagué	5.2	0.5%
		Gualanday	0.9	0.1%
		TermoPiedras	0.8	0.1%
		Honda	0.4	0.0%
		Mariquita	2.3	0.2%
		NorOeste	Medellín	50.8
	Cisneros		2.0	0.2%
	Magdalena Medio	TermoSierra	16.6	1.6%
		TermoDorada	-	0.0%
		TermoCentro	44.4	4.2%
		Sebastopol	0.1	0.0%
		Vasconia 1	25.2	2.4%
		CIB1	104.0	9.9%
		Merielectrica	11.1	1.1%
		San Rafael	-	0.0%
		San Alberto	1.5	0.1%
		Aguachica	2.4	0.2%
		La Mata	0.1	0.0%
		Pailitas	1.5	0.1%
	NorEste	Curumaní	1.6	0.2%
		Toledo	0.1	0.0%
		Tibú	0.0	0.0%
		Cúcuta	2.1	0.2%
	Costa Interior	Bucaramanga	9.6	0.9%
		Boqueron	-	0.0%
		El Dificil	-	0.0%
Casacara		-	0.0%	
Agustin Codazzi		1.7	0.2%	
Valledupar		3.0	0.3%	
Urumita		0.3	0.0%	
Hato Nuevo		1.8	0.2%	
Intercor	-	0.0%		

(Continúa)

	Región	Nodo	Demanda Media 2015 [GBTUD]	Participación
DEMANDA	Centro	Usme	-	0.0%
		Villavicencio	6.7	0.6%
		Granada	0.3	0.0%
		Apiay	29.8	2.8%
		Cumaral	0.2	0.0%
		Barranca de Upía	0.2	0.0%
		Monterrey	2.6	0.3%
		Aguazul	0.2	0.0%
		Yopal Aislado	42.0	4.0%
		Miraflores	3.2	0.3%
		Jenesano	0.1	0.0%
		Tunja	3.6	0.3%
		Sogamoso	4.7	0.4%
		Villa de Leyva	0.2	0.0%
		Puente Nacional	2.0	0.2%
		Pte. Guillermo	-	0.0%
		La Belleza	0.0	0.0%
		Caldas	1.1	0.1%
		Santana	0.2	0.0%
		Cogua	4.4	0.4%
	Briceño	-	0.0%	
	Tocancipa	8.7	0.8%	
	Bogotá	102.2	9.7%	
	Soacha	11.6	1.1%	
	Mosquera	2.9	0.3%	
	Facatativa	4.1	0.4%	
	Costa Atlántica	Cerromatoso	13.3	1.3%
		Jobo	-	0.0%
		Sahagun	2.0	0.2%
		Monteria	3.9	0.4%
		Sincelejo	5.9	0.6%
		Corozal	0.6	0.1%
		Carmen de Bolívar	0.9	0.1%
San Pedro		0.3	0.0%	
Mompox		0.6	0.1%	
Mamonal		93.3	8.9%	
Cartagena		10.5	1.0%	
TermoFlores		172.3	16.4%	
Barranquilla-Tebesa		60.4	5.8%	
Cienaga	1.0	0.1%		
Fundación	9.4	0.9%		
Santa Marta	6.3	0.6%		
Palomino	1.4	0.1%		
Riohacha	11.1	1.1%		
Ballena	0.4	0.0%		

TOTAL DEMANDA (S.N.I. + ZON.AISL.)	1,048.8	100.0%
DEMANDA NACIONAL S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado)	1,004.6	95.8%
DEMANDA ZONAS AISLADAS (Yopal + Tibú + Cúcuta)	44.1	4.2%
(Desbalance Oferta-Demanda)	21.3	

Fuente: Concentra. Cálculos: UPME

En la distribución de demanda es notable la participación de las grandes ciudades. Entre éstas sobresalen Barranquilla y Cartagena, porque además de que consumen gas natural para generación termoeléctrica, lo hacen para atender industria, y por supuesto para las residencias.

Las ciudades de Barrancabermeja, localizada en el interior del país por sus requerimientos para la refinería de petróleo allí ubicada, y Bogotá, donde se presenta la mayor porción de demanda doméstica, industrial y vehicular, también son importantes por los volúmenes demandados.

En el futuro, grandes cambios en esta distribución de la demanda se originan por la ampliación de la capacidad de producción de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como por la entrada de nueva generación eléctrica para el sector petrolero en los Llanos Orientales, específicamente en el nodo de Apiay y en las cercanías de los campos de Cusiana y Yopal, lo cual requerirá cambios en la dirección de los flujos y de las capacidades de infraestructura.

De otro lado, la entrada de la línea de transmisión a 500 kV Cerromatoso-Chinú-Copey reduciría en forma sustancial el consumo de gas natural en la Costa Atlántica, especialmente en las ciudades de Barranquilla y Cartagena, cambiando la percepción y opciones de abastecimiento.

7.4 Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado

Con la distribución nodal anteriormente descrita, se desarrolló un modelo para la red de transporte, con el propósito de simular la operación futura del sistema y determinar los flujos de gas natural. Se consideraron las características físicas de la infraestructura (diámetro, longitud, rugosidad, etc.) y geográficas (altitud, temperatura, distancias, etc.). También se consideró la capacidad de compresión disponible en algunos nodos (ver Tabla 7-3).

Se utilizó el escenario medio de proyección de demanda y el escenario bajo de oferta, los cuales corresponden al escenario de referencia establecido anteriormente numeral 5.2. La simulación de estado estable de la operación se realizó con resolución mensual, utilizando los valores medios de flujos diarios¹⁸ durante el horizonte comprendido entre los años 2015 y 2035.

Se hizo un doble modelamiento de la operación: en primer lugar se programó en MATLAB 2014, siguiendo la termodinámica de los fluidos, usando la ecuación de rozamiento de White-Colebrooke y la ecuación de estado de hidrocarburos regida por la VWSR.

De manera alternativa y con propósitos de verificación, también se elaboró un modelo de proyección de flujos nodales en Excel y se simuló la operación física (hidráulica), usando el programa especializado en transporte de gas natural TGNET de la empresa Energy Solutions.

El propósito del modelo de transporte es proyectar los flujos de gas natural (MPCD) necesarios para satisfacer las demandas energéticas nodales (GBTUD) desde los campos que producen un flujo de gas natural (MPCD) con un determinado poder calorífico (BTU/ft³), para el horizonte mencionado.

Lo anterior se hace mediante la simulación del sistema de gas natural interconectado bajo el objetivo de minimizar sus costos operativos (costos de producción y transporte) para toda la demanda.

¹⁸ Si bien cada sector de la demanda tiene variaciones horarias significativas en su consumo, para propósitos del análisis de estado estable se usó el flujo medio determinado en la proyección de demanda.

Tabla 7-3 Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, julio de 2014.

Región	Tramo	Longitud y Diámetro Exterior	¿Dispone de Capacidad de Compresión ?
COSTA ATLÁNTICA	Sincelejo -- Montería	70 km en 10"	Si
	Cartagena -- Sincelejo	123 km en 10" + 8 km en 20"	Si
	Barranquilla -- TermoFlores	17 km en 32"	
	TermoFlores -- Cartagena	110 km en 20"	Si
	Santa Marta -- Barranquilla	82 km en 20" y 24" (doble)	
	Riohacha -- Ballenas	27 km en 2 x 20" (doble)	
	Riohacha -- Palomino	95 km en 20" y 24" (doble)	
	Palomino -- Santa Marta	54 km en 20" y 24" (doble) + 23 km en 20"	Si
NORDESTE	Guajira -- Hatonuevo	80 km en 18"	Si
	Hato Nuevo -- Valledupar	81 km en 18"	Si
	Valledupar-- Curumaní	160 km en 18"	Si
	Curumaní -- La Mata	91 km en 18"	Si
	La Mata -- San Alberto	86 km en 18"	Si
	San Alberto --Barrancabermeja	82 km en 18"	Si
	Barrancabermeja -- Sebastopol	110 km en 20"	Si
	Barrancabermeja -- Bucaramanga	80 km en 8" + 78 km en 8" y 6" (doble)	
	Gibraltar -- Bucaramanga	177 km en 12"	
	Sardinata -- Cúcuta	68 km en 4"	
NOROESTE	Sebastopol -- Medellín	142 km en 12" + 5 km en 14"	
CENTRO	Sebastopol -- Vasconia	60 km en 20"	
	Vasconia -- La Belleza	70 km en 12" y 16" (doble)	Si
	La Belleza -- Sucre	30 km en 22"	
	Sucre - Zipaquirá	140 km en 22"	
	Cogua -- Bogotá	55 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- La Belleza	50 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- Sucre	25 km en 20"	
	Puente Nacional -- Santana	35 km en 8"	
	Villa de Leyva -- Puente Nacional	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Puente Nacional -- Tunja	70 km en 12" y 16" (doble)	
	Tunja -- Villa de Leyva	35 km en 12" y 16" (doble)	
	Miraflores -- Tunja	55 km en 12" y 16" (doble)	Si
	Tunja -- Sogamoso	60 km en 10"	
	Porvenir -- Miraflores	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Porvenir -- Barranca de Upía	50 km en 12"	
	Barranca de Upía -- Restrepo	100 km en 10"	
	Restrepo -- Apiay	40 km en 10"	
	Apiay -- Usme	115 km en 6"	Si

Región	Tramo	Longitud y Diámetro Exterior	¿Dispone de Capacidad de Compresión ?
	Floreña -- Yopal	18 km en 6"	
	Morichal -- Yopal	14 km en 4"	
TOLIMA-HUILA	Vasconia -- Mariquita	90 km en 20"	Si
	Mariquita -- Gualanday	70 km en 6"	
	Gualanday -- Purificación	60 km en 12"	
	Purificación -- Aipe	110 km en 12"	
	Aipe -- Neiva	30 km en 6"	
CQR	Mariquita -- Manizalez	125 km en 20"	Si
	Manizalez -- Pereira	55 km en 20"	
	Pereira -- Cartago	35 km en 20"	
	Cartago -- Zarzal	40 km en 20"	
SUROESTE	Zarzal - Armenia	62 km en 6"	
	Zarzal -- Tuluá	50 km en 20"	
	Tuluá -- Cali	70 km en 20"	
	Cali -- Popayán	120 km en 4"	

Fuente: Empresas transportadoras de gas natural. Cálculos: UPME.

Una vez determinados los flujos, se verifica que la infraestructura de transporte actual disponga de la capacidad necesaria, y en caso de no ser así, se estima la expansión de la infraestructura necesaria. Para incrementar la infraestructura de transporte se dispone de varios mecanismos que incluyen soluciones de corto (transporte con carrotanques) y largo plazo que incluye dos opciones: i) instalando o aumentando la capacidad de compresión o ii) construyendo nuevos ductos paralelos (*loops*).

Según se definió en el Capítulo 4, sobre la necesidad de una nueva fuente de oferta se asume que en el año 2023 se dispone de ese suministro adicional mediante importación de gas natural, el cual debe ubicarse en el puerto de Buenaventura o una zona aledaña ingresando al sistema nacional de transporte en Yumbo (cercano a los nodos Termovalle-TermoEmcali).

Igualmente se supone que hacia el año 2026 se dispondría de nueva oferta en el nodo de Mamonal, bien sea provenientes de oferta nacional (*on-shore* u *off-shore*) o de una tercera etapa de importación.

7.5 Resultados del modelo de transporte de gas natural

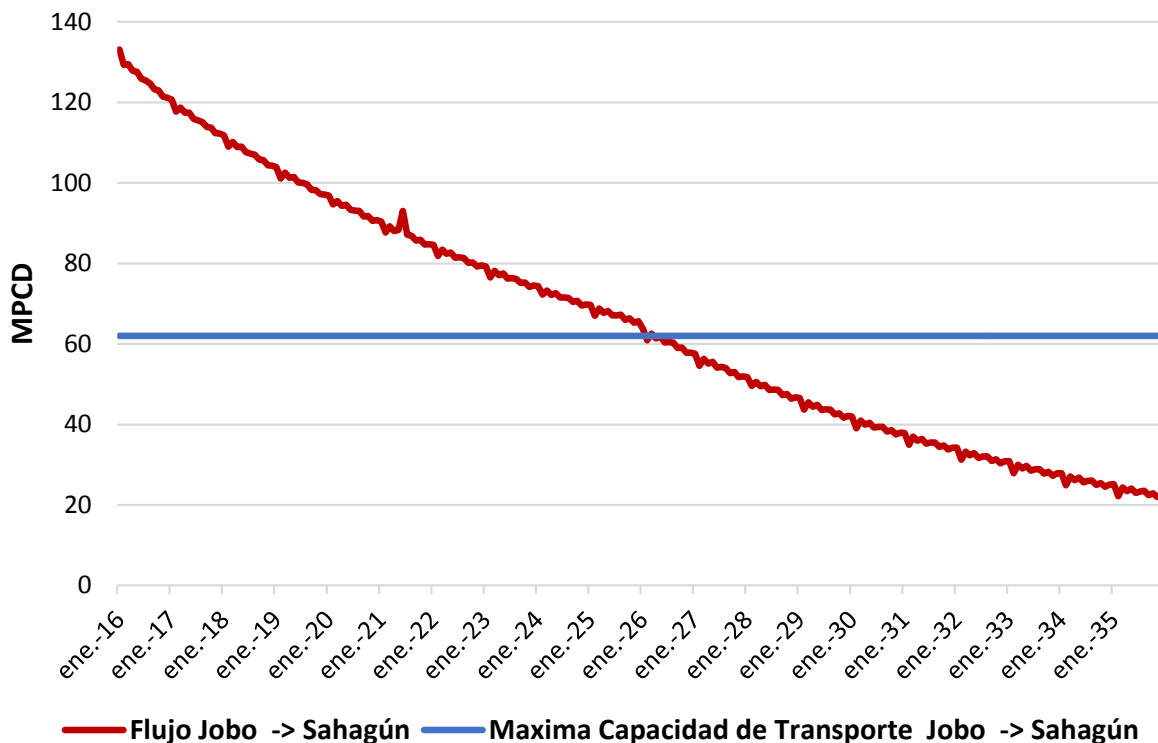
De acuerdo con los resultados de las simulaciones de la operación futura del sistema nacional de transporte de gas natural, se requiere incremento de capacidad en los tramos mostrados en la Gráfica 7-2, pues los flujos proyectados son superiores a su capacidad operacional registrada. Las áreas rojas indican los tramos donde se requieren las ampliaciones y las fechas respectivas.

Seguidamente se analiza cada uno de los requerimientos de expansión de infraestructura y en los Capítulos 8 y 9 se presentan las medidas propuestas para superar estos déficits y el correspondiente análisis financiero:

7.5.1 Gasoducto Jobo – Cartagena

Para transportar el gas natural disponible en el Valle Inferior del Magdalena hasta Cartagena¹⁹ (descontando la demanda local), se requiere ampliar la capacidad actual de transporte del tramo Jobo – Sincelejo a 120 MPCD en los próximos meses, mediante la construcción de un *loop* de diámetro 15” que duplique la capacidad de transporte actual.

Gráfica 7-3: Proyección de flujo en el tramo Jobo-Sahagún (Córdoba)



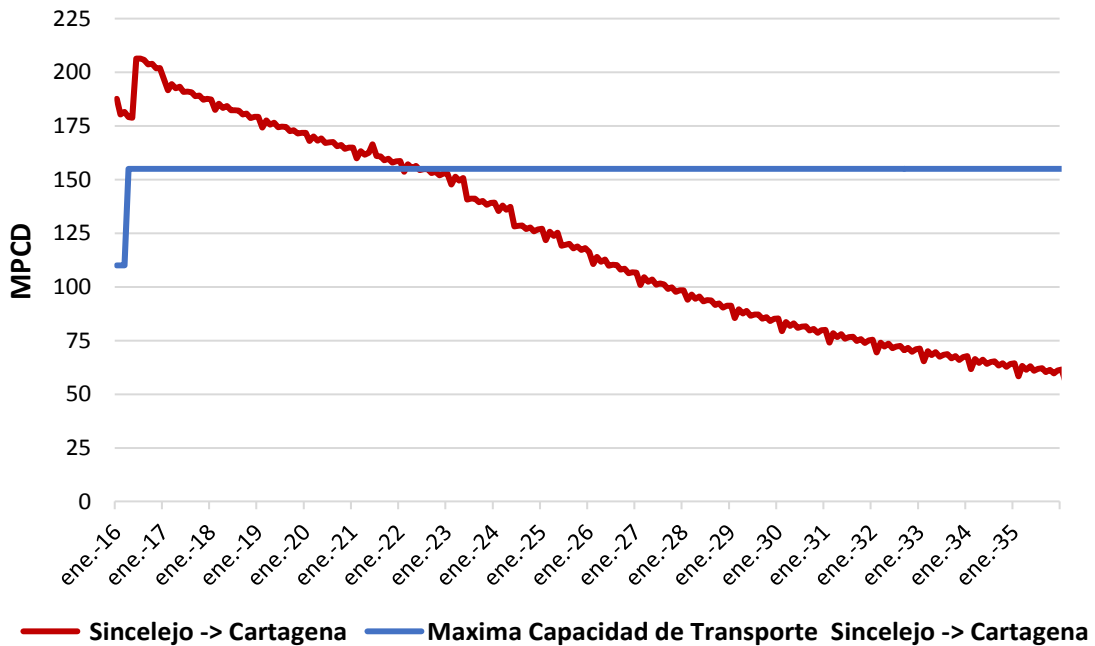
Fuente: UPME.

Complementario a lo anterior, también se requeriría disponer de un *loop* en el tramo Sincelejo-Filadelfia de 15”, que aumente la capacidad de transporte entre estos puntos hasta 200 MPCD (ver Gráfica 7-5).

No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta que los campos del Valle Inferior del Magdalena declinan a una tasa significativa, por lo que tales ampliaciones tendrían una utilidad limitada en el tiempo que se prolongaría si nuevas reservas se incorporan. En el próximo Capítulo se analizará la viabilidad financiera de estas ampliaciones (ver Gráfica 7-3 y Gráfica 7-4).

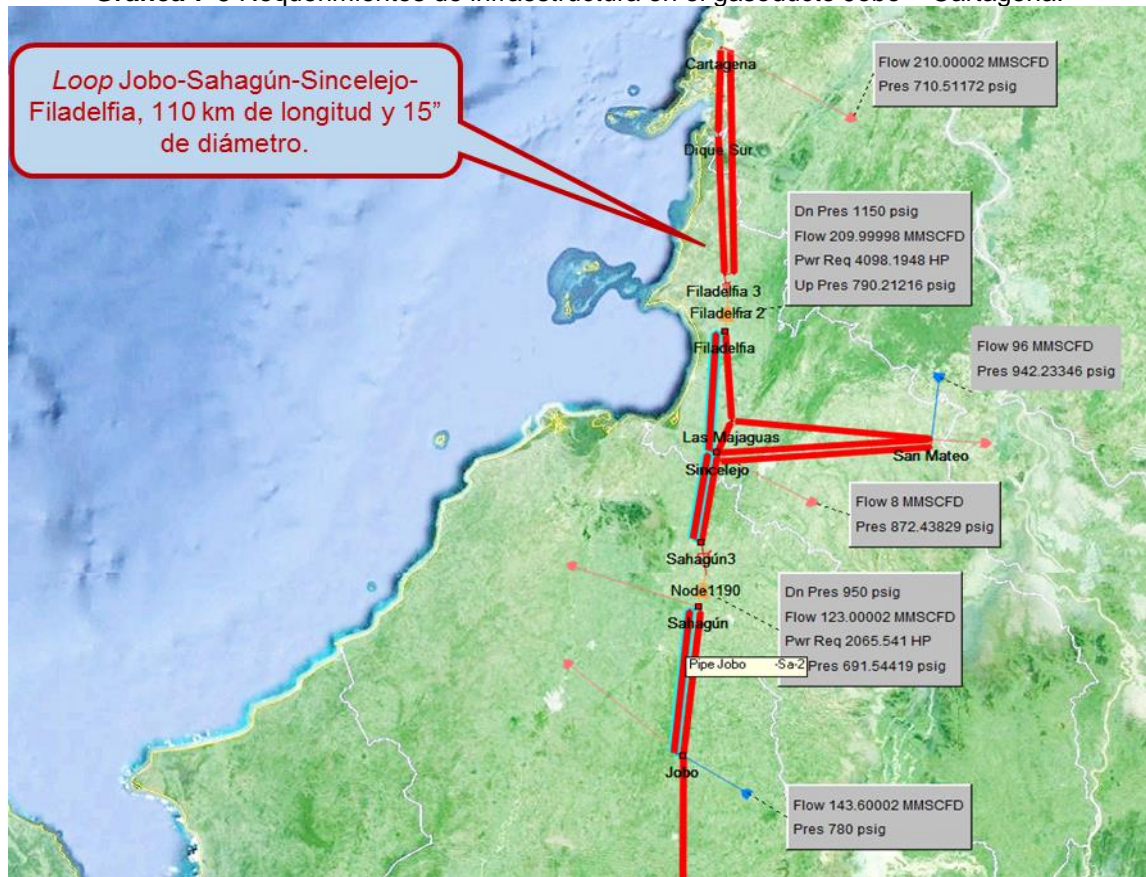
¹⁹ Algunas alternativas que se evalúan son la construcción de los tramos Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá y partes de él, los cual se presentarán en el Capítulo 7 de este documento y alterarían los resultados de este capítulo.

Gráfica 7-4 Proyección de flujo en el tramo Sincelejo – Cartagena



Fuente: UPME

Gráfica 7-5 Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Jobo – Cartagena.



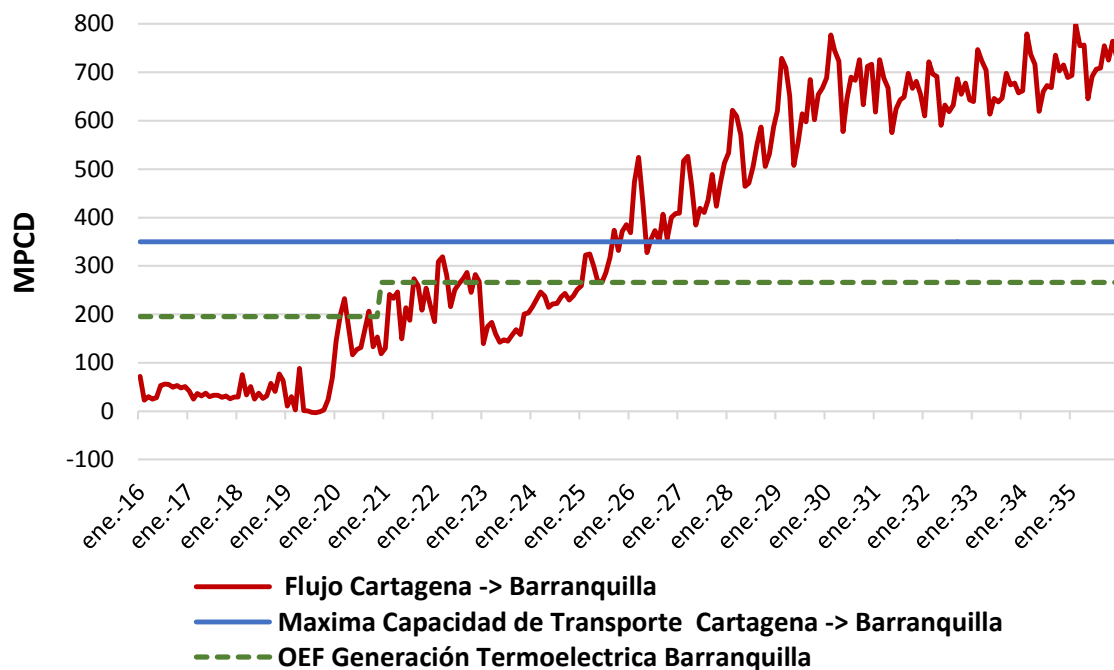
Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Google Earth

7.5.2 Gasoducto Cartagena - Barranquilla

En los próximos años parte de la demanda de Barranquilla se abastecería desde Cartagena, con gas natural importado o procedente de los campos del Valle Inferior del Magdalena (si la capacidad de transporte permite su evacuación). De esta forma, se debe disponer de una capacidad de transporte en sentido Cartagena → Barranquilla (contraria a la situación actual) que, de acuerdo con las estimaciones de la UPME, es de aproximadamente 350 MPCD. Con ello sería suficiente para satisfacer la demanda de los generadores termoeléctricos (Tebsa, TermoFlores y TermoBarranquilla) que tienen Obligaciones de Energía en Firme -OEF (ver Gráfica 7-5).

Hacia el año 2026 se tiene necesidad de aumentar la capacidad de transporte de este tramo con un *loop* de diámetro 30” entre las poblaciones de Paiva y Barranquilla (Palermo), con una longitud de 115 km. Posteriormente, hacia el año 2028 se precisa de la construcción de un tercer *loop* de 30” entre Cartagena y Barranquilla y aumentar la capacidad de transporte por encima de los 600 MPCD (ver Gráfica 7-8).

Gráfica 7-6 Proyección de flujo en el tramo Cartagena – Barranquilla



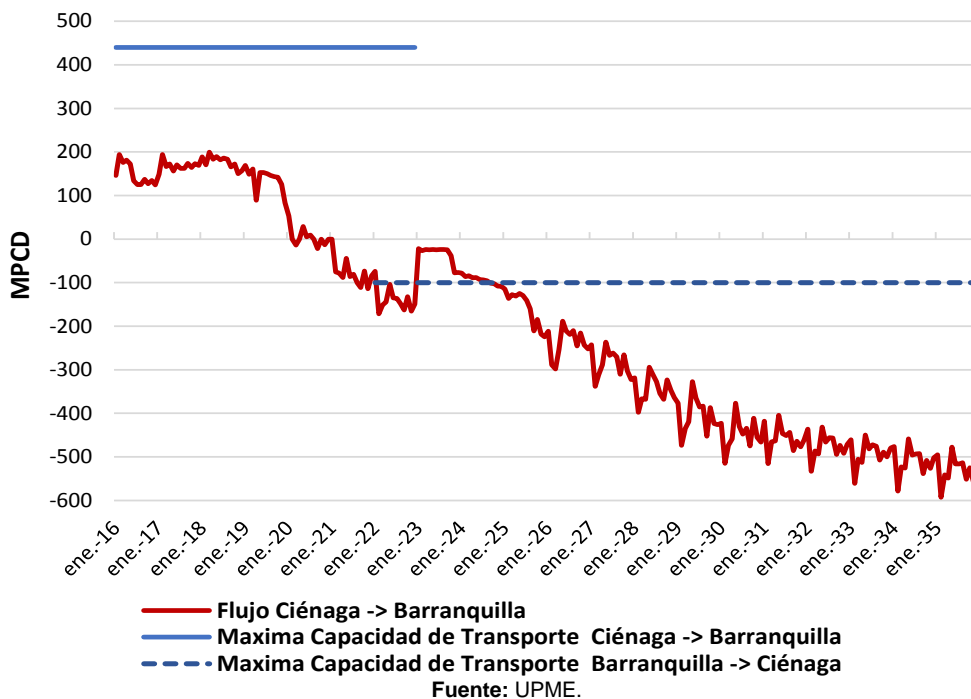
Fuente: UPME.

7.5.3 Gasoducto Barranquilla - Ballena

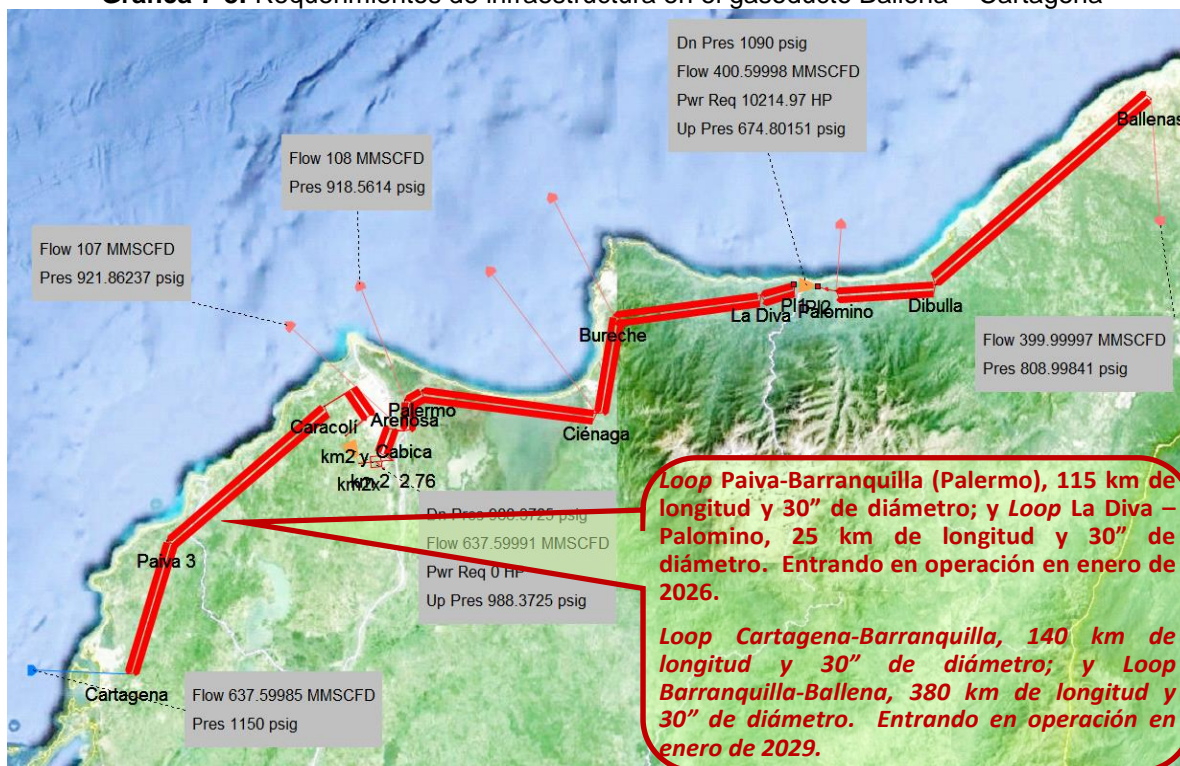
De acuerdo con los resultados de la simulación, se establece la necesidad para el año 2020 de un cambio en la dirección del flujo de gas natural entre Barranquilla y Ballena, por lo que se precisa de disponer de capacidad de transporte hasta el nodo de Ballenas, así como las obras asociadas, para que este energético pueda movilizarse de Ballena a Barrancabermeja. Ver Gráfica 7-7. También se ha determinado que, realizada la ampliación del ducto Paiva-Barranquilla en el año 2026 (ver numeral 7.5.2), se dispondría de una capacidad superior a los 400 MPCD entre Barranquilla y Ballena. Así, solo hasta el año 2029 se requeriría ampliar el tramo

Barranquilla-Ballena con un *loop* de 24" y longitud 380 km, para alcanzar una capacidad de 600 MPCD (ver Gráfica 7-8).

Gráfica 7-7 Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Ciénaga (Magdalena)



Gráfica 7-8: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Ballena – Cartagena

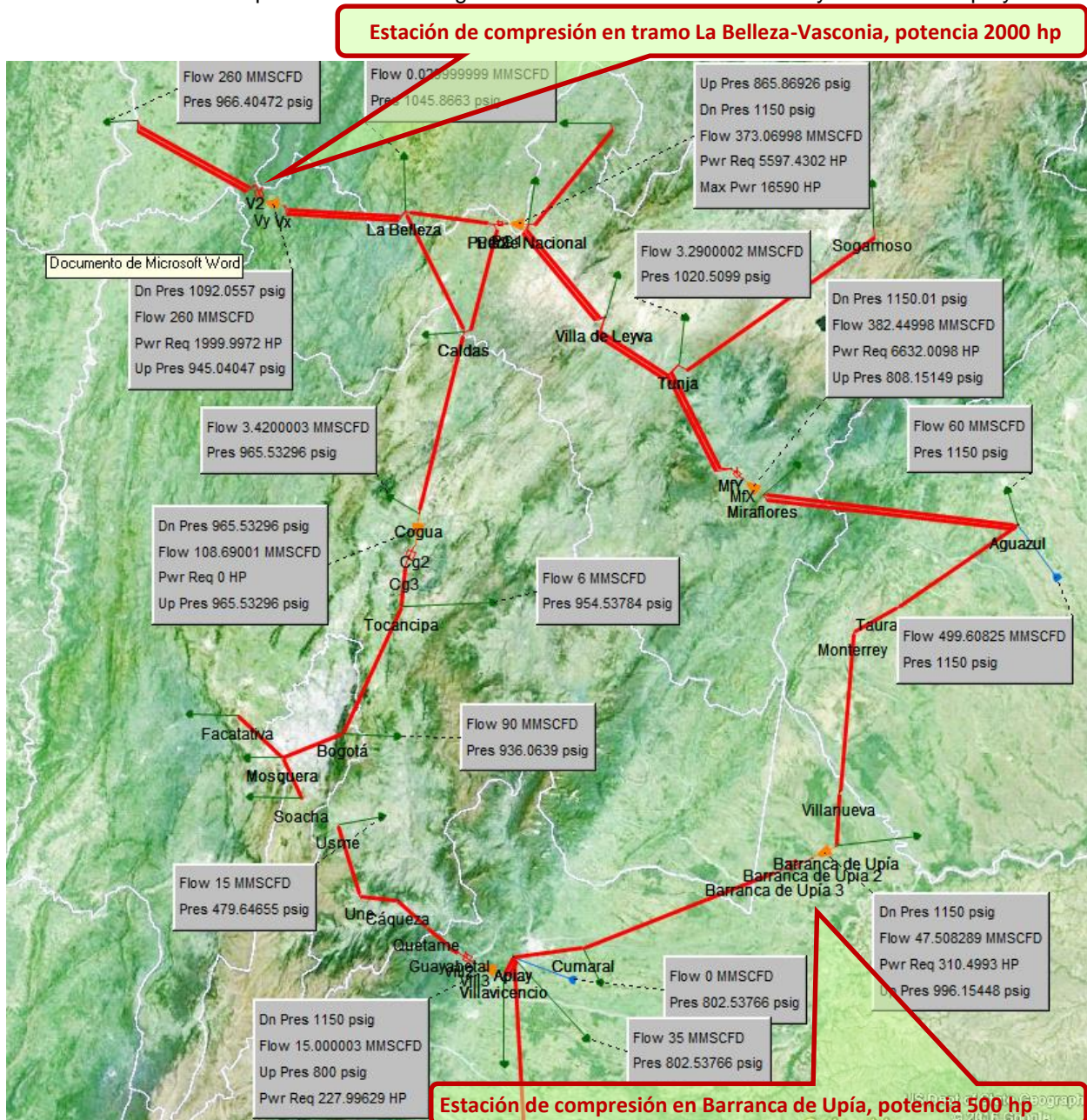


Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth

7.5.4 La Belleza - Vasconia

Para disponer de la capacidad de producción de los campos de Casanare, se necesita aumentar en los próximos meses la capacidad de transporte del tramo La Belleza-Vasconia hasta 260 MPCD, lo cual podría ser mediante la construcción de una estación de compresión de potencia 1000 hp a mitad del tramo (ver Gráfica 7-9).

Gráfica 7-9: Requerimientos en los gasoductos La Belleza – Vasconia y El Porvenir-Apiay



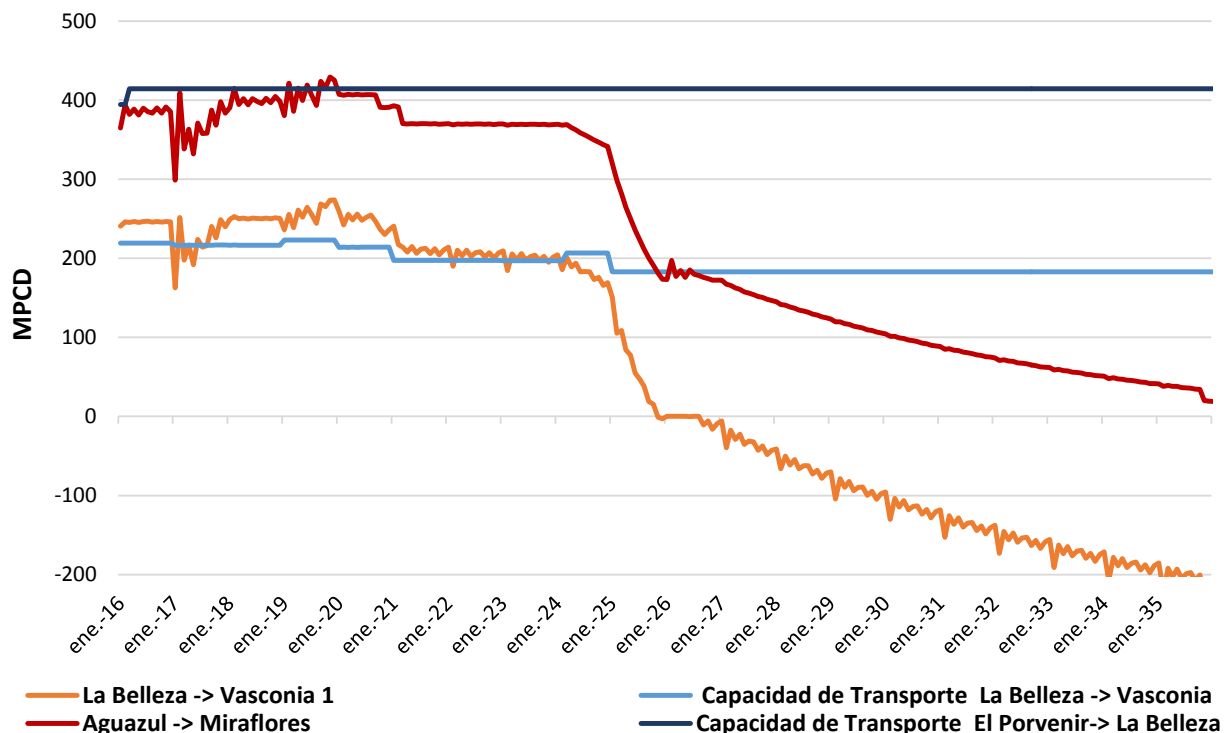
Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth

No obstante, debe tenerse en cuenta que por el incremento de la demanda en los Llanos Orientales, causado principalmente por nuevas cargas de ECOPETROL, y el incremento de

demanda en Bogotá por su crecimiento natural, el excedente disponible a transportarse por el tramo mencionado se reduce progresivamente (ver Gráfica 7-10). En consecuencia, tal expansión de la capacidad de transporte tendría una utilidad limitada en el tiempo. En el capítulo siguiente se analiza su viabilidad financiera.

Se señala también la necesidad de disponer para el tramo Vasconia-La Belleza de capacidad de transportar gas natural en sentido Occidente-Oriente (bidireccionalidad), de manera que permita abastecer Bogotá desde el Magdalena Medio, bien sea con gas nacional o importado, desde el año 2026.

Gráfica 7-10 Flujo en los gasoductos El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia



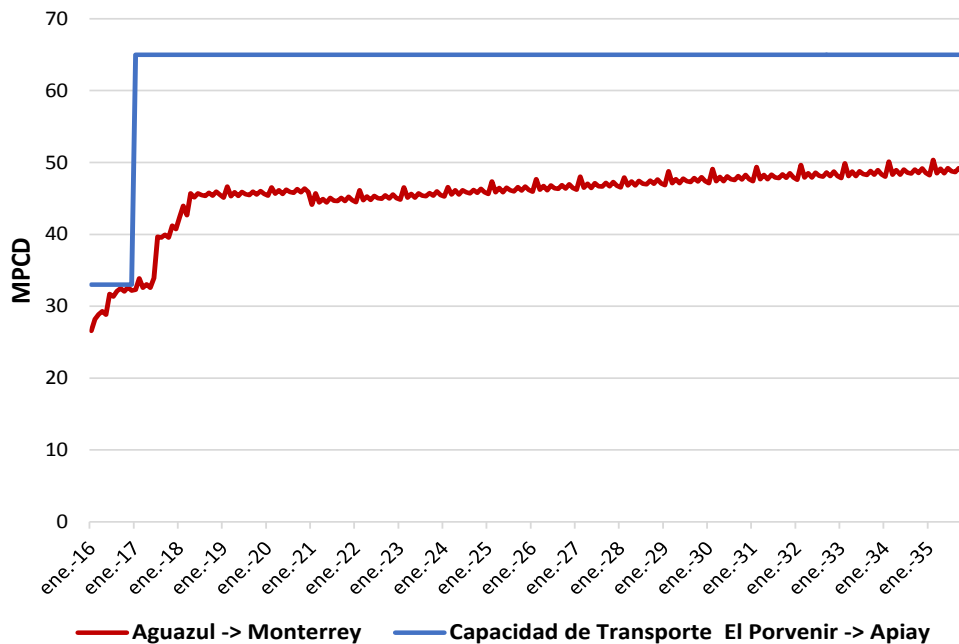
Fuente: UPME.

7.5.5 Gasoducto Cusiana – Apiay

La proyección de demanda, basada también en reportes de ECOPEPETROL, señala incremento de ésta por lo proyectos ya mencionados, lo que significa un crecimiento importante del consumo total en los años 2016 y 2018 para propósitos principalmente de generación eléctrica en los nodos de Cusiana y Apiay (ver Gráfica 7-11).

La información proveniente de la empresa transportadora de gas en la región indica que se dispone de capacidad de compresión en zonas cercanas al municipio de Barranca de Upía, lo que incrementaría la capacidad de transporte de este tramo hasta 64 MPCD para el próximo año. Bajo tales consideraciones se tendría asegurado el abastecimiento en condiciones normales de operación (ver Gráfica 7-9).

Gráfica 7-11 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo El Porvenir – Apiay

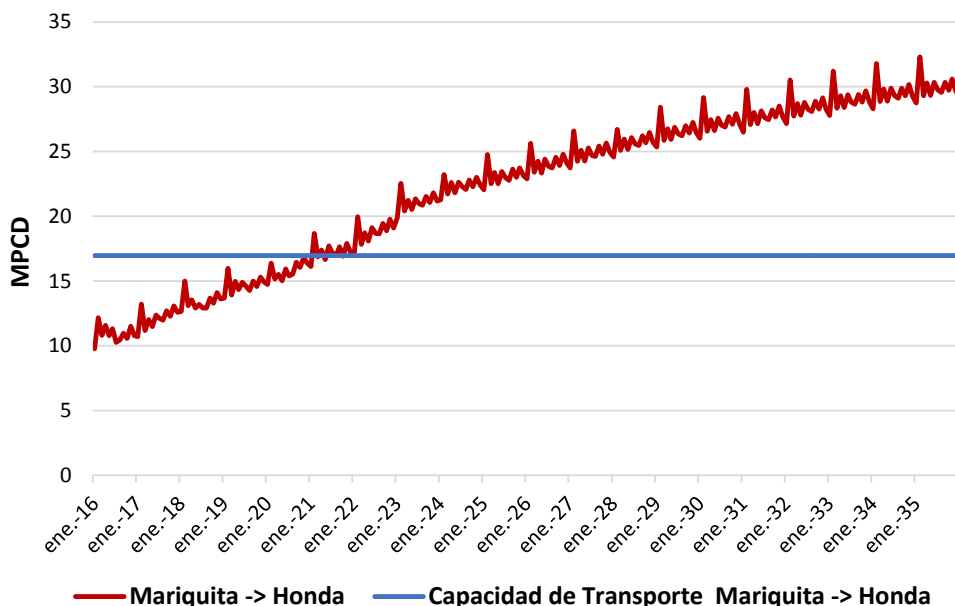


Fuente: UPME.

7.5.5.1 Gasoducto Mariquita - Gualanday

Este ducto alimenta los municipios de los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos de sur de Cundinamarca. La estimación de demanda para esta región indica un crecimiento progresivo, de manera que se estaría sobrepasando el límite de su capacidad de transporte hacia el año 2020 (ver Gráfica 7-12), lo cual exigiría un aumento.

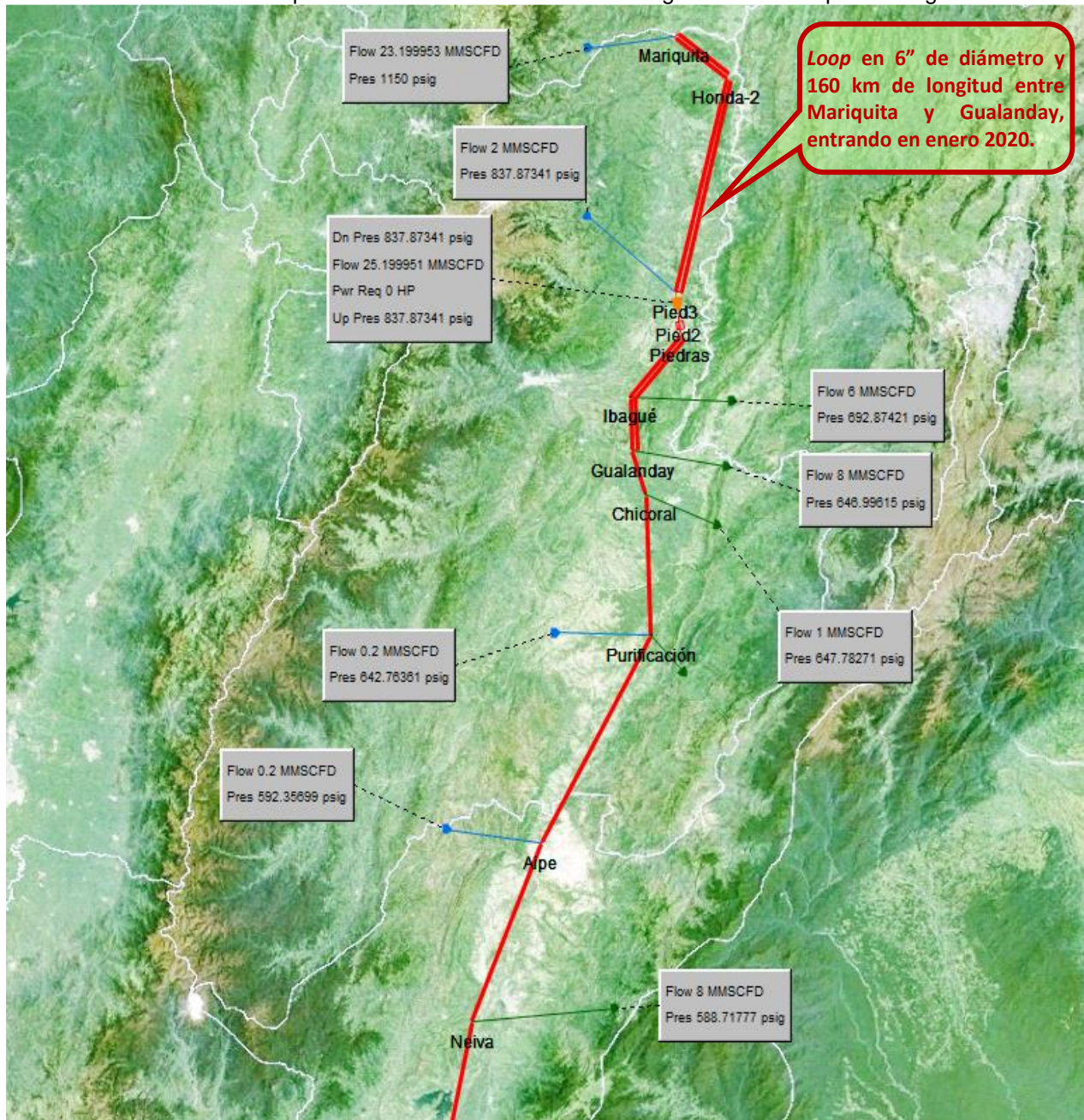
Gráfica 7-12 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo Mariquita – Gualanday



Fuente: UPME.

De los resultados de la simulación del sistema de transporte se propone un *loop* de diámetro de 6", pues la instalación de una estación de compresión solo incrementaría marginalmente su capacidad de transporte. La Gráfica 7-13 muestra un resumen de las necesidades.

Gráfica 7-13: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Ibagué.



Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth.

7.5.6 Gasoductos Buenaventura– Yumbo y Yumbo - Vasconia

En los análisis de balance nacional de gas natural se estableció la necesidad de una nueva importación de gas natural en el puerto de Buenaventura desde el año 2023.

Gráfica 7-14: Requerimientos de infraestructura de los gasoductos Buenaventura-Yumbo y Yumbo-Mariquita



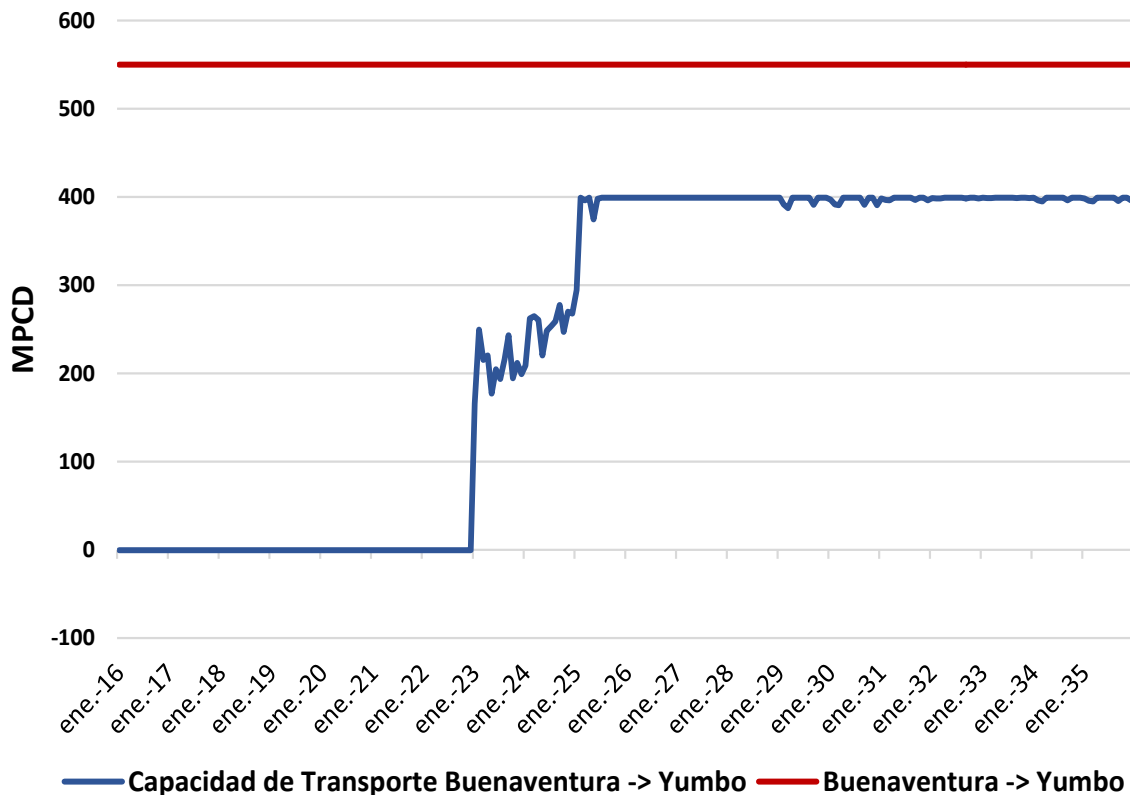
Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth

Bajo el supuesto de entrada en operación de una segunda planta de regasificación ubicada en Buenaventura en tal año, los requerimientos de infraestructura serían los siguientes (ver Gráfica 7-14):

i)- Construcción del tramo de transporte entre Buenaventura y Yumbo: con una distancia aproximada de 102 km y un diámetro de 30” que tendría capacidad de 550 MPCD. En la actualidad entre estas dos ciudades existe un poliducto y en el puerto se dispone de instalaciones

para el tráfico de hidrocarburos, las cuales, si bien no se usarían para el transporte de gas natural, pueden facilitar la construcción de la nueva infraestructura (ver Gráfica 7-15).

Gráfica 7-15: Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo

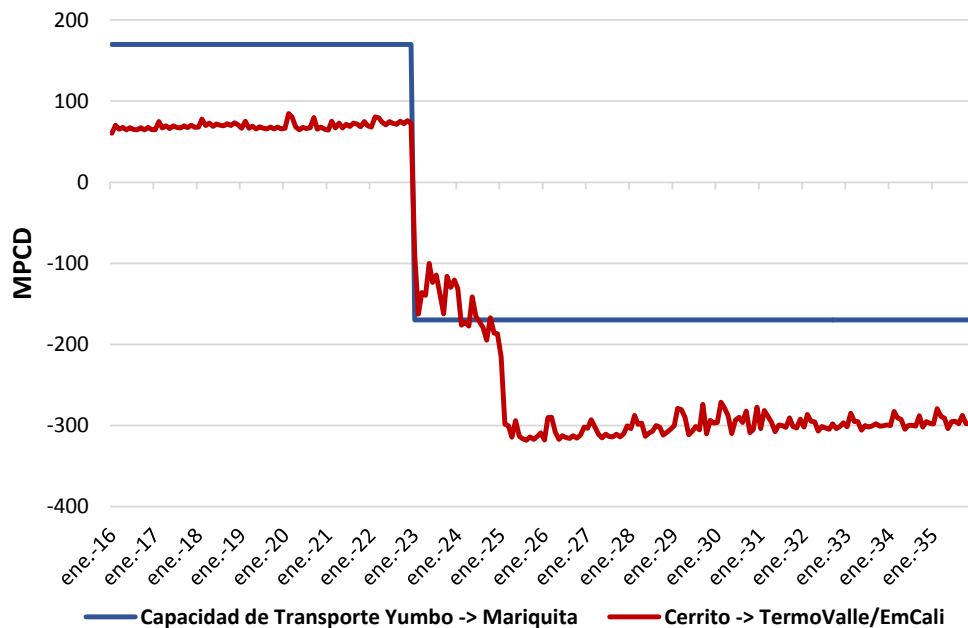


Fuente: UPME

ii)- Posibilitar el transporte de gas natural entre Yumbo y Vasconia (contraflujo y bidireccionalidad): La importación de gas natural tendría como destino, en principio, la región del Valle del Cauca, posteriormente la zona cafetera y el Tolima-Huila, y en el mediano plazo usuarios al norte del nodo Vasconia.

Desde enero de 2023, la disponibilidad de transporte entre Yumbo y Mariquita (bidireccionalidad) con capacidad de 170 MPCD, y desde enero 2025 el aumento de esta capacidad para llevar 250 MPCD a Mariquita mediante tres nuevas estaciones de compresión en los departamentos del Valle del Cauca y Risaralda, con capacidad de 4,000 hp, 9,000 y 14,000 hp (ver Gráfica 7-16).

Gráfica 7-16 Proyección de flujo de gas natural entre Yumbo y Cerrito

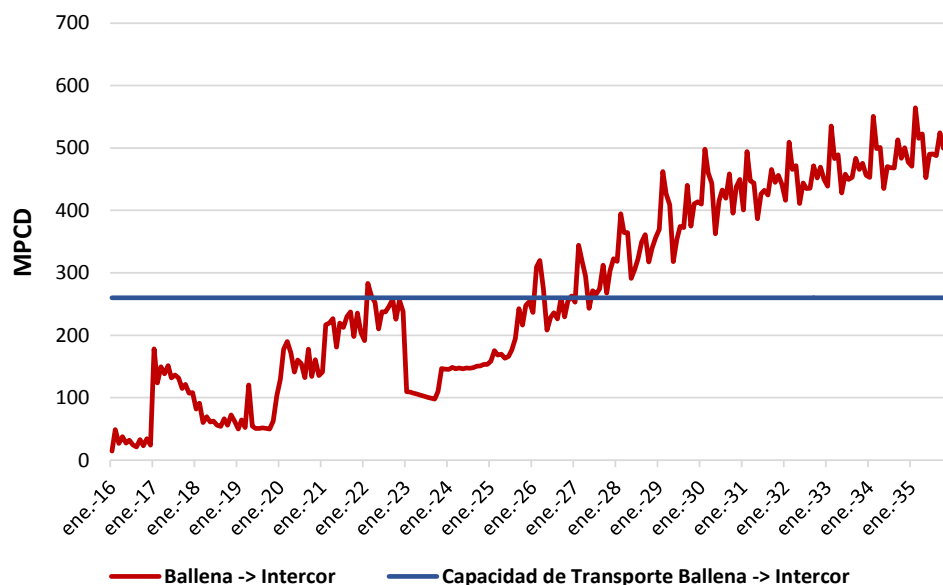


Fuente: UPME

7.5.7 Gasoducto Ballena - Barrancabermeja

Si bien la entrada de una Planta de Regasificación en la Costa Pacífica colombiana reduciría significativamente el flujo en este tramo en el año 2023 (ver Gráfica 7-17), éste después mantendría un alto crecimiento de manera que hacia el año 2026 se requeriría ampliar su capacidad de transporte. Para ello sería necesario construir un *loop* de 24" entre los nodos de Ballena y Barrancabermeja, con longitud de 580 km (ver Gráfica 7-18).

Gráfica 7-17 Proyección de flujo de gas natural entre Ballena y Barrancabermeja



Fuente: UPME

Gráfica 7-18 Requerimientos de infraestructura del gasoducto Ballena - Barrancabermeja



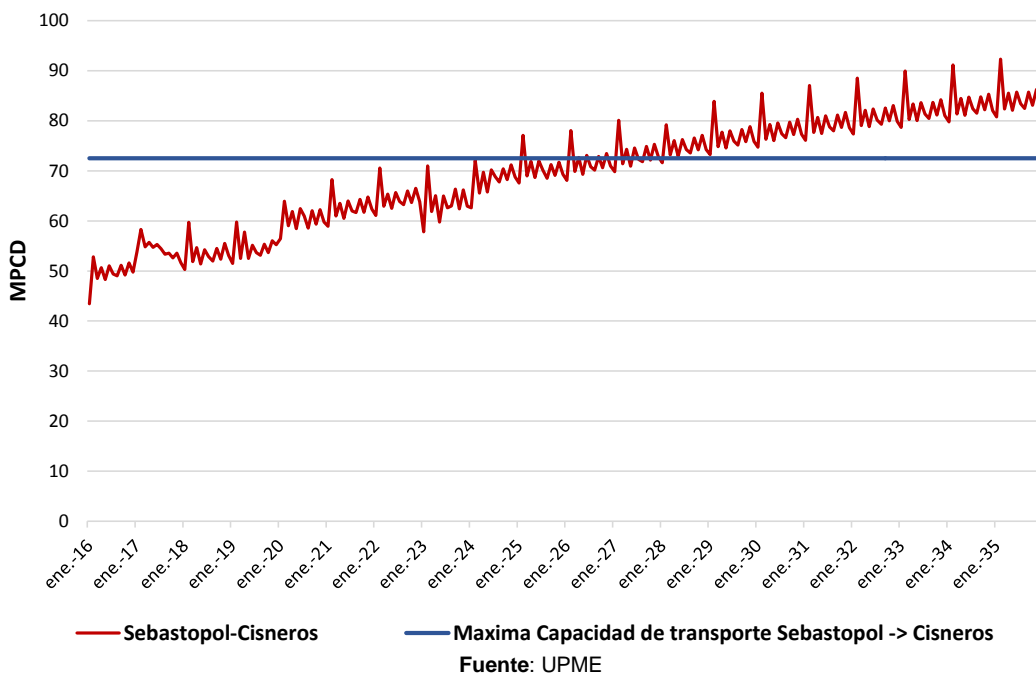
Fuente: UPME

7.5.8 Gasoducto Sebastopol - Medellín

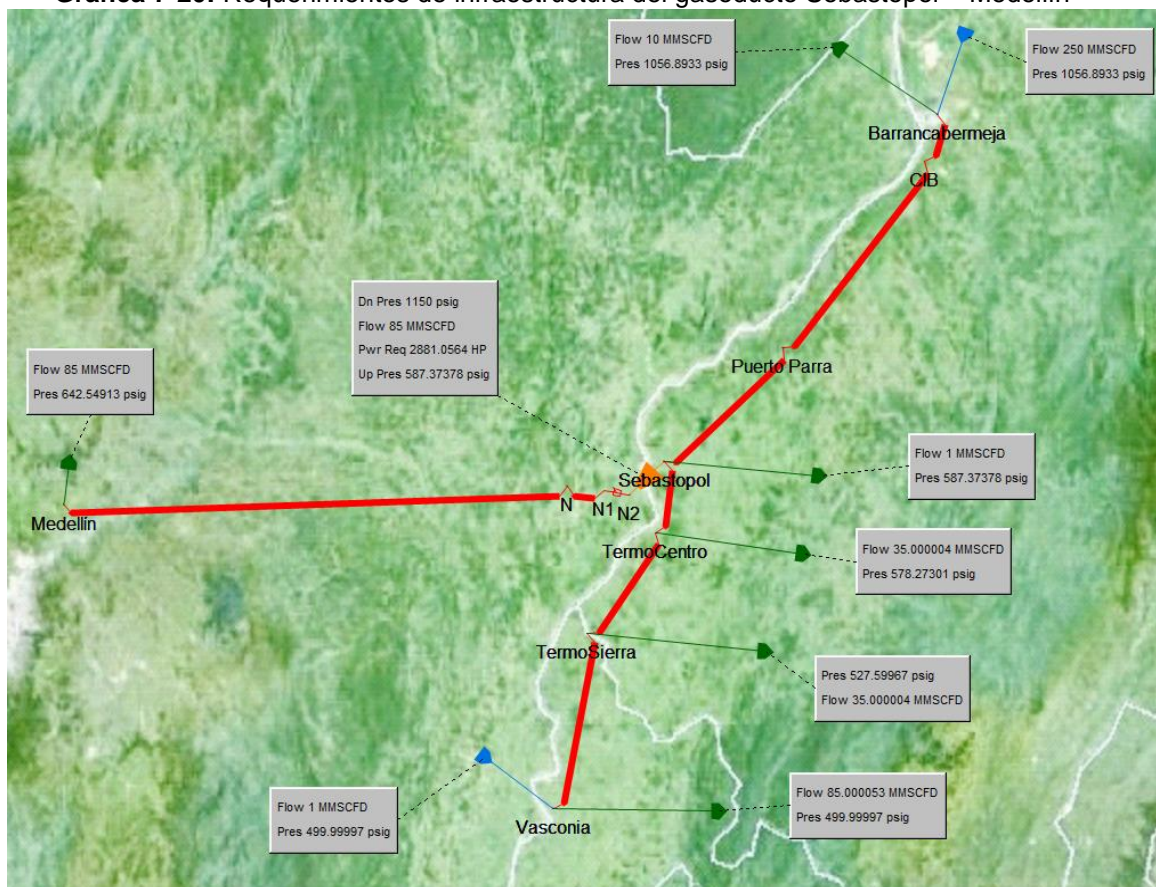
Si bien la capacidad de transporte de este gasoducto está registrada en 72 MPCD, frente a altas demandas de gas natural en el Magdalena Medio la presión en el nodo Sebastopol (desde donde se abastece Medellín y otras poblaciones antioqueñas) puede bajar significativamente, de manera que se reduce la capacidad de transporte de este ducto (ver Gráfica 7-19).

Por lo anterior, se propone la instalación de una estación de compresión en el nodo Sebastopol, que incremente la presión de entrada al ducto por encima de los 1,000 psig y permita llevar por encima de los 80 MPCD de gas natural (ver Gráfica 7-20).

Gráfica 7-19 Proyección de flujo de gas natural entre Sebastopol y Medellín



Gráfica 7-20: Requerimientos de infraestructura del gasoducto Sebastopol – Medellín



Fuente: UPME

8 CONFIABILIDAD

El estudio en este Capítulo se centrará en la influencia de la confiabilidad en el problema del desabastecimiento. Se busca esencialmente medir su impacto y proponer medidas que puedan aumentarla.

8.1 Metodología

Un aspecto importante a considerar dentro del Plan de Abastecimiento es la confiabilidad del sistema. La confiabilidad es la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural para prestar el servicio con el menor grado de interrupciones ante fallas en la infraestructura. Parte del problema de abastecimiento está asociado a problemas de confiabilidad y los eventos que pueden alterar la operación del sistema de gas pueden repercutir causando desabastecimiento de la demanda.

Las fallas se deben a eventos de dos tipos: el primero, de fuerza mayor, que corresponde a fallas que no se tienen previstas y que, por tanto, no se ha hecho un planeamiento de las mismas; y el segundo, considerado como eventos planeados, donde la ausencia de operación ha sido programada para realizar trabajos diversos, asociados a mantenimientos.

Por lo anterior, existe la probabilidad, por pequeña que sea, de que la demanda en ciertos nodos no sea atendida por la indisponibilidad operativa de uno o más elementos del sistema. La confiabilidad hace referencia al complemento de esta probabilidad, o sea, que el sistema será más confiable si dicha probabilidad de falla es menor, si los elementos tienen menor indisponibilidad.

8.1.1 Indisponibilidad

La indisponibilidad de cada elemento j del sistema se determina como el cociente entre el tiempo fuera de operación y el número de horas, ambas durante un período anual (es la probabilidad de falla). La información disponible de las empresas productoras y transportadoras de gas natural en el país indica que la valoración de la indisponibilidad y gestión de las fallas entre éstas es diferente²⁰.

Debido a esta falta de uniformidad, para determinar la indisponibilidad de los elementos (gasoductos y campos de producción) se utilizó el mayor entre: i) un indicador histórico de indisponibilidad; y ii) la indisponibilidad por factores climáticos de los tramos del sistema de transporte de gas natural que tienen cruces subfluviales.

Para calcular el indicador histórico de indisponibilidad se utilizó información referente al número de fallas y la duración de las mismas suministrada la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD. En la información hay tramos que no tienen registradas indisponibilidades, lo cual indicaría que si se utilizara directamente esta información, su probabilidad de falla sería cero. Para evitar esto, se agruparon los tramos por regiones geológicas y se estimó el promedio

²⁰ Actualmente se desarrolla en la UPME una propuesta para que los agentes productores y transportadores de gas natural valoren y gestionen la indisponibilidad de los elementos del sistema de manera común.

regional de indisponibilidad por longitud para cada región, el cual se asumió para los tramos de cada una de éstas. En la Gráfica 8-2 se presentan las indisponibilidades de los diferentes elementos de acuerdo con su información histórica.

Respecto al segundo indicador, así como en períodos de bajos aportes hidrológicos los campos de producción y el sistema de transporte se enfrentan a mayores demandas de gas natural, en períodos de altos aportes hidrológicos los riesgos de deslizamientos de tierra y una mayor erosión en las obras civiles asociadas al ducto en los cruces subfluviales aumentan los riesgos de fallas en el Sistema de Transporte de gas natural.

En particular, se recuerda que el tramo de gasoducto que pasa bajo el Río Magdalena y abastece Barranquilla y el Occidente de la Costa Atlántica, estuvo fuera de operación en el año 2012 cerca de nueve meses, así como el tramo que abastece el Suroccidente, del país que estuvo fuera de operación durante algunas semanas durante el Fenómeno de El Niño en el año 2010.

Por eventos como los antes mencionados, así como información directa de las empresas transportadoras de gas, se señala la conveniencia de considerar los factores climáticos para estimar la indisponibilidad de los elementos del sistema.

La indisponibilidad por factores climáticos de cada tramo corresponde al producto de: i) un factor de indisponibilidad subfluvial por unidad i_l , por un elemento, y ii) la longitud subfluvial estimada de cada tramo l .

$$i_l = \text{Probabilidad de un evento} \times \% \text{ de tiempo indisponible del tramo} \\ \div \text{longitud afectada del tramo}$$

Para estimar la **Probabilidad de un evento** se consideró la probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno de la Niña con indicador ONI mayor o igual a -1°C ²¹. De la información disponible se aprecia que desde el año 1950 hasta la fecha, en 94 de los 803 promedios de temperaturas de tres meses consecutivos la anomalía ha sido inferior a -1°C .

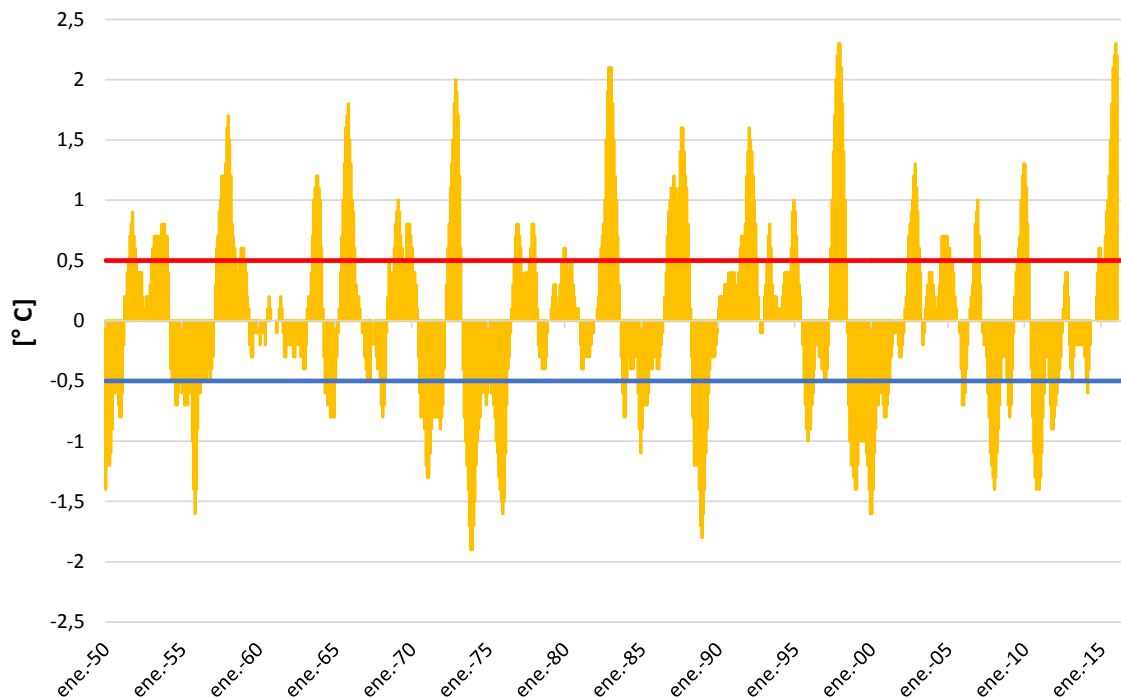
Esto determina que, aproximadamente cada 12.5 años, se daría un evento de mayores aportes hidrológicos, para una probabilidad de un 8% (ver Gráfica 8-1). Para estimar el **% de tiempo indisponible del tramo** y **longitud afectada del tramo**, se utilizó como referencia el evento ocurrido en el año 2012, en el que el ducto de aproximadamente 2 km de longitud subfluvial del tramo que abastece Barranquilla estuvo fuera de operación durante cerca de 9 meses (75% del año).

Con lo anterior, se determinó un factor $i_l = 0.003\%$ por cada metro subfluvial. La longitud subfluvial de cada tramo se calculó a partir de la información de los agentes transportadores y los esquemas de sus sistemas, así como mapas físicos de las áreas por donde estos pasan. La Gráfica 8-2 muestra los dos tipos de indisponibilidades por tramo calculadas. Tal como se

²¹ El indicador ONI (Oceanic Niño Index) corresponde al usado por la agencia NOAA para determinar la ocurrencia de fenómenos como El Niño y La Niña. Corresponde al promedio móvil de temperatura en la superficie en la región 3-4 Océano Pacífico (5°N - 5°S , 120° - 170°W) durante tres meses consecutivos. Un evento El Niño se identifica si durante cinco consecutivos y sobrepuestos periodos de tres meses se tiene una anomalía de temperatura superior a 0.5°C ; un evento La Niña si la anomalía es inferior a -0.5°C . Ver: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-variability-oceanic-ni%C3%B1o-index>.

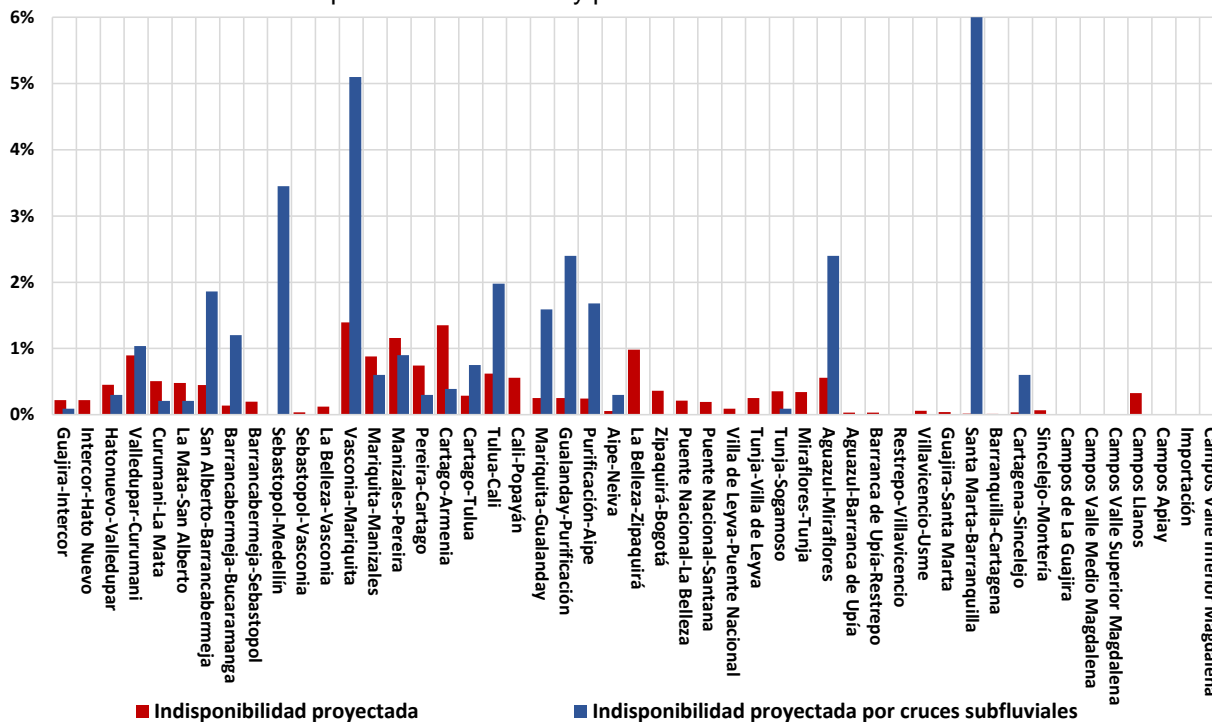
describió anteriormente, entre éstas se toma la mayor y posteriormente se hace una distribución para adecuarla al modelo de transporte (ver Tabla 8-1).

Gráfica 8-1 Anomalías de temperatura en el Océano Pacífico



Fuente: NOAA; Cálculos: UPME

Gráfica 8-2 Indisponibilidad histórica y por cruces subfluviales de los elementos



Fuente: SSPD; Cálculos: UPME

Tabla 8-1 Indisponibilidades de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.

Núm.	Tramo	Indisponib.	Núm.	Tramo	Indisponib.	Núm.	Tramo	Indisponib.
1	Ballena-Intercor	0.2200%	34	Pte. Guillermo-La Belleza	0.0451%	67	Mariquita-Padua	0.2937%
2	Intercor-Hato Nuevo	0.2200%	35	Pte. Guillermo-Caldas	0.4923%	68	Padua-Herveo	0.2937%
3	Hato Nuevo-Urumita	0.2256%	36	La Belleza-Caldas	0.4923%	69	Herveo-Manizales	0.2937%
4	Urumita-Valledupar	0.2256%	37	La Belleza-Vasconia 1	0.0365%	70	Manizales-Pereira	1.1504%
5	Valledupar-Agustin Codazzi	0.2585%	38	Vasconia 2-TermoDorada	2.5709%	71	Pereira-Zarzal	0.7386%
6	Agustin Codazzi-Casacara	0.2585%	39	TermoDorada-Mariquita	2.5709%	72	Zarzal-Armenia	1.3400%
7	Casacara-Boqueron	0.2585%	40	Mariquita-Honda	0.3980%	73	Zarzal-Tuluá	0.7436%
8	Boqueron-Curumani	0.2585%	41	Honda-TermoPiedras	0.3980%	74	Tuluá-Cerrito	0.9804%
9	Curumani-Pailitas	0.2529%	42	TermoPiedras-Ibagué	0.3980%	75	Cerrito-TermoValle/EmCali	0.9804%
10	Pailitas-La Mata	0.2529%	43	Ibagué-Gualanday	0.3980%	76	Buenaventura-Cali	0.8747%
11	La Mata-Aguachica	0.2401%	44	Gualanday-Chicoral	0.3980%	77	Cerrito-Palmira	0.1858%
12	Aguachica-San Alberto	0.2401%	45	Guandó-Chicoral	0.7944%	78	Palmira-Candelaria	0.1858%
13	San Alberto-San Rafael	0.6209%	46	Guandó-Fusagasugá	0.7944%	79	Candelaria-Popayán	0.1858%
14	San Rafael-Merielectrica	0.6209%	47	Chicoral-Purificación	1.9985%	80	Ballena-Riohacha	0.0137%
15	Merielectrica-CIB1	0.6209%	48	Purificación-Aipe	1.6720%	81	Riohacha-Palomino	0.0137%
16	CIB1-Bucaramanga	1.1943%	49	Aipe-Neiva	0.2986%	82	Palomino-Santa Marta	0.0137%
17	Toledo-Bucaramanga	0.1388%	50	Hobo-Neiva	0.2986%	83	Santa Marta-Ciénaga	3.0316%
18	Tibú-Cúcuta	0.8957%	51	Caldas-Cogua	0.4923%	84	Ciénaga-Barranquilla-Tebesa	3.0316%
19	CIB2-Merielectrica	0.1974%	52	Cogua-Briceño	0.4923%	85	TermoFlores-Cartagena	0.0125%
20	CIB2-Sebastopol	0.1974%	53	Briceño-Tocancipa	0.4923%	86	Cartagena-Mamonal	0.0597%
21	Sebastopol-Termocentro	0.0122%	54	Briceño-Bogotá	0.4923%	87	Mamonal-Sincelejo	0.5360%
22	Termocentro-Termosierra	0.0122%	55	Bogotá-Mosquera	0.4923%	88	Sincelejo-Corozal	0.5360%
23	Termosierra-Vasconia 2	0.0122%	56	Mosquera-Facatativa	0.4923%	89	Corozal-Carmen de Bolivar	0.5360%
24	Sebastopol-Cisneros	1.7318%	57	Mosquera-Soacha	0.4923%	90	Corozal-San Pedro	5.9713%
25	Cisneros-Medellín	1.7318%	58	Aguazul-Monterrey	0.0160%	91	San Pedro-Mompox	5.9713%
26	Aguazul-Miraflores	2.3885%	59	Monterrey-Barranca de Upia	0.0160%	92	Sincelejo-Sahagun	0.0671%
27	Miraflores-Jenesano	0.1705%	60	Barranca de Upia-Cumalar	0.0302%	93	Sahagun-Montería	0.0671%
28	Jenesano-Tunja	0.1705%	61	Cumalar-Apiay	0.0101%	94	Sahagun-Jobo	0.0671%
29	Tunja-Sogamoso	0.3530%	62	Apiay-Granada	0.0101%	95	Jobo-Cerromatoso	0.0671%
30	Tunja-Villa de Leyva	0.2502%	63	Apiay-Villavicencio	0.0101%	96	Ciénaga-Fundación	3.0316%
31	Villa de Leyva-Puente Nacional	0.0903%	64	Villavicencio-Usmé	0.0592%	97	El Dificil-Fundación	0.2585%
32	Puente Nacional-Santana	0.1930%	65	Floreña-Yopal	0.8957%	98	El Dificil-Valledupar	0.2585%
33	Puente Nacional-Pte. Guillermo	0.0451%	66	Morichal-Yopal	0.8957%	99	El Dificil-Boqueron	0.2585%

Fuente: UPME y SSPD; Cálculos: UPME

8.1.2 Valor esperado de la demanda nacional no abastecida

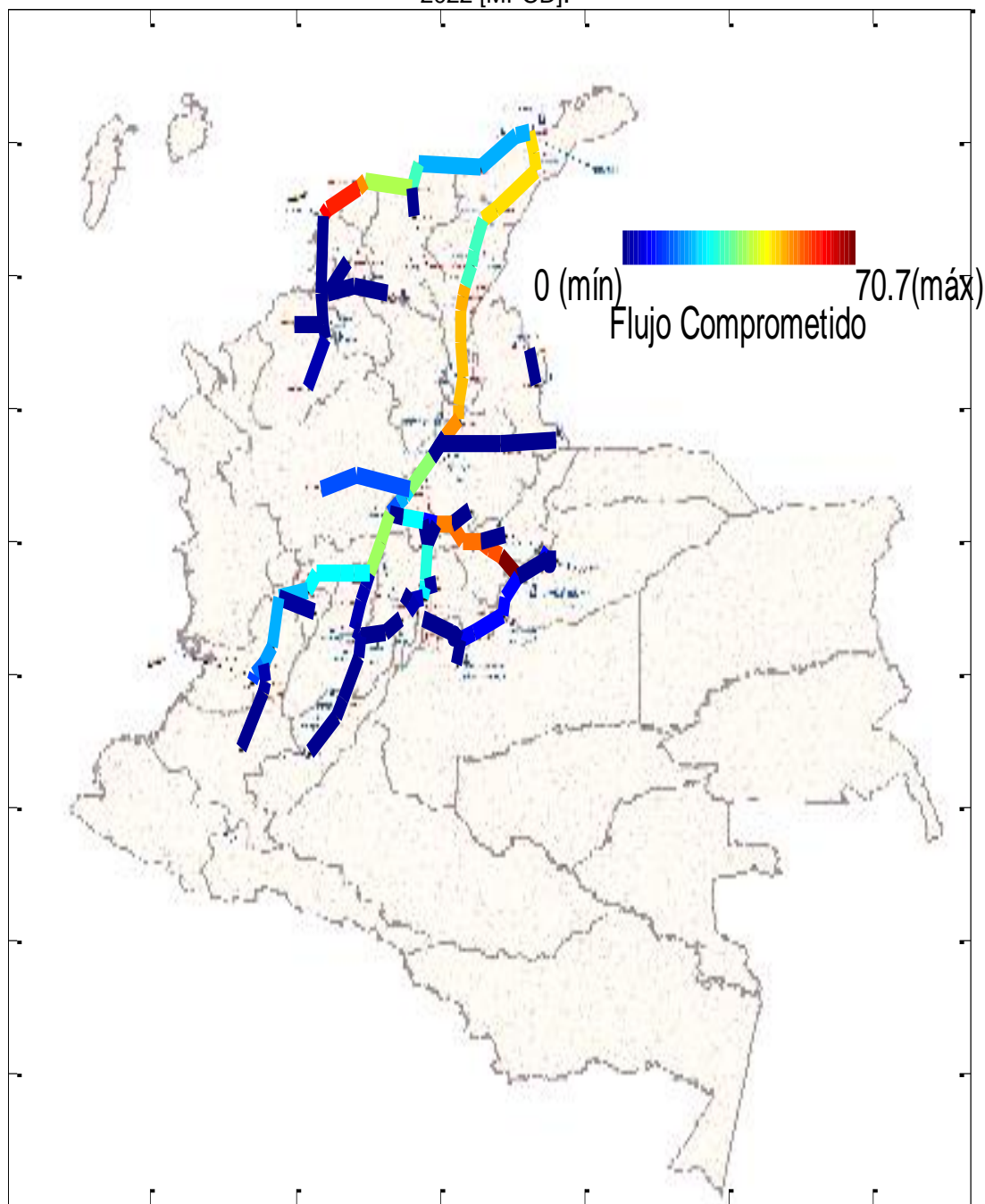
Se determinó el impacto de los tramos cuando fallan, denominado **flujo comprometido**, el cual se muestra en la Gráfica 8-3 para cada elemento. Éste se calcula como la demanda nacional no abastecida cuando cada elemento falla, multiplicado por el tiempo indisponible, donde este último tiene una relación positiva con la indisponibilidad del mismo, basado en la información histórica de fallas suministrada por la Superintendencia de Servicios Públicos (Ver ANEXO 4).

Una vez obtenida la indisponibilidad de cada elemento, se determina la demanda nacional no abastecida cuando falla cada elemento (y solo uno a la vez). Luego se halla el producto multiplicando por su indisponibilidad, dado que ocurre la falla. La sumatoria de estos corresponde al **valor esperado de la demanda nacional no abastecida**.

Los gasoductos que causarían mayor impacto en el abastecimiento de gas natural, tomando como referencia marzo de 2022, son: i) Cartagena-Ballena, que se relaciona con el suministro de gas importado a la Costa Atlántica y el Interior del país; ii) Ballena-Vasconia, asociado con el abastecimiento de los campos de La Guajira al Magdalena Medio; iii) El Porvenir-

Vasconia/Bogotá, relacionado con suministro de los campos de los Llanos al Magdalena Medio y Bogotá; y iv) Vasconia-Cali, relacionado con el abastecimiento de Cusiana a la Zona Cafetera y Suroccidente del país.

Gráfica 8-3: Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, marzo de 2022 [MPCD].



Fuente: UPME.

Considerando lo anterior, se proponen dos obras que reducirían significativamente **los flujos comprometidos** y el **valor esperado de la demanda no abastecida**, así: a) **La importación**

de gas natural desde el año 2023 entrando por el puerto de Buenaventura, y b) la construcción del gasoducto Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá. Si bien ambas propuestas se originan por razones de abastecimiento, ya que la oferta de gas natural es insuficiente hacia el año 2023 y a mediados de la próxima década se requiere aumentar la capacidad de transporte entre la Costa Atlántica y el Interior del país, la ubicación de tales obras en las localizaciones propuestas tiene beneficios en la confiabilidad del servicio, lo cual será analizado posteriormente.

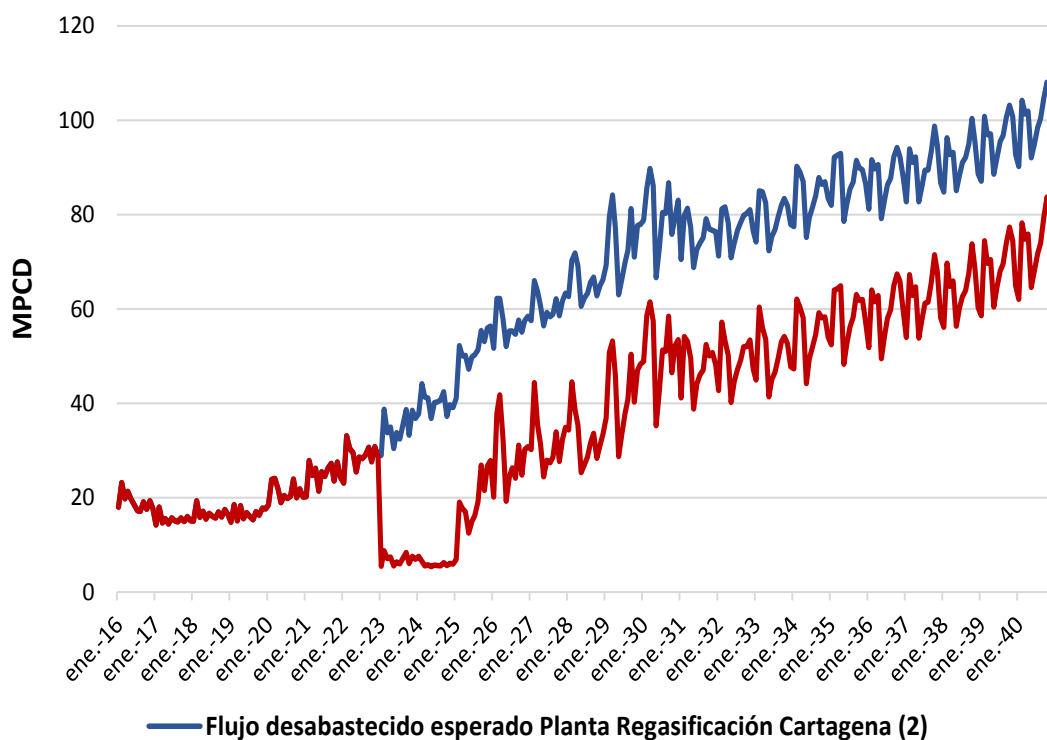
8.2 Obras propuestas para aumento de la confiabilidad del sistema

8.2.1 Planta de Regasificación en el Pacífico

El puerto de Buenaventura en el Pacífico colombiano es el punto más cercano al sistema de transporte de gas natural, distinto de la región Caribe, y que cuenta actualmente con un poliducto que lo une con Yumbo en el Departamento del Valle del Cauca. Este es un primer elemento a tener en cuenta como una posible ubicación para importar gas natural, e implica reducción de costos de infraestructura de transporte en la interconexión con el Sistema Nacional de Transporte (ver Capítulo 9).

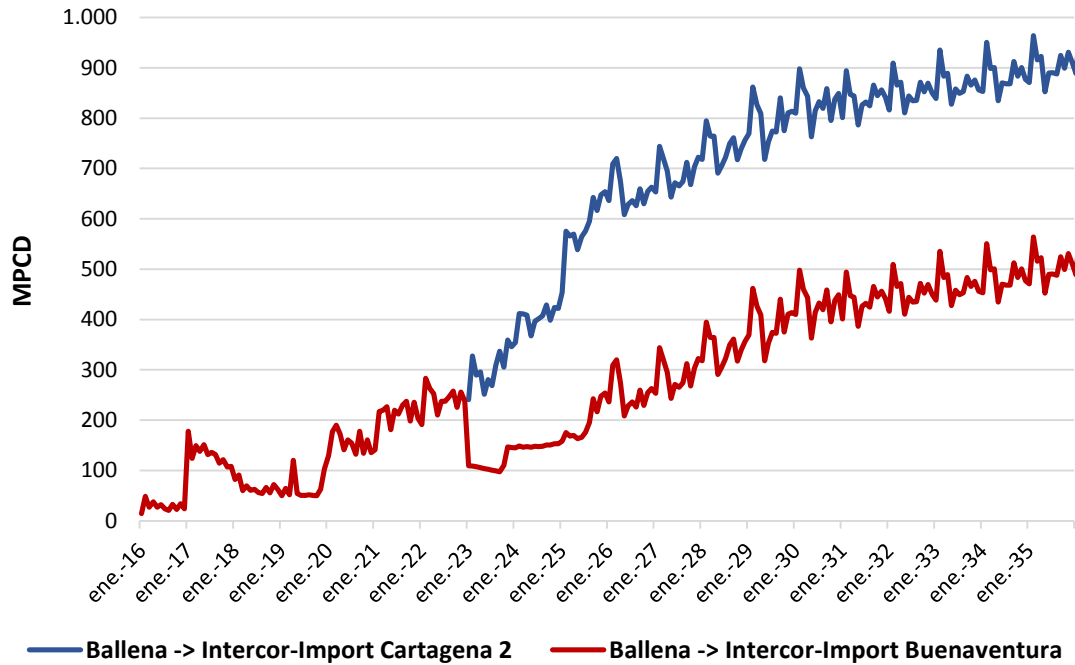
Por otra parte, el disponer de un puerto alternativo de entrada de gas natural al sistema diversifica el riesgo, reduce el flujo de gas natural entre la Costa Atlántica y el Interior del país (ver Gráfica 8-5 - Gráfica 8-8), los flujos comprometidos en los tramos y, consecuentemente, el valor esperado de la demanda no abastecida del país.

Gráfica 8-4 Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de plantas de regasificación



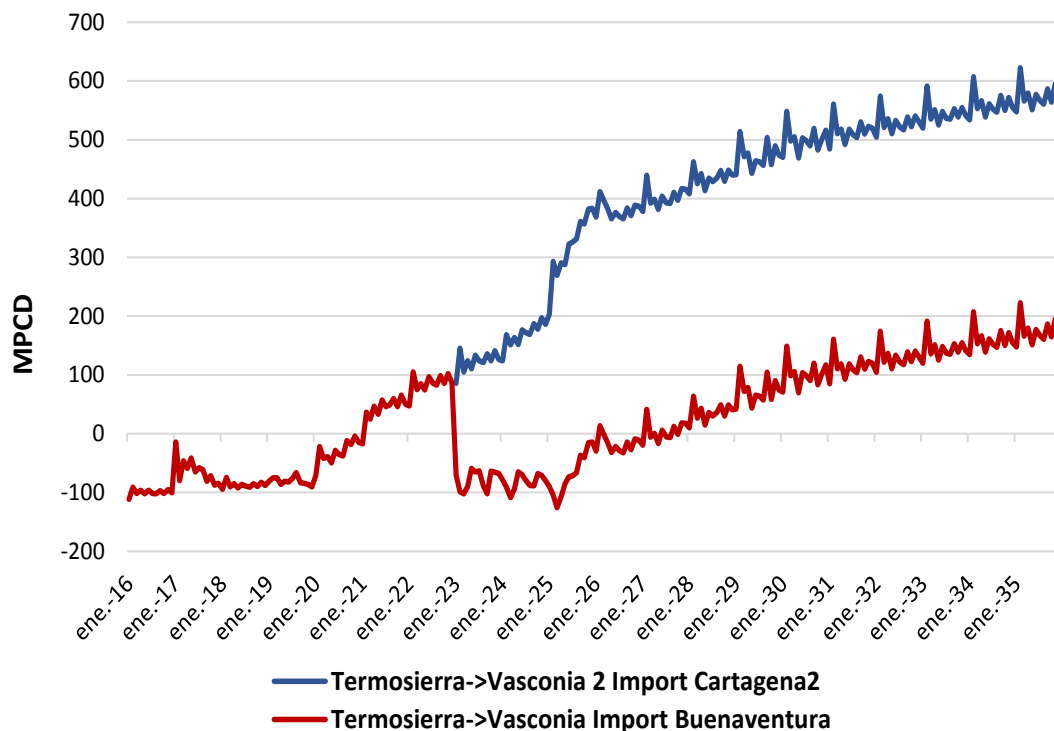
Fuente: UPME.

Gráfica 8-5 Comparación de flujos en tramo Ballena-Barrancabermeja para las dos propuestas de plantas de regasificación



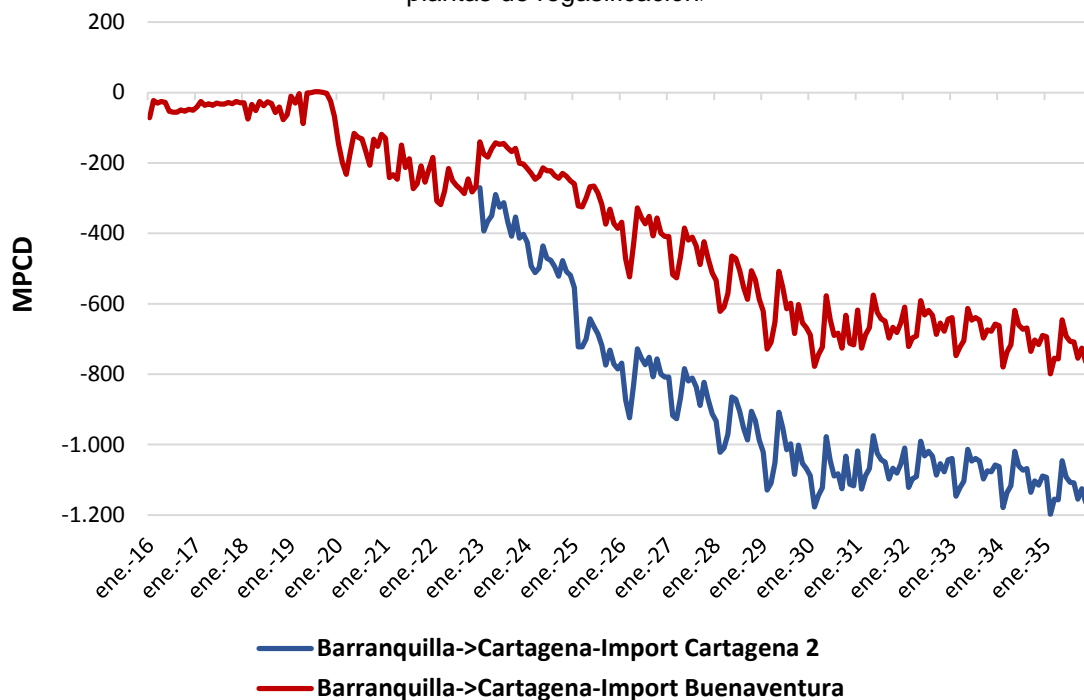
Fuente: UPME

Gráfica 8-6 Comparación de flujos en el tramo TermoSierra-Vasconia para las dos propuestas de plantas de regasificación



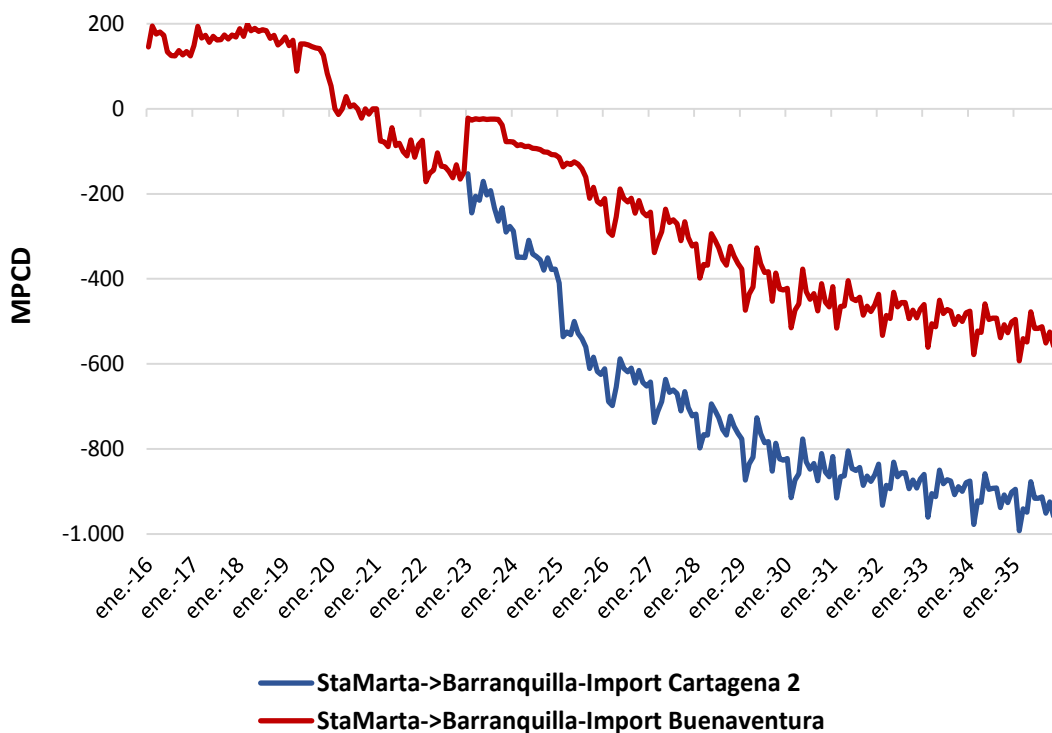
Fuente: UPME.

Gráfica 8-7: Comparación de los flujos en el tramo Barranquilla-Cartagena para las dos propuestas de plantas de regasificación.



Fuente: UPME.

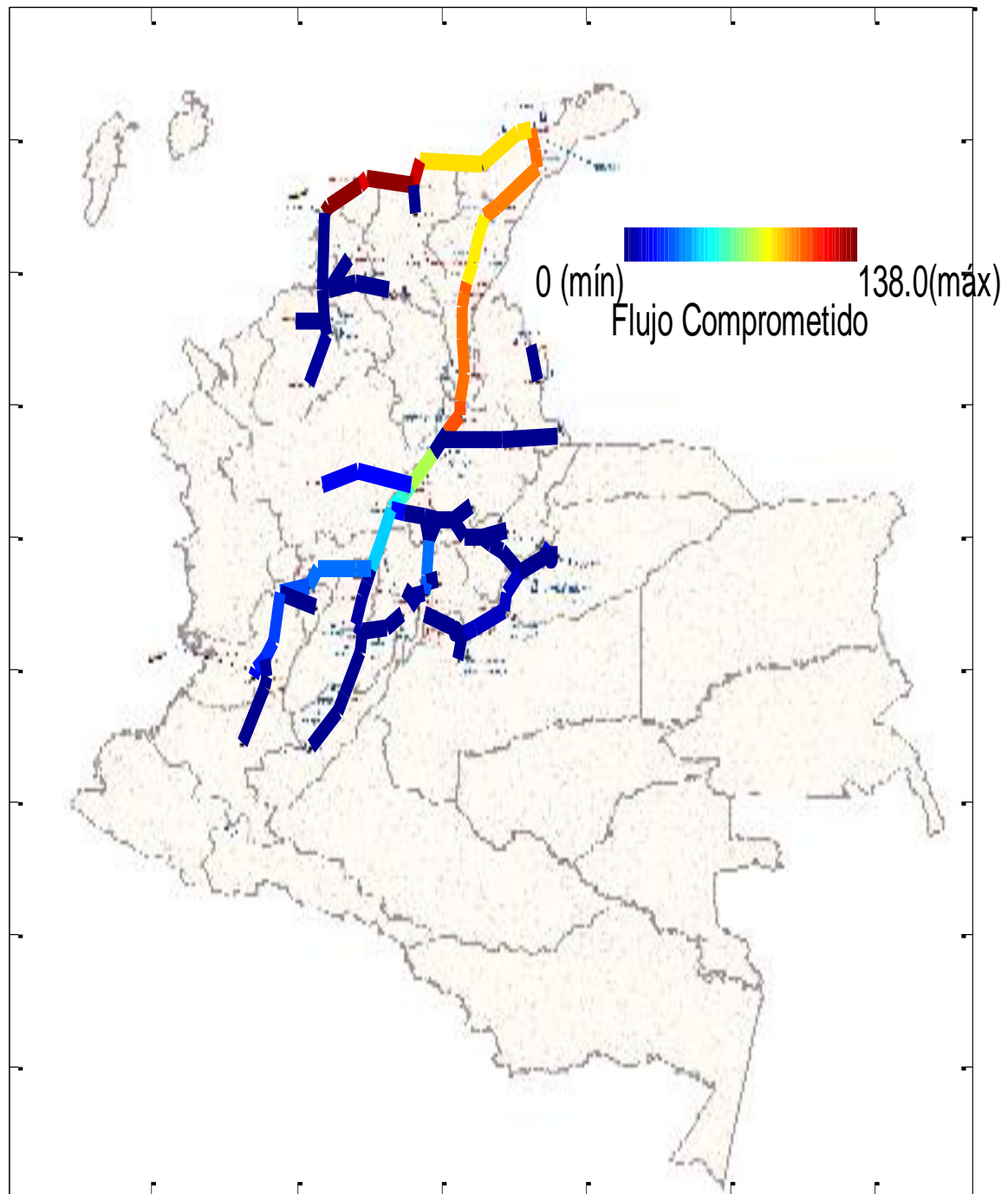
Gráfica 8-8 Comparación de los flujos en el tramo Santa Marta-Barranquilla para las dos propuestas de plantas de regasificación



Fuente: UPME.

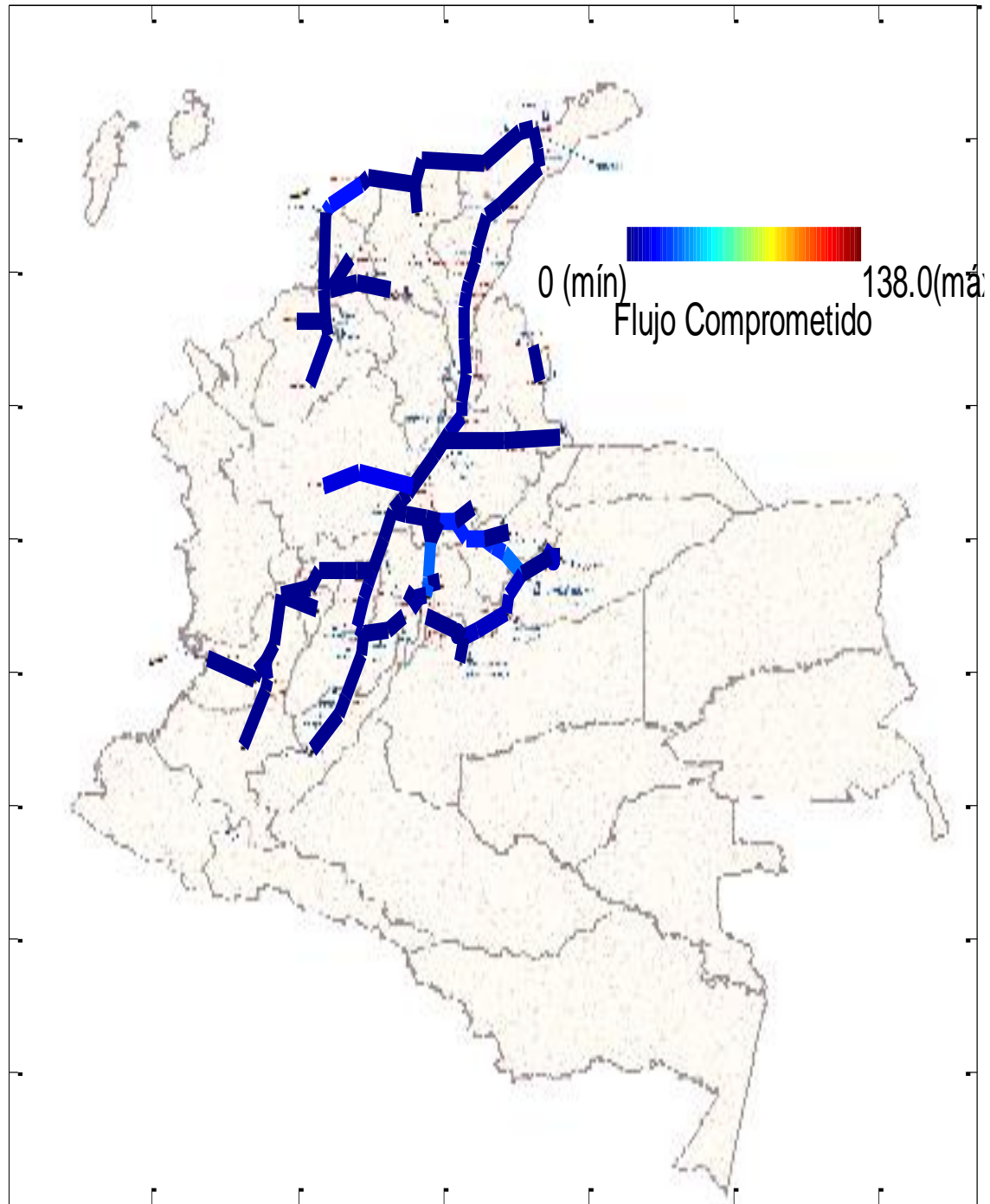
En la Gráfica 8-9 y la Gráfica 8-10, se presentan los flujos comprometidos en marzo de 2025 en los diferentes tramos del sistema de transporte, respectivamente, para las alternativas de aumentar la capacidad de importación en Mamonal (Cartagena 2) e instalar una planta de regasificación en Buenaventura.

Gráfica 8-9: Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con segunda etapa de regasificación en Cartagena, marzo de 2025 [MPCD].



Fuente: UPME.

Gráfica 8-10 Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con planta de regasificación en Buenaventura, marzo de 2025 [MPCD].

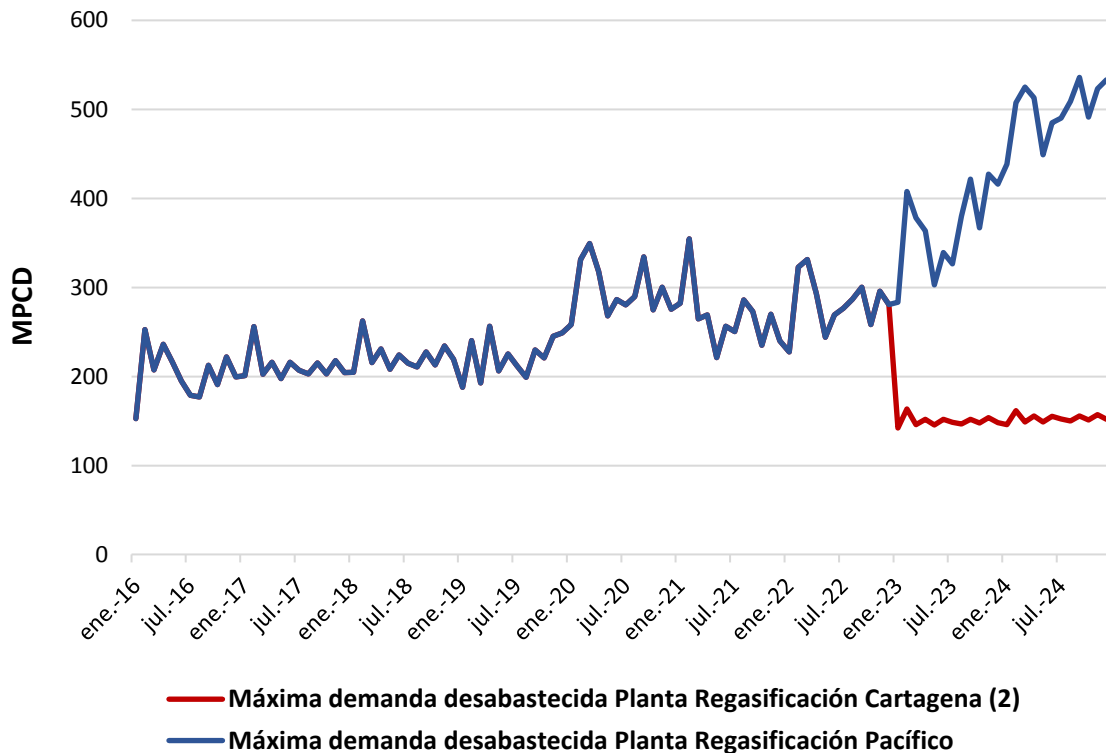


Fuente: UPME.

De su comparación se hace evidente que la segunda alternativa ofrece mayor confiabilidad, pues zonas críticas como los segmentos Cartagena-Ballena y Ballena-Vasconia transportarían menos gas natural y, ante una falla, la demanda no abastecida sería menor (ver Gráfica 8-4).

Finalmente, en el numeral 9.4.1 se definen los requerimientos de infraestructura para cada una de las alternativas y el correspondiente análisis financiero.

Gráfica 8-11 Comparación de volumen máximo no abastecido para las alternativas de ubicación de una planta de regasificación en el año 2023



Fuente: UPME

8.2.2 Gasoducto NorOccidente

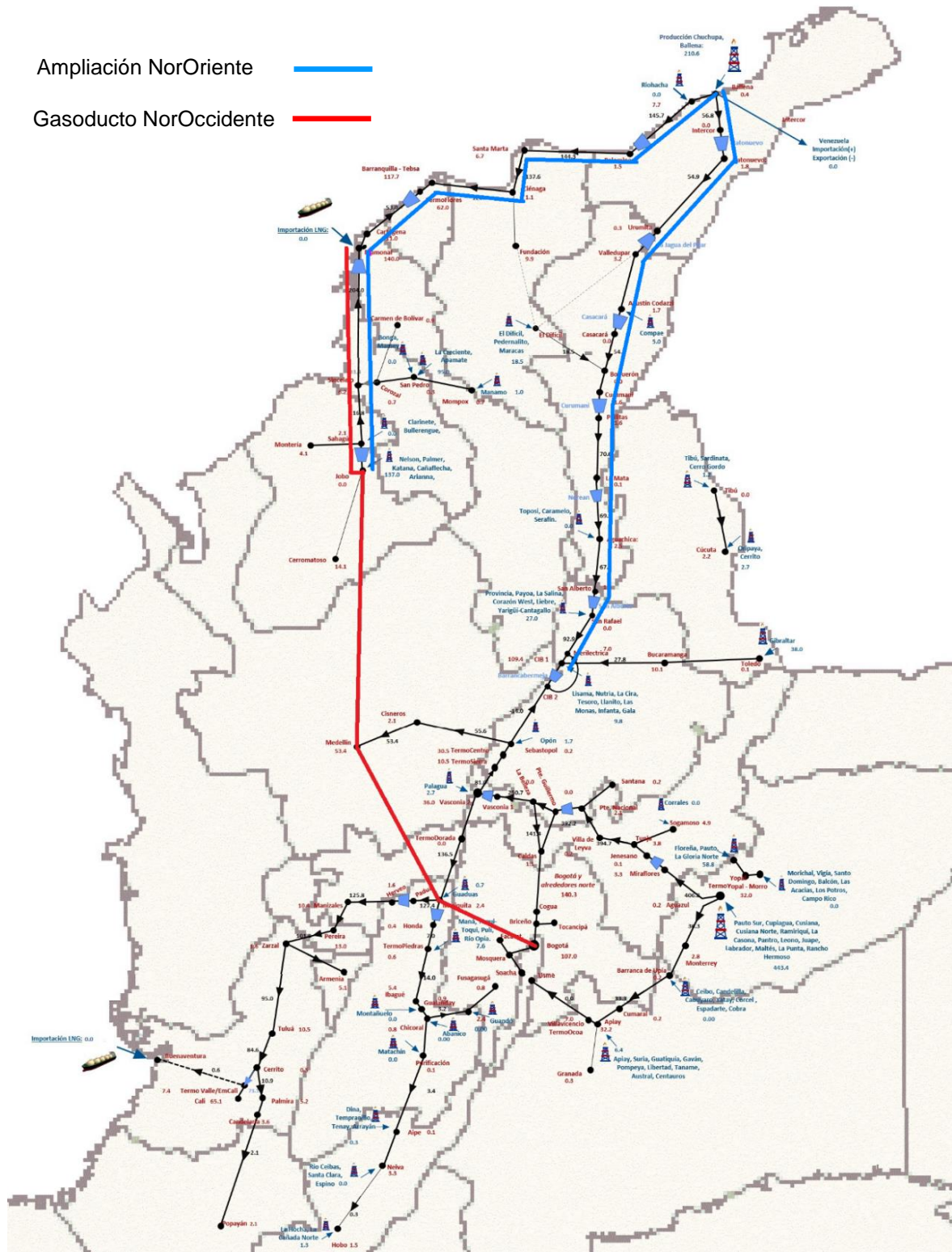
En los numerales 7.5.2, 7.5.3 y 7.5.7 se estableció la necesidad de que en la próxima década se aumente la capacidad de transporte entre los nodos Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-Ballena y Ballena-Barrancabermeja, denominada **ampliación NorOriente**.

Frente a esta alternativa se plantea la posibilidad de la construcción de un gasoducto alternativo por el **NorOccidente** del país que interconecte los nodos de Jobo, Medellín, Mariquita y Bogotá (ver Gráfica 8-12), como una opción de unir la Costa Atlántica y el Interior del país.

Específicamente se plantea la construcción de un gasoducto de 30” entre los nodos de Jobo y Medellín, con una estación de compresión de 10,000 hp de potencia en Jobo; un gasoducto de 24” entre los nodos de Medellín y Mariquita, con una estación de compresión de potencia 10,000 hp en Medellín; y un gasoducto de 20” entre Mariquita y Bogotá.

En las dos alternativas antes mencionadas (**ampliación NorOriente y nuevo gasoducto Noroccidente**) se precisa de un *loop* del gasoducto Cartagena-Jobo. En la Gráfica 8-15 se presentan las características operativas bajo las condiciones allí expuestas.

Gráfica 8-12 Ampliación NorOrente y gasoductos NorOccidente propuestos.



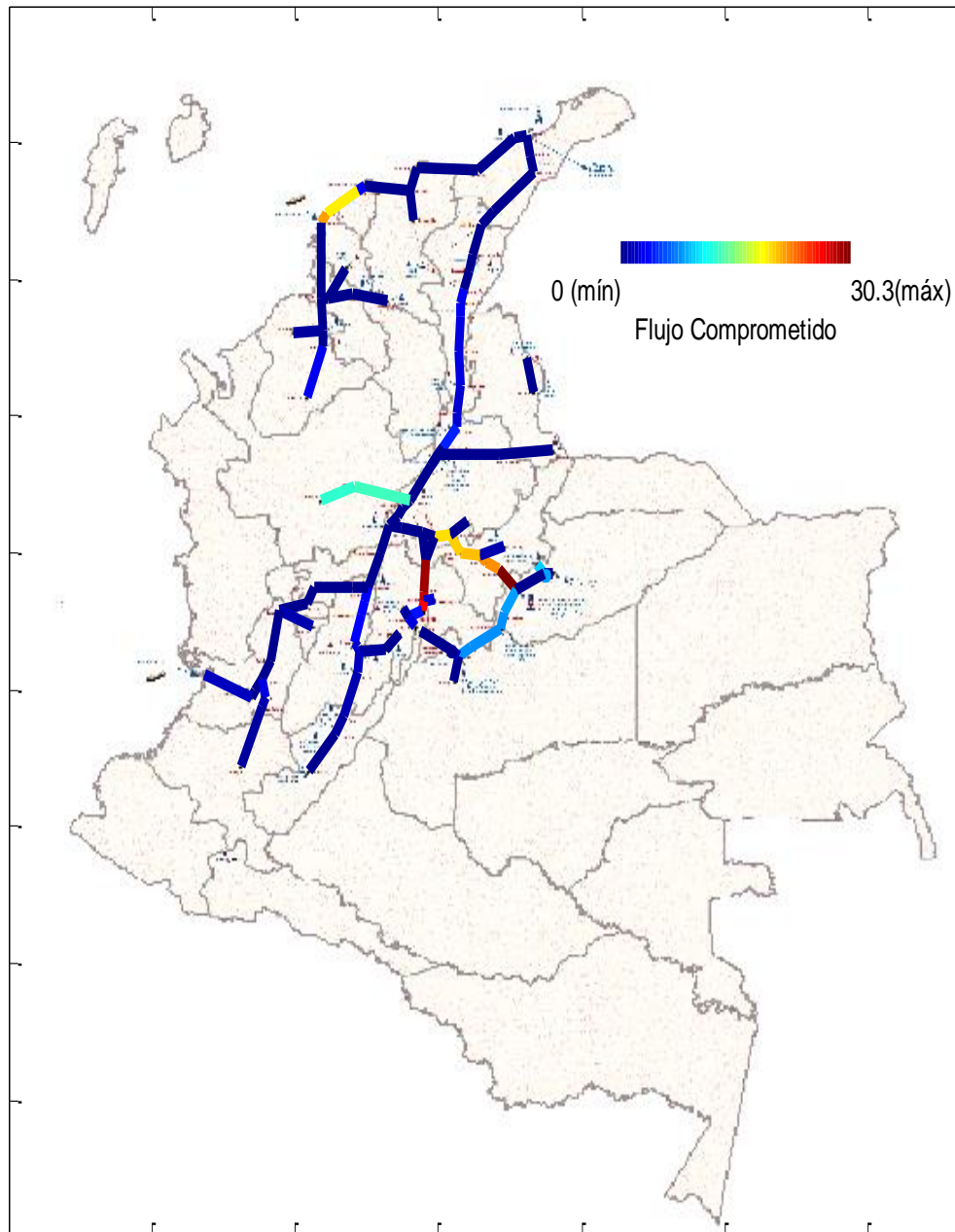
Fuente: UPME

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



En la Gráfica 8-13 y Gráfica 8-14 se presentan los flujos comprometidos en los tramos del sistema para ambas opciones, y en la Gráfica 8-11, la comparación del valor esperado de la demanda no abastecida.

Gráfica 8-13 Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación NorOriente, marzo de 2025 [MPCD].

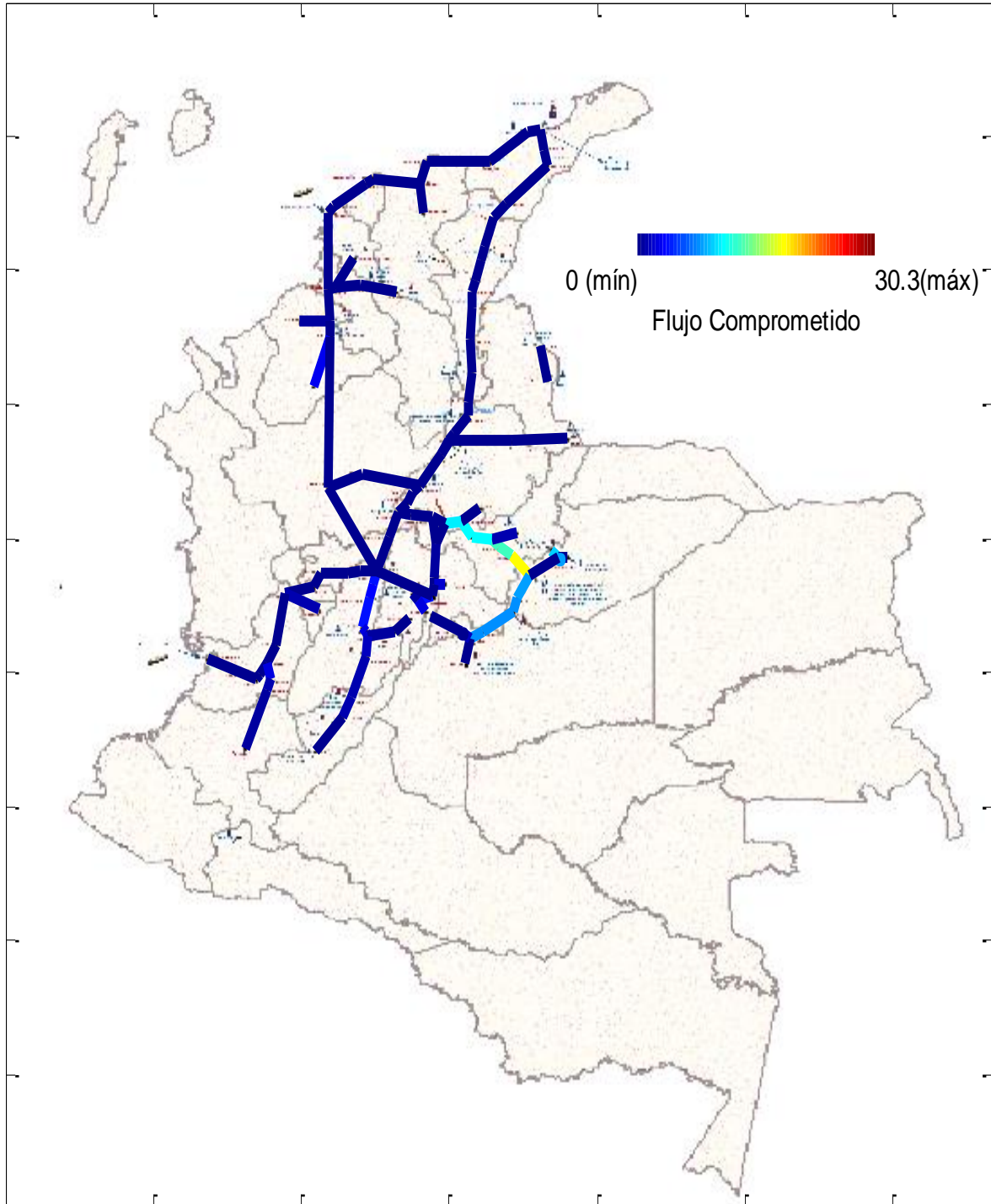


Fuente: UPME.

De su comparación se hace evidente que la alternativa por el NorOccidente ofrece mayor confiabilidad, pues zonas críticas como los tramos Cartagena-Ballena, Sebastopol-Medellín y El Porvenir-La Belleza-Bogotá tendrían una opción de transporte, por lo que el riesgo de desabastecimiento nacional se reduciría significativamente (ver Gráfica 8-16 a Gráfica 8-19)

Finalmente, en el numeral 9.4 se definen los requerimientos de infraestructura para cada una de las alternativas y el correspondiente análisis financiero.

Gráfica 8-14 Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación Gasoducto NorOccidente, marzo de 2025 [MPCD].



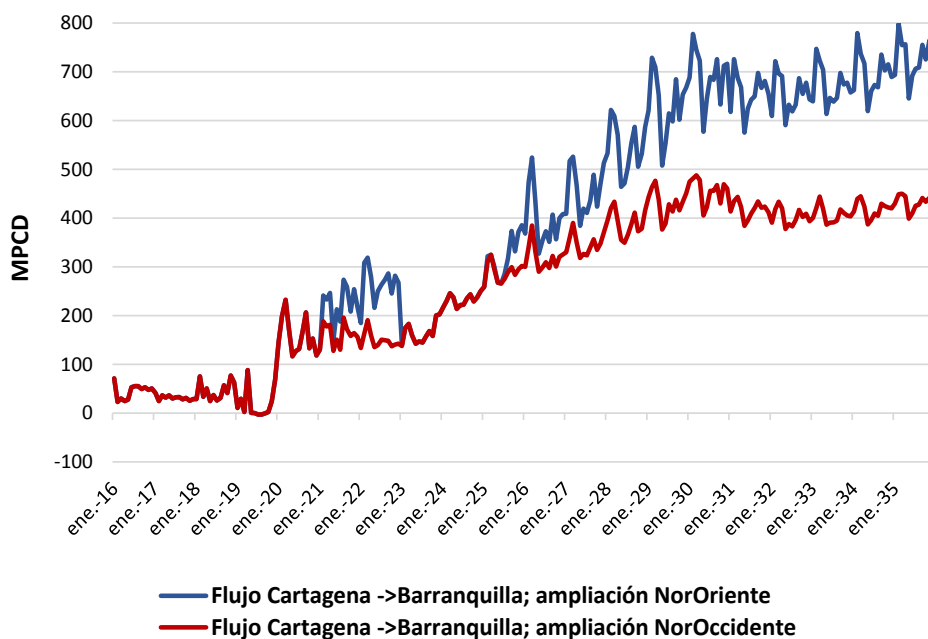
Fuente: UPME.

Gráfica 8-15 Características técnicas operativas del gasoducto NorOccidente



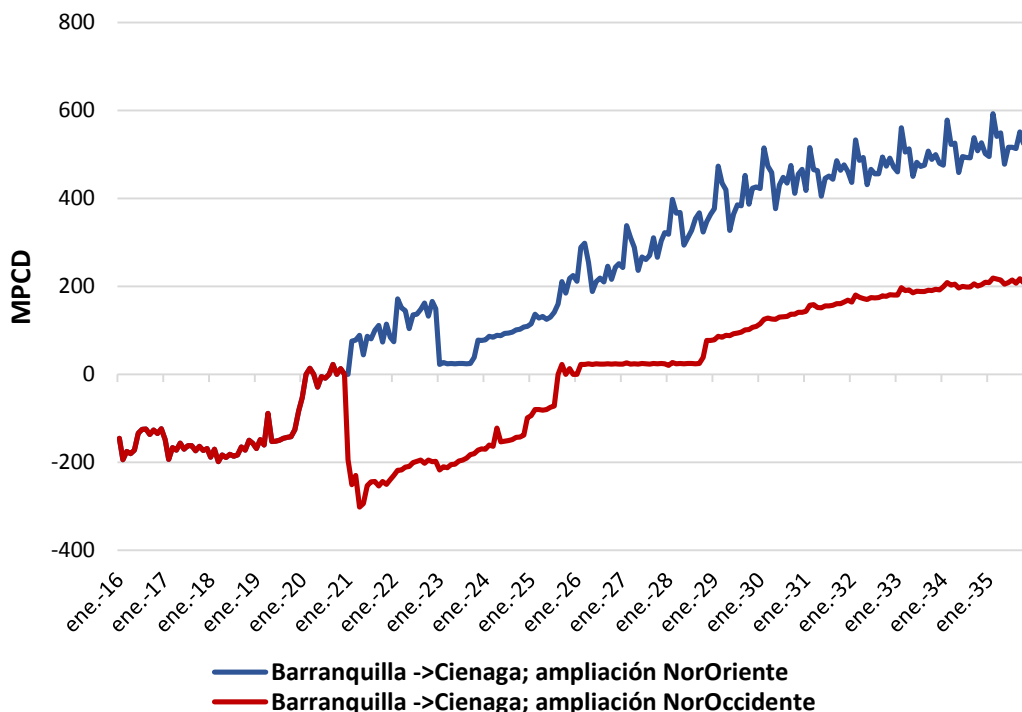
Fuente: UPME

Gráfica 8-16 Comparación de los flujos tramo Cartagena-Barranquilla con Gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente



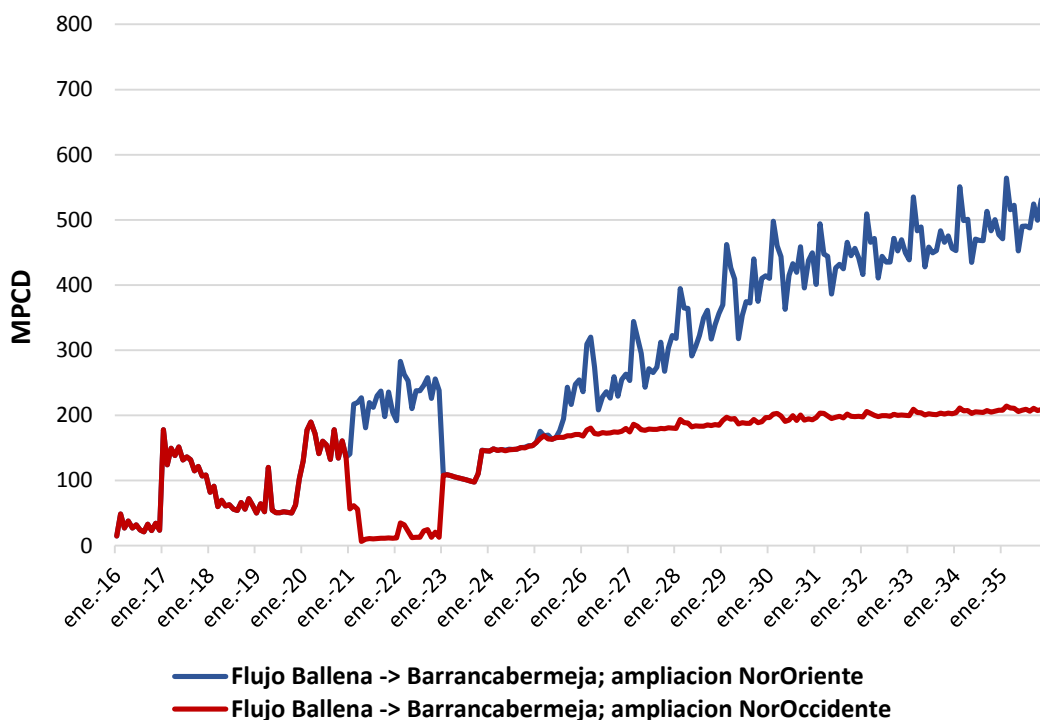
Fuente: UPME

Gráfica 8-17 Comparación de flujos tramo Barranquilla-Ciénaga con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente



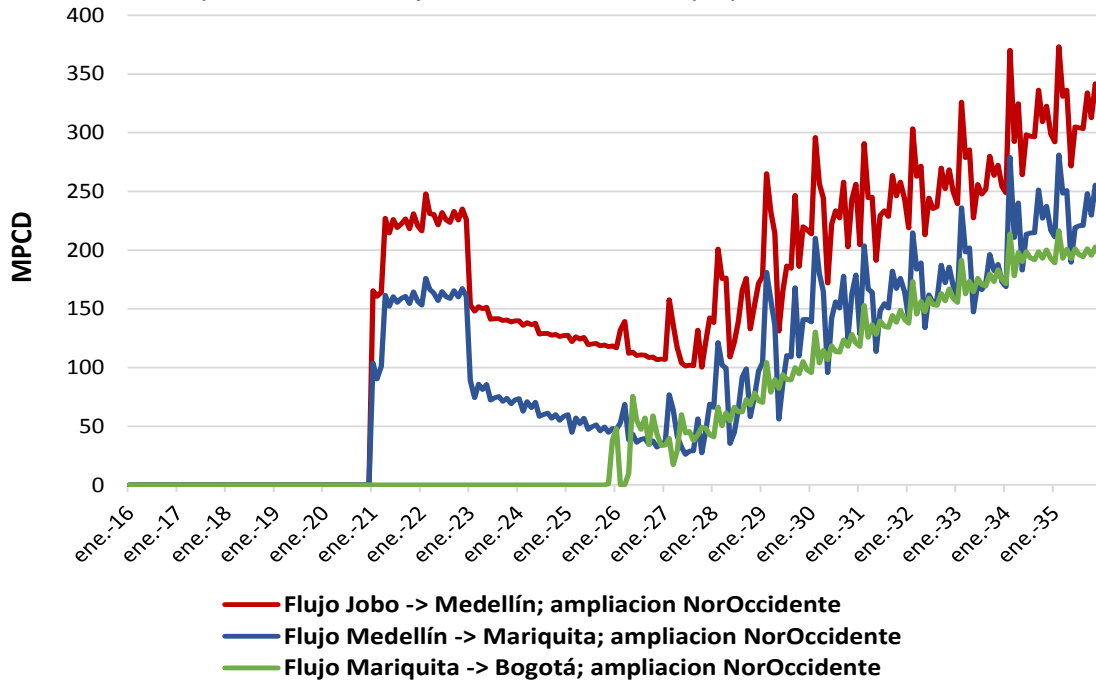
Fuente: UPME

Gráfica 8-18 Comparación de flujos tramo Ballena-Barrancabermeja con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente



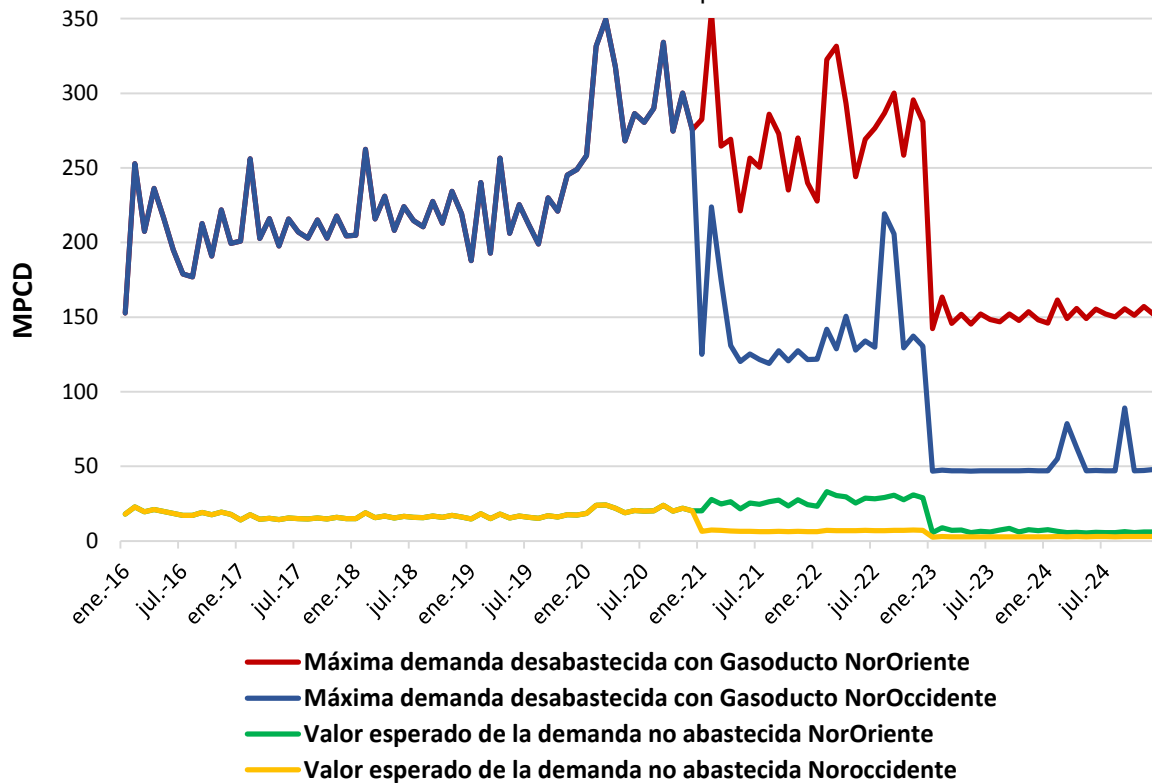
Fuente: UPME

Gráfica 8-19 Comparación de los flujos en los tramos de la propuesta de Gasoducto NorOccidente



Fuente: UPME

Gráfica 8-20 Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de infraestructura de transporte



Fuente: UPME

En la Gráfica 8-20 se presenta una comparación de valor esperado de la demanda no abastecida en el caso de las dos alternativas de transporte, la ampliación del gasoducto NorOrinete y la construcción del gasoducto NorOccidente. Igualmente se presenta la comparación de los volúmenes máximos de la demanda no abastecida en los dos casos, mostrando que es más favorable para el país, desde la perspectiva de confiabilidad la construcción de un nuevo gasoducto, y que mejora ostensiblemente cuando en 2023 entra en operación la Planta de Regasificación del Pacífico.

9 ANÁLISIS FINANCIERO DE INFRAESTRUCTURA

Este Capítulo contiene la estimación de los costos de las obras de infraestructura requeridas para atender la demanda, para desarrollar proyectos que conduzcan a robustecer el sistema de suministro y a minimizar los riesgos de desabastecimiento.

9.1 Función de costos de construcción de gasoductos

Para el caso de gasoductos se procedió a determinar una función que relaciona sus costos de construcción por unidad de longitud con su diámetro y la irregularidad del terreno por el que eventualmente pasarían²².

Se dispone de la siguiente información sobre proyectos pasados desarrollados en el país:

Tabla 9-1. Proyectos considerados para estimación de costos de construcción de gasoductos.

	Tramo	Longitud [km]	Diámetro [pulg.]	Inversión Aprobada [USD corrientes]	Fecha entrada en operación
1	Flandes-Girardot-Ricaurte	12	4	703,736	May-03
2	Guando-Fusagasugá	39	3	2,505,184	Jul-06
3	Sardinata-Cúcuta	68	4	7,902,244	Dec-09
4	Cali-Popayán	117	4	16,057,051	Nov-08
5	Ariari	61	3	4,269,881	Apr-06
6	Barranca-Payoa	59	8	11,171,644	Feb-01
7	Gibraltar-Bucaramanga	190	12	151,405,890	Oct-10
8	Ballena - Barrancabermeja	579	18	378,372,742	Dec-96
9	Barrancabermeja - Sebastopol	111	20	70,803,695	Dec-97
10	Sebastopol - Vasconia	62	20	29,634,705	Dec-97
11	Vasconia - Mariquita	123	20	52,752,781	Dec-97
12	Vasconia - La Belleza	91	14	71,540,625	Dec-97
13	La Belleza - El Porvenir	189	20	193,978,606	Dec-00
14	Mariquita - Pereira	155	20	110,826,466	Dec-97
15	Pereira - Armenia	60	20	30,639,267	Dec-97
16	Armenia - Cali	128	20	65,497,521	Dec-97
17	Mariquita - Gualanday	159	6	20,559,895	Dec-97
18	Gualanday - Neiva	169	12	23,144,073	Dec-97
19	Montañuelo - Gualanday	36	6	2,816,184	Dec-96
20	La Belleza - Cogua	115	22	62,637,193	Dec-97
21	Cusiana - Apiay	150	12	34,026,971	Dec-95
22	Apiay - Usme	122	6	13,729,034	Dec-95
23	Morichal - Yopal	13	4	726,254	Dec-94
24	El Porvenir-Cusiana	33	20	16,729,987	Dec-03

Fuente: CREG

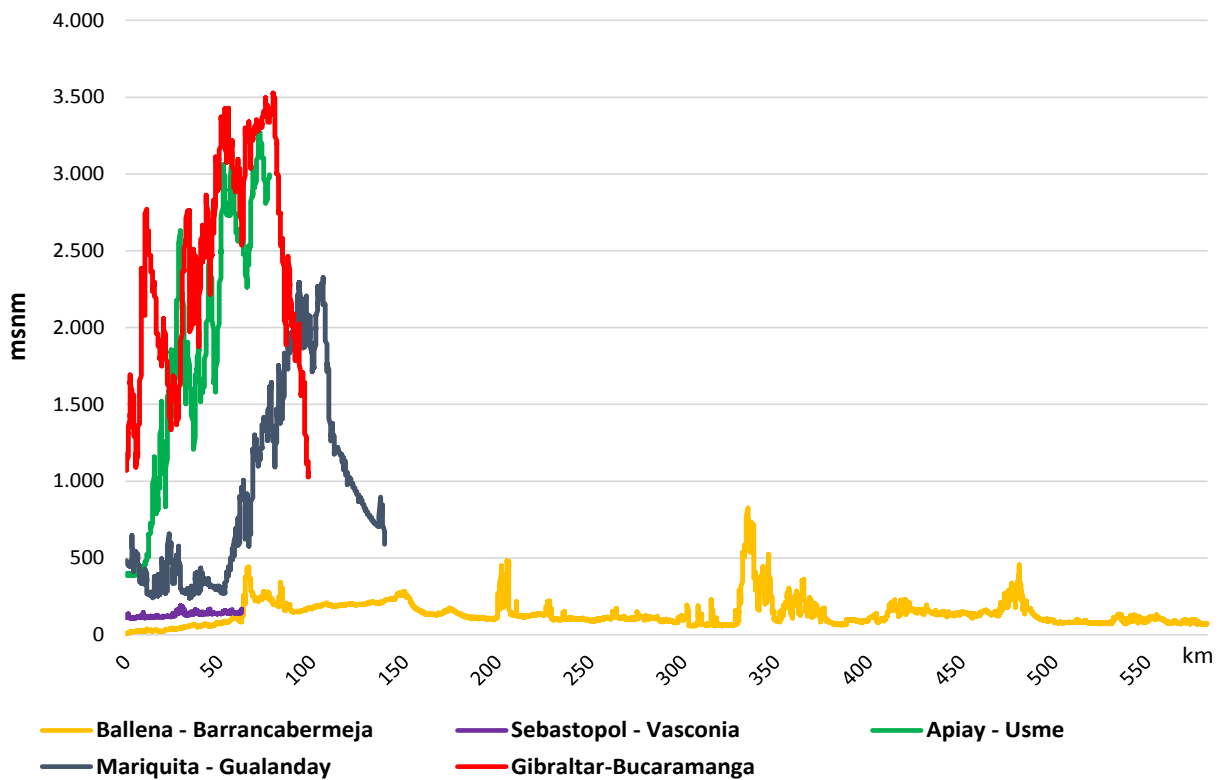
En los proyectos considerados en la lista anterior, se procedió a actualizar sus costos, teniendo en cuenta la metodología de la CREG establecida en la Resolución 126 de 2010. Los costos de

²² La determinación de los costos de construcción de gasoductos de este documento se basan en los criterios establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010 y el ejercicio desarrollado en el Documento CREG 092 de 2011.

tuberías se actualizaron con los precios del acero de referencia internacional, los costos de mano de obra con la TRM, salario mínimo, y los otros costos con el IPP. Se consideró como fecha base diciembre de 2015 y el mes y año de inicio de funcionamiento de cada proyecto.

Se estimaron los perfiles topográficos para cada gasoducto, determinando las alturas sobre el nivel del mar cada cien metros de longitud del tramo en línea recta, usando un modelo georeferenciado²³. La Gráfica 9-1 presenta el perfil de elevación para algunos de los gasoductos incluidos. Con los perfiles se procedió a determinar un **Índice Topográfico**, que caracteriza la irregularidad del tramo por el que pasan los ductos antes relacionados, como el cociente entre la suma de valores absolutos de las distancias verticales (cada cien metros) y la longitud horizontal total.

Gráfica 9-1. Perfiles topográficos de algunos gasoductos considerados



Con la información anterior, se estableció la siguiente relación:

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

Siendo:

C : El costo del proyecto [USD diciembre de 2015]

²³ Utilizando el programa ArcGis, se procedió a determinar la altura sobre el nivel del mar de cada uno de los puntos con el modelo digital de elevación –DEM- a nivel de precisión de 30 m. El DEM, es un registro de las elevaciones sobre el nivel del mar que permite caracterizar las formas del relieve y los elementos y objetos presentes en el mismo.

L : La longitud del gasoducto [m].

I : Índice topográfico del gasoducto.

D : Diámetro del gasoducto [pulgadas].

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

A : Constante relacionada con el costo fijo.

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

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

La ecuación (1) transformada con logaritmo corresponde a:

$$\ln\left(\frac{C}{L}\right) = \ln(A) + \alpha I + \beta\left(\frac{D}{1 + \gamma D}\right) \quad (2)$$

Los valores actualizados de costos, longitud, parámetro topográfico y diámetro usados, se presentan en la Tabla 9-2. Con estos se realizó una regresión estadística con los que la anterior ecuación sería la siguiente

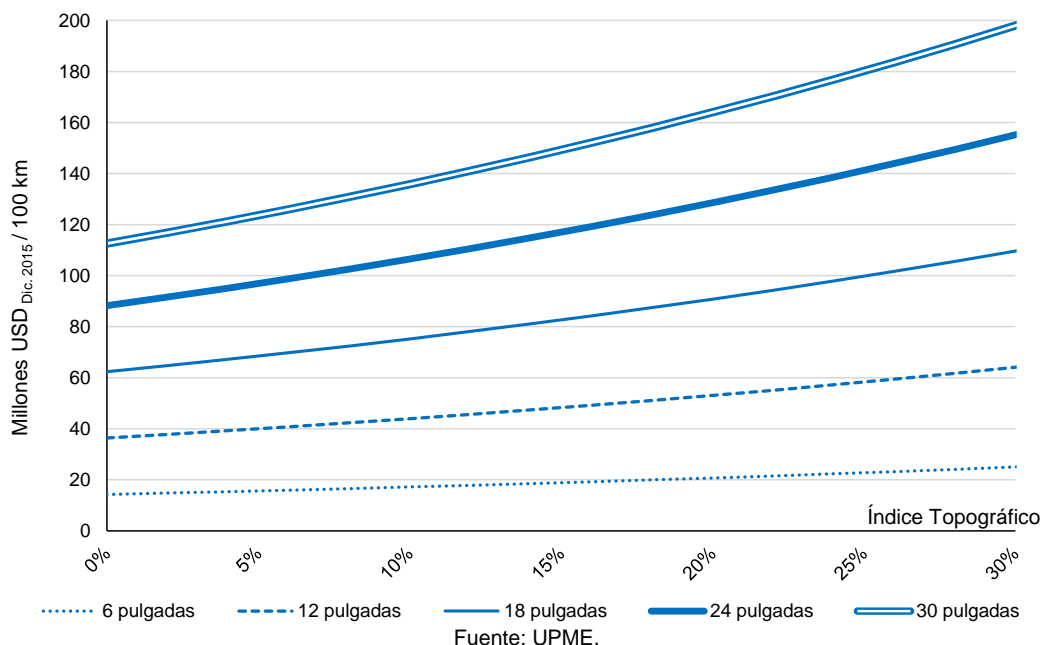
$$\ln\left(\frac{C}{L}\right) = 2.8676 + 1.8832 I + 0.5518\left(\frac{D}{1 + \gamma D}\right)$$

Tabla 9-2. Valores utilizados para estimar la función de costos de construcción de gasoductos

	Tramo	Costo Total [USD dic. 2015]	Longitud [m]	Diámetro [pulg.]	Índice Topográfico
1	Flandes-Girardot-Ricaurte	\$ 859,771	12,000	4	3.7%
2	Guando-Fusagasugá	\$ 2,423,531	38,500	3	15.2%
3	Sardinata-Cúcuta	\$ 6,918,102	68,210	4	5.3%
4	Cali-Popayán	\$ 13,192,993	116,756	4	8.4%
5	Ariari	\$ 4,310,347	61,080	3	0.6%
6	Barranca-Payoa	\$ 15,960,338	59,400	8	10.6%
7	Gibraltar-Bucaramanga	\$ 125,891,667	190,000	12	28.1%
8	Ballena - Barrancabermeja	\$ 378,372,742	579,000	18	5.3%
9	Barrancabermeja - Sebastopol	\$ 105,139,423	111,000	20	3.8%
10	Sebastopol - Vasconia	\$ 44,005,836	62,000	20	3.7%
11	Vasconia - Mariquita	\$ 78,334,852	123,000	20	4.7%
12	Vasconia - La Belleza	\$ 106,233,722	91,000	14	16.2%
13	La Belleza - El Porvenir	\$ 226,041,050	189,000	20	17.9%
14	Mariquita - Pereira	\$ 164,570,941	155,000	20	18.5%
15	Pereira - Armenia	\$ 45,497,553	60,000	20	11.1%
16	Armenia - Cali	\$ 97,260,059	128,000	20	7.1%
17	Mariquita - Gualanday	\$ 30,530,264	159,000	6	16.9%
18	Gualanday - Neiva	\$ 34,367,620	169,000	12	4.5%
19	Montañuelo - Gualanday	\$ 4,731,228	36,000	6	8.7%
20	La Belleza - Cogua	\$ 93,012,636	115,000	22	12.3%
21	Cusiana - Apiay	\$ 64,818,822	150,000	12	3.6%
22	Apiay - Usme	\$ 26,152,778	122,000	6	23.5%
23	Morichal - Yopal	\$ 1,585,832	13,000	4	1.6%
24	El Porvenir-Cusiana	\$ 17,247,491	33,000	20	16.3%

Fuente: CREG y UPME.

Gráfica 9-2 Costos de construcción de gasoductos en función de su diámetro y topografía del terreno, para una longitud de 100 km

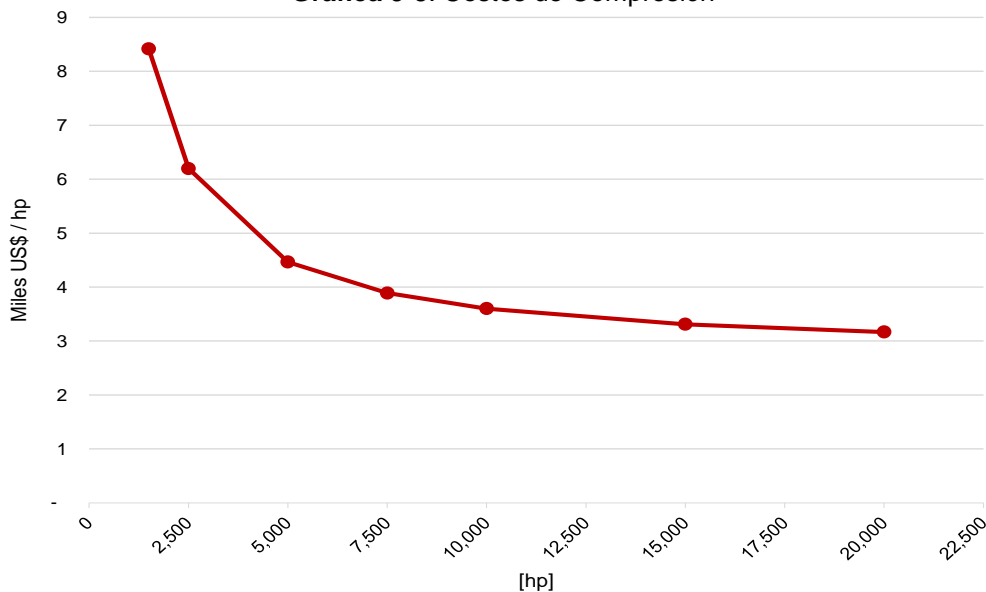


En el Anexo-1 la se presentan los valores reales y ajustados de la regresión y el resumen de los resultados estadísticos de la regresión.

9.2 Función de costos de compresión

Para costos de compresión se utilizó información procedente del estudio “Determinación de los Costos Asociados a la Implementación del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural” UPME – Julián Rojas. 2014:

Gráfica 9-3: Costos de Compresión



Fuente: J. Rojas y UPME.

9.3 Costos de racionamiento

El costo de racionamiento, ya sea de la electricidad o del gas natural, se define como la medida de los daños económicos o sociales ocasionados por la interrupción anunciada o no anunciada del servicio (pérdida de excedente del consumidor). Por otra parte, los costos de interrupción hacen referencia a la disposición a pagar de un usuario para no tener un corte del servicio (Econometría S.A., 2015).

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 no sólo estimaron los costos de interrupción que los diferentes usuarios de los servicios de energía eléctrica y gas natural estaban dispuestos a pagar para no tener un corte del servicio, sino que también desarrollaron un aplicativo para, mediante un ejercicio de optimización, se pueda obtener la curva de costos de racionamiento para diferentes escenarios de corte a nivel nacional.

En el desarrollo del estudio se destacan dos etapas: la primera es la valoración de los costos de interrupción y la segunda es el cálculo de la curva de costos de racionamiento.

9.3.1 Costos de Interrupción

El costo de interrupción del servicio varía de acuerdo con el usuario (características de uso del energético) y las características del corte.

Para el estudio realizado por Econometría-UPME²⁴ se utilizó el método de valoración contingente, en la cual se le pregunta al usuario la disposición a pagar para evitar el racionamiento. Para tal fin, se realizaron encuestas y entrevistas a sectores de consumo específico (residencial, comercial, industrial, gas natural vehicular y termoeléctrico), tanto para energía eléctrica como para gas natural.

En el sector residencial se realizaron 2.178 encuestas y en el resto de sectores se realizaron 1.667. La información obtenida en las encuestas se analizó mediante un modelo econométrico tipo *Logit*, con el que se encontró el valor de la disposición a pagar por usuario (Econometría S.A., 2015). Adicionalmente se realizaron estudios de caso para evaluar consumidores especiales.

9.3.2 Curva de costos de interrupción y de racionamiento a nivel nacional

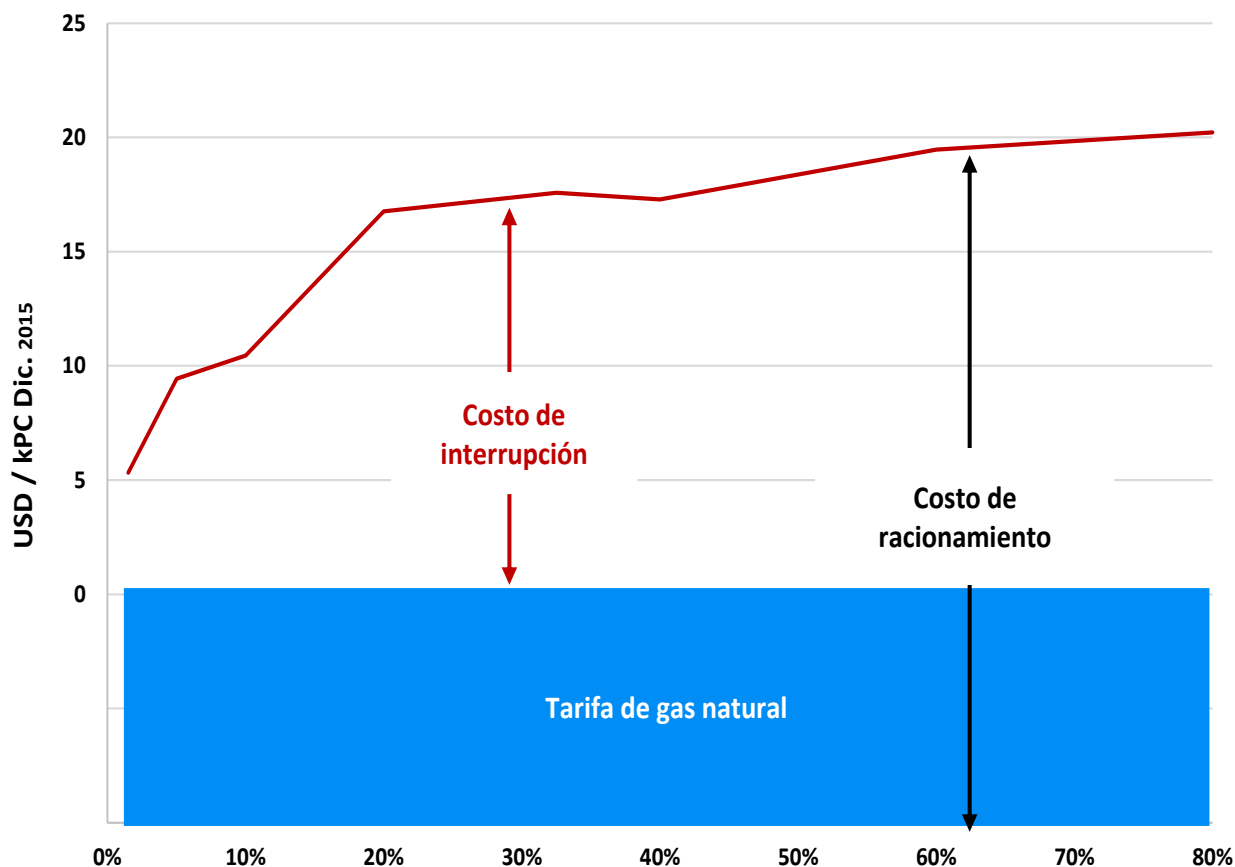
A partir de los resultados anteriores por sectores, se calculó la curva de costos de interrupción. La metodología usada es un modelo de optimización de programación lineal para definir los usuarios y el tipo de corte de acuerdo al tipo de racionamiento deseado.

En el modelo se analiza el consumo del energético, las posibilidades de desplazamiento del consumo y las pérdidas (Econometría S.A., 2015). Finalmente, se calculó la curva de costos

²⁴ Los valores de costo de racionamiento proceden del estudio: *Desarrollo de un Metodología para Determinar los Costos de Racionamiento de los Sectores de Electricidad y Gas Natural*. UPME-Econometría. 2015.

unitarios mínimos de racionamiento de gas natural, para diferentes escenarios de corte²⁵, sumando al costo de interrupción la tarifa del servicio.

Gráfica 9-4 Componentes del costo de racionamiento



Fuente: UPME- Econometría.

9.3.3 Costos de racionamiento regional y sectorial

Del estudio referido se establecieron los valores de costos de interrupción a nivel regional y sectorial presentados en la Tabla 9-3. Para estimar el valor de las tarifas se utilizó información del SUI, de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Aplicando estas magnitudes y ponderando la participación sectorial de la demanda a escala nodal, se proyectó la curva de costos de racionamiento promedio nacional (ver Gráfica 9-5).

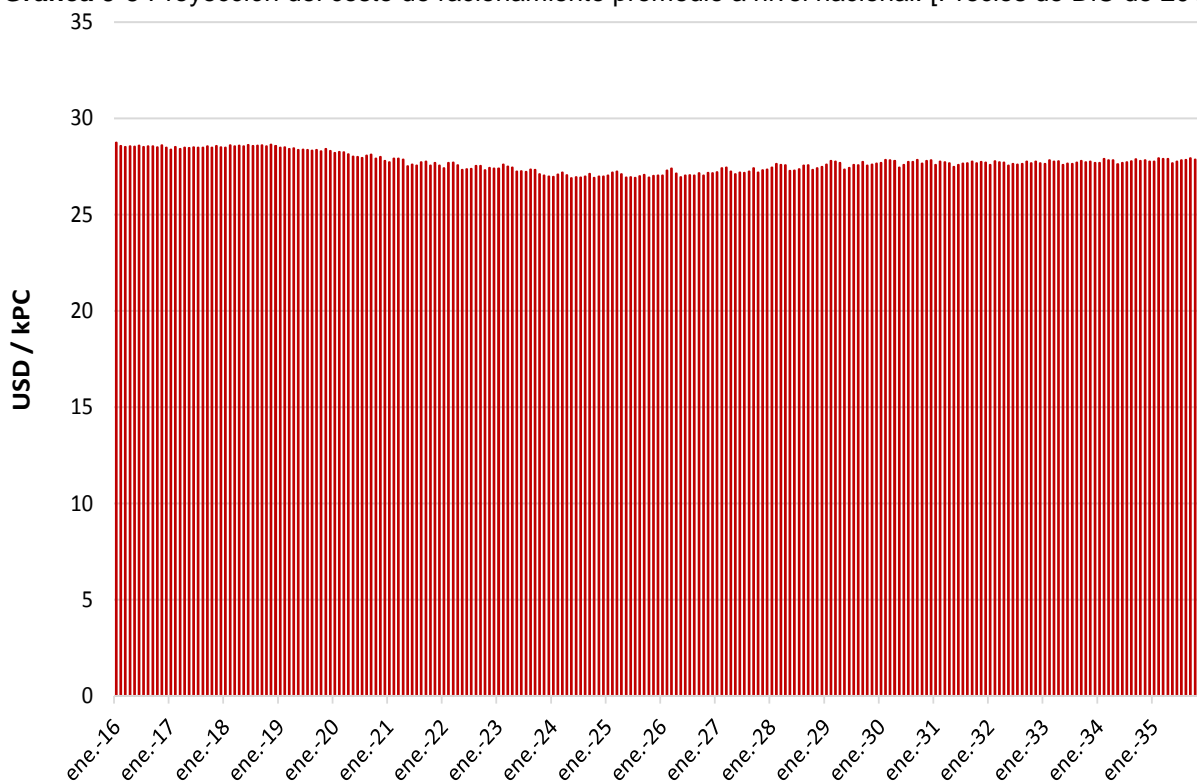
²⁵ Se indexa con el índice de precios del gas natural, informado mensualmente por el DANE.

Tabla 9-3. Magnitudes utilizadas de costos de racionamiento a nivel regional y sectorial²⁶

	[COP/m3]			[USD/kPC]		
	Costo de Interrupción	Tarifa	Costo de Racionamiento	Costo de Interrupción	Tarifa	Costo de Racionamiento
Comercio servicios General total	4,132.8	1,203.7	5,336.5	39.0	11.4	50.4
Gas Vehicular General total	4,468.2	1,141.3	5,609.6	42.2	10.8	53.0
Industria Andina Total	740.3	1,205.2	1,945.6	7.0	11.4	18.4
Industria Bogota Total	1,376.0	1,203.9	2,579.9	13.0	11.4	24.4
Industria Caribe Total	1,696.7	1,054.0	2,750.7	16.0	9.9	26.0
Industria Central Total	3,273.5	1,053.9	4,327.4	30.9	9.9	40.9
Industria Occidental Total	481.1	1,246.3	1,727.4	4.5	11.8	16.3
Residencial Andina	1,334.8	1,286.7	2,621.5	12.6	12.1	24.7
Residencial Bogota	1,000.9	1,285.0	2,286.0	9.4	12.1	21.6
Residencial Caribe	806.3	1,202.8	2,009.1	7.6	11.4	19.0
Residencial Central	1,256.1	1,258.3	2,514.4	11.9	11.9	23.7
Residencial Occidental	1,711.8	1,331.0	3,042.8	16.2	12.6	28.7
Termoeléctrico General total	2,472.1	643.0	3,115.1	23.3	6.1	29.4

Fuente: UPME- Econometría.

Gráfica 9-5 Proyección del costo de racionamiento promedio a nivel nacional. [Precios de DiC de 2015]



Fuente: UPME- Econometría.

²⁶ ver Nota al Pie 23

9.4 Análisis financiero para los nuevos proyectos de infraestructura

Utilizando la información de costos de racionamiento y costos de infraestructura anteriormente expuesta, se procedió a desarrollar el siguiente análisis, bajo el supuesto de una tasa de descuento anual de 12.75%.

9.4.1 Planta de regasificación en Buenaventura

En el numeral 8.2.1 se determinó la ventaja, en términos de confiabilidad, de instalar el terminal de regasificación en Buenaventura, respecto de hacer un segundo terminal en Cartagena. En términos económicos, el valor esperado de la demanda no abastecida, multiplicada por el costo de racionamiento asociado, corresponde al valor del racionamiento. A continuación, en la Tabla 9-4 se comparan los resultados de las dos alternativas (ampliar Cartagena o instalar una nueva oferta en el Pacífico). De estos se manifiesta la ventaja de alrededor de 1009 millones USD (valor presente Dic. 2015) de su instalación en la Costa Pacífica.

Tabla 9-4. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura²⁷

	Demanda nacional desabastecida Planta Regasificación Cartagena(2)	Demanda nacional desabastecida Planta Regasificación Buenaventura	Valor Racionamiento Cartagena (2) Precios Corrientes	Valor Racionamiento Buenaventura Precios Corrientes	Valor Presente Racionamiento - Regasif. Cartagena (2) Precios Constantes Dic.2015	Valor Presente Racionamiento - Regasif. Buenaventura Precios Constantes Dic.2015	Diferencia Valor Presente Racionamiento Precios Constantes Dic.2015
2016	19,1	19,1	193,0	193,0	191,0	191,0	-
2017	15,4	15,4	155,6	155,6	136,7	136,7	-
2018	16,5	16,5	167,2	167,2	130,2	130,2	-
2019	16,6	16,6	168,1	168,1	116,1	116,1	-
2020	21,2	21,2	214,0	214,0	131,1	131,1	-
2021	25,0	25,0	252,6	252,6	137,3	137,3	-
2022	28,8	28,8	291,5	291,5	140,5	140,5	-
2023	34,7	6,9	350,7	70,0	149,9	29,9	120,0
2024	40,1	6,0	405,6	60,5	153,7	22,9	130,8
2025	51,1	18,9	516,9	191,0	173,8	64,2	109,6
2026	56,7	28,6	573,6	289,7	171,0	86,4	84,6
2027	60,6	31,6	612,8	319,5	162,1	84,5	77,6
2028	65,5	32,7	663,2	330,5	155,6	77,5	78,0
2029	74,1	42,8	750,0	433,2	156,0	90,1	65,9
2030	80,5	51,4	814,2	520,5	150,2	96,0	54,2
2031	75,7	48,0	766,1	485,2	125,4	79,4	46,0
2032	77,5	49,1	784,1	497,1	113,8	72,1	41,7
2033	79,7	50,4	806,0	510,4	103,8	65,7	38,1
2034	84,0	54,8	850,2	554,4	97,1	63,3	33,8
2035	87,5	58,8	885,4	594,4	89,7	60,2	29,5
2036	88,0	60,0	890,5	607,0	80,0	54,5	25,5
2037	90,1	62,2	911,7	629,2	72,6	50,1	22,5
2038	91,9	64,2	930,1	649,3	65,7	45,9	19,8
2039	96,0	68,9	971,6	697,0	60,9	43,7	17,2
2040	99,6	73,2	1008,2	741,1	56,0	41,2	14,8
Total					3.120,1	2.110,6	1.009,4

Fuente: UPME

²⁷ En el ANEXO 2 se presenta, a nivel regional, el valor esperado de la demanda no abastecida para estas dos opciones.

Por otra parte, en la Tabla 9-5 se presentan los costos asociados de infraestructura para cada alternativa y sus características. Los resultados muestran la ventaja de alrededor de 190 millones USD (valor presente Dic. 2015) de su instalación en la Costa Pacífica. La metodología para determinar el costo de los gasoductos y compresores corresponde a lo expuesto en los numerales 9.1 y 0.

En términos agregados y en consecuencia con lo anteriormente expuesto, la construcción de la planta de regasificación en el año 2023 en el puerto de Buenaventura implicaría una significativa ventaja económica sobre su alternativa de construirla en Cartagena

Tabla 9-5 Costos asociados de infraestructura para las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura

Planta Regasificadora en Cartagena (2), entrada en operación año 2023.

Tramo/Obra	Compresor	Gasoducto		Año Entrada en Operación	Valor Precio Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]
	Potencia [hp]	Diámetro [pulgadas]	Longitud [km]			
Planta de Regasificación, 400 MPCD, 170,000 m ³ GNL				2023	800	341.9
Jobo-Filadelfia		15	110	2018	56.9	44.3
Paiva-Barranquilla y la Diva-Palomino		30	140	2023	159.2	68.0
Cartagena-Barranquilla		30	140	2025	159.2	53.5
Barranquilla-Ballena		30	380	2025	468.6	157.5
Ballena-Vasconia		30	715	2023	812.8	347.4
Total Valor Presente Dic.2015						1,012.7

Planta Regasificadora en Buenaventura, entrada en operación año 2023.

Tramo/Obra	Compresor	Gasoducto		Año Entrada en Operación	Valor Precio Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]
	Potencia [hp]	Diámetro [pulgadas]	Longitud [km]			
Planta de Regasificación, 400 MPCD, 170,000 m ³ GNL				2023	800	341.9
Buenaventura-Yumbo		30	102	2023	161.3	68.9
Jobo-Filadelfia		15	110	2018	56.9	44.3
Paiva-Barranquilla y la Diva-Palomino		30	140	2026	159.2	47.5
Ballena-Barrancabermeja		24	580	2026	553.8	165.1
Cartagena - Barranquilla		30	140	2028	159.2	37.3
Barranquilla - Ballena		24	380	2029	367.4	76.4
Cali-Cerrito	4,000			2023	17.9	7.6
Bugalagrande-Zarzal	9,000			2023	32.4	13.9
Marsella-Villamaria	14,000			2023	46.4	19.8
Total Valor Presente Dic.2015						822.9

Diferencia. Valor Presente Dic.2015

189.9

Fuente: UPME

9.4.2 Gasoducto NorOccidente

En el numeral 8.2.2 se determinó la ventaja, en términos de confiabilidad, de construir el gasoducto NorOccidente, respecto de las ampliaciones alternativas en el denominado gasoducto

NorOriente. En términos económicos, el valor esperado de la demanda no abastecida multiplicada por el costo de racionamiento asociado, corresponde al valor del racionamiento.

A continuación, en la Tabla 9-6 se comparan ambos valores para las mencionadas alternativas. De ésta se manifiesta la ventaja de alrededor de 968 millones USD (valor presente Dic. 2015) de la construcción del primero.

Por otra parte, en la Tabla 9-7 se presentan los costos asociados de infraestructura para cada alternativa y sus características. De esta se manifiesta la ventaja de alrededor de 108 millones USD (valor presente Dic. 2015) de la construcción de las ampliaciones por el NorOriente. La metodología para determinar el costo de los gasoductos y compresores corresponde a lo expuesto en los numerales 9.1 y 9.2.

Tabla 9-6. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de las ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente²⁸

	Demanda nacional desabastecida sin ampliaciones	Demanda nacional desabastecida Ampliación NorOriente	Demanda nacional desabastecida Gasoducto NorOccidente	Valor Racionamiento - sin Ampliaciones Precios Corrientes	Valor Racionamiento - Ampliación NorOriente Precios Corrientes	Valor Racionamiento - Gasoducto NorOccidente Precios Corrientes	Valor Presente Racionamiento - sin Ampliaciones Precios Constantes Dic.2015	(a) Valor Presente Racionamiento - Ampliación NorOriente Precios Constantes Dic.2015	(b) Valor Presente Racionamiento - Gasoducto NorOccidente Precios Constantes Dic.2015	Diferencia (a)-(b)
2021	26,2	25,0	6,5	264,3	252,0	66,0	137,2	130,8	34,3	96,5
2022	31,8	28,8	7,0	320,2	290,8	70,5	147,8	133,9	32,5	101,5
2023	10,6	6,9	2,7	107,2	69,8	27,7	43,6	28,5	11,3	17,2
2024	13,7	6,0	2,9	138,2	60,6	29,2	50,4	22,0	10,6	11,4
2025	30,4	18,9	3,1	307,1	190,6	31,0	98,1	60,7	10,0	50,8
2026	43,1	28,6	3,4	433,9	288,6	34,0	124,1	82,4	9,7	72,7
2027	65,1	31,6	3,6	654,2	318,3	36,2	165,4	80,6	9,2	71,4
2028	111,7	32,7	4,5	1129,2	330,6	46,0	253,6	74,4	10,4	64,0
2029	169,8	42,8	9,6	1710,4	432,1	96,8	340,4	85,9	19,2	66,7
2030	217,1	51,4	14,8	2187,7	519,4	149,4	386,5	91,7	26,4	65,3
2031	209,0	48,0	9,8	2108,2	484,3	98,7	329,7	75,7	15,4	60,3
2032	223,4	49,1	11,9	2260,6	497,5	120,6	313,8	69,0	16,7	52,3
2033	239,2	50,4	14,4	2412,0	509,1	144,9	297,1	62,7	17,8	44,9
2034	258,0	54,8	19,6	2602,3	553,3	197,2	284,2	60,4	21,5	38,9
2035	277,0	58,8	23,5	2794,2	593,3	237,1	270,6	57,4	22,9	34,5
2036	290,1	60,0	24,6	2936,4	607,8	249,4	252,0	52,1	21,4	30,8
2037	305,5	62,2	27,5	3083,1	628,2	277,4	234,7	47,8	21,1	26,7
2038	316,6	64,2	29,9	3195,3	648,2	301,5	215,8	43,8	20,3	23,4
2039	334,5	68,9	34,7	3375,6	695,8	350,6	202,1	41,6	21,0	20,7
2040	352,4	73,2	39,0	3568,3	742,1	395,0	189,5	39,4	21,0	18,4
Total							4336,5	1341,0	372,6	968,3

Fuente: UPME

²⁸ En el ANEXO 3 se presenta, a nivel regional, el valor esperado de la demanda no abastecida para estas dos opciones.

En términos agregados y en consecuencia con lo anteriormente expuesto, la construcción del Gasoducto NorOccidente en el año 2021 implicaría una ventaja económica sobre su alternativa de la ampliación por el NorOriente (sumando los efectos sobre valor del racionamiento y costo de infraestructura). De otro lado, la construcción de cualquiera de las alternativas es significativamente inferior al costo de no hacer ninguna y desabastecer la demanda (4,337 Millones USD -VPN Dic. 2015).

Tabla 9-7. Costos asociados de infraestructura para las alternativas de ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente

Gasoducto NorOccidente, entrada en operación 2021

Tramo	Compresor	Gasoducto		Año Entrada en Operación	Valor Precio Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic. 2015]
	Potencia [hp]	Diámetro [pulgadas]	Longitud [km]			
Filadelfia - Jobo		15	110	2018	56,9	44,3
Jobo - Medellín	20.000	30	316	2021	441,32	239,8
Medellín - Mariquita		24	165	2021	178,2	96,8
Mariquita - Bogotá		20	125	2021	93,0	50,5
Sebastopol - Medellín	5.000			2017	22,33	19,6
a-Barranquilla y la Diva-Palomino		30	140	2026	159,2	47,5
Total Valor Presente Dic.2015						498,5

Ampliaciones NorOriente

Tramo	Compresor	Gasoducto		Año Entrada en Operación	Valor Precio Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic. 2015]
	Potencia [hp]	Diámetro [pulgadas]	Longitud [km]			
Jobo - Filadelfia		15	110	2018	56,9	44,3
a-Barranquilla y la Diva-Palomino		30	140	2026	159,2	47,5
Ballena - Barrancabermeja		24	580	2026	553,8	165,1
Sebastopol - Medellín	5.000			2017	22,3	19,6
Cartagena - Barranquilla		30	140	2028	159,2	37,3
Barranquilla - Ballena		24	380	2029	367,4	76,4
Total Valor Presente Dic.2015						390,3

Diferencia Valor Presente Dic.2015						-108,2
---	--	--	--	--	--	---------------

Fuente: UPME

9.4.3 Abastecimiento de Cúcuta

En el numeral 3.6 se estableció la pronta declinación de los campos del Catatumbo que abastecen la ciudad de Cúcuta y poblaciones vecinas, lo cual indicaría la necesidad de abastecer esta ciudad desde una fuente cercana, en este caso, los Campos de Gibraltar. A continuación se comparan las alternativas de construir un gasoducto entre Gibraltar-Cúcuta y hacer uso de transporte por carrotanque desde los campos mencionados.

A partir de información sobre costos de transporte intermunicipal de gas natural comprimido por carrotanque, se definió para el tramo Gibraltar-Cúcuta, con una distancia de 67 km aproximadamente, una tarifa de transporte de 404 COP/m³.

Con una demanda aproximada 3.5 MPCD, y para una tasa de descuento de 12.75% anual, y tasa de cambio de 3,000 COP/USD, el costo total del transporte por carrotanque durante 20 años sería de 42.8 Millones USD. Como alternativa se tiene la construcción de un gasoducto de 4", en

un trayecto con Índice Topográfico de 20.7%²⁹. Su costo sería de 47.3 Millones USD; se estima un costo de mantenimiento y operativo de 9.5 Millones USD (20%) que se debe adicionar. Comparando ambas alternativas, el abastecimiento por carrotanque sería la alternativa de menor costo para los usuarios.

9.4.4 Gasoducto Mariquita-Gualanday

En el numeral 7.5.5.1 se estableció la necesidad de ampliar el gasoducto Mariquita-Gualanday a fin de abastecer los departamentos de Tolima y Huila, en razón a que la declinación de los campos locales exigiría progresivamente traer cada vez más gas natural del centro del país desde el nodo Mariquita. En la Tabla 9-8 se verifica la ventaja de construir el gasoducto, en cuanto que el valor del racionamiento asociado a no hacerlo es significativamente mayor:

Tabla 9-8. Comparación de costos de racionamiento asociados y ampliación de infraestructura tramo Mariquita – Gualanday

	Demanda nacional desabastecida sin ampliación	Valor Racionamiento - sin Ampliaciones Precios Corrientes	Valor Ampliación 160 km, 6". Precios Corrientes	Valor Presente Racionamiento - sin Ampliaciones Precios Constantes Dic.2015	Valor Ampliación Precios Constantes Dic.2015
2020	0,2	1,6	30,6	0,9	18,7
2021	1,3	12,7		6,5	
2022	2,8	27,8		12,6	
2023	5,1	51,5		20,8	
2024	6,3	64,2		23,0	
2025	7,2	72,2		23,0	
2026	8,1	81,4		23,0	
2027	8,9	90,2		22,6	
2028	9,7	98,4		21,8	
2029	10,6	106,7		21,0	
2030	11,3	113,6		19,8	
2031	11,8	119,2		18,5	
2032	12,5	126,2		17,3	
2033	13,0	131,6		16,0	
2034	13,5	136,7		14,8	
2035	14,0	141,2		13,5	
2036	15,2	154,0		13,1	
2037	16,1	162,8		12,3	
2038	16,4	165,5		11,1	
2039	16,6	167,8		10,0	
2040	16,8	170,2		9,0	
Total				330,5	18,7

Fuente: UPME

9.4.5 Gasoducto La Belleza-Vasconia

En el numeral 7.5.4 se enunció la posibilidad de ampliar el gasoducto La Belleza-Vasconia, a fin de aumentar el flujo desde los campos de los Llanos Orientales hacia el Magdalena Medio. En

²⁹ De acuerdo con la metodología establecida en el Numeral 9.1.

caso de no aumentarse tal capacidad, el país podría importar este margen de gas natural atrapado (22 MPCD promedio entre los años 2018-23) y abastecer la demanda nacional.

El efecto de ello sería marginal: mayores costos operativos para el sistema, por mayor importación y unos flujos no óptimos establecidos en el modelo en aproximadamente 2.1 Millones USD (Valor presente Dic. 2015), los cuales serían mayores a los de construir la estación de compresión propuesta en el mencionado numeral en el año 2017, en cuanto ésta tendría un valor aproximado de 11.5 Millones USD (Valor presente Dic. 2015; ver numeral 0).

9.5 Resumen de obras de infraestructura

A continuación se resumen las obras de infraestructura que se propone desarrollar en los próximos años. Además de aquellas relacionadas con asegurar el suministro en áreas particulares del sistema (obras por abastecimiento), se consideran aquellas que, además de abastecer el país en general, le darían una mayor confiabilidad a todo el Sistema³⁰, como son los casos del Gasoducto NorOccidente y la Planta de Regasificación en Buenaventura, ver Tabla 9-9.

Tabla 9-9 Comparación de costos de infraestructura con viabilidad financiera

	Tramo	Compresor	Gasoducto		Año Entrada en Operación	Valor Precio Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]
		Potencia [hp]	Diámetro [pulgadas]	Longitud [km]			
Obra por abastecimiento	El Porvenir - Apiay (en desarrollo)	500			2017		
	Sebastopol - Medellín (en desarrollo)	5.000			2017		
	Sebastopol - Barranquilla (en desarrollo)				2017	ND	
	Mariquita-Gualanday		6	160	2020	30,6	18,7
Obras por abastecimiento y confiabilidad	Filadelfia - Jobo (y bidireccionalidad)		15	110	2018	56,9	44,3
	Jobo-Medellín	20.000	30	316	2021	441,3	239,8
	Bidireccionalidad Sebastopol-Medellín				2021	ND	
	Medellín-Mariquita		24	165	2021	178,2	96,8
	Mariquita-Bogotá		20	125	2021	93,0	50,5
	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena				2021	ND	
	MPCD, 170,000 m3 GNL				2023	800	341,9
	Buenaventura-Yumbo		30	102	2023	161,3	68,9
	Cali-Cerrito	4.000			2023	17,9	7,6
	Bugalagrande-Zarzal	9.000			2023	32,4	13,9
	Marsella-Villamaría	14.000			2023	46,4	19,8
	Paiva-Barranquilla y la Diva-Palomino		30	140	2026	159,2	47,5
Total Valor Presente Dic.2015							949,8

Fuente: UPME

Los proyectos aquí propuestos como de abastecimiento y confiabilidad, benefician el sistema en su conjunto, por cuanto mitigan interrupciones físicas de corto plazo que se pueden presentar, razón por la cual deben ser remunerados por toda la demanda. Mientras que obras

³⁰ De manera diferencial a las distintas regiones y nodos. Ver ANEXO 2 y ANEXO 3.

correspondientes a solo abastecimiento, deben ser adelantadas por los agentes titulares de dicha infraestructura.

10 IMPLICACIONES AMBIENTALES DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS

A continuación se presenta el análisis de alertas tempranas de dos proyectos de expansión que fueron identificados en los análisis de abastecimiento y confiabilidad del sistema para garantizar el suministro.

El análisis de alertas tempranas se realiza con el propósito de identificar a manera macro e indicativa variables ambientales, físicas y sociales que se deben tener en cuenta al momento de la estructuración de proyectos. Esto se elabora con el fin de suministrar información preliminar de referencia a los interesados.

Es importante aclarar que existen otras variables que deben ser analizadas al momento de ejecutar el proyecto, y que las presentadas deben ser estudiadas en mayor detalle al momento de definir la obra y de solicitar la licencia ambiental, acorde a lo establecido en el decreto 1076 de 2015 y en la normatividad ambiental.

El análisis se realiza a través de la construcción de mapas con información proveniente de diferentes fuentes, tales como; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Ministerio de Interior y Justicia, Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAG), Corporaciones Autónomas Regionales, Sistema de Información Ambiental de Colombia (SIAC), información disponible en la base de datos de la UPME, entre otras.

10.1 Variables presentadas

Inicialmente se presenta un mapa socio político, en el que se incluye información de límites departamentales, así como la jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales que se encuentran en el área de estudio.

En el caso de las variables ambientales, se identifican Áreas de Reserva Forestal de la Ley Segunda, Áreas Protegidas, Cuerpos de agua (Ríos y Humedales) y Páramos.

Respecto a las variables físicas, se revisa la información de dos variables: la primera de ella es la pendiente del terreno, la cual se clasifica en tres niveles alto, medio y bajo; y la segunda son las áreas con amenazas de inundación.

El último caso corresponde a las variables sociales, el cual tiene en cuenta la información de resguardos indígenas, comunidades negras, comunidades no resguardadas y hallazgos arqueológicos.

10.2 Proyectos considerados

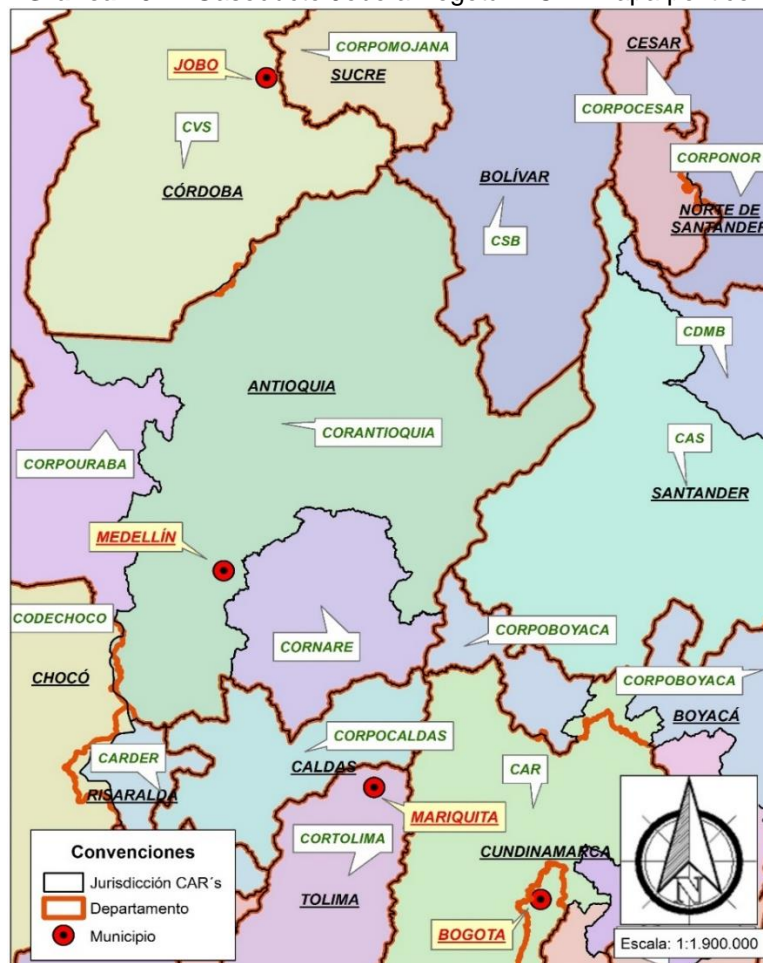
De los análisis de abastecimiento y confiabilidad que se presentaron en los capítulos 6 y 7, se identifican diferentes necesidades de expansión, tanto en oferta como en la infraestructura de transporte, bien sea mediante la construcción de “loops” o la instalación de compresión, y la construcción de nuevas líneas que proporcionan al sistema seguridad en el abastecimiento y confiabilidad.

La mayoría de las obras propuestas son ampliaciones de tramos de gasoductos que ya se encuentran en operación. Sin embargo, se identificó la necesidad de expandir el sistema con una nueva conexión que permita el flujo de gas entre Jobo en el departamento de Córdoba y la ciudad de Bogotá D.C., al igual que con una conexión entre el campo Gibraltar y la ciudad de Cúcuta. Así mismo, se identificó la necesidad de ampliación de oferta, la cual sería atendida por una nueva planta de regasificación en la costa del Pacífico, más precisamente en inmediaciones del puerto de Buenaventura, que no solo atendería los crecimientos de la demanda, sino que además mejoraría la confiabilidad del sistema. En este caso la planta tendrá que estar interconectada al sistema mediante infraestructura de transporte hasta llegar al nodo denominado Yumbo. En consecuencia, se realiza el análisis de alertas tempranas a estas tres obras nuevas, los cuales se presentan a continuación:

10.2.1 Gasoducto Jobo – Medellín – Mariquita – Bogotá D.C.

Este proyecto se plantea en tres tramos, el primero de ellos conectaría el Campo Jobo con el nodo Medellín, lo cual representa una distancia aproximada en línea recta de 264 km, que cruzaría los departamentos de Córdoba y Antioquia.

Gráfica 10-1: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Mapa político.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

Luego sigue el tramo entre el nodo Medellín y el nodo Mariquita, con una distancia en línea recta aproximada de 139 km a través de los departamentos de Antioquia, Caldas y Tolima. Finalmente, el tramo entre el nodo Mariquita y la ciudad Bogotá D.C. con una distancia en línea recta aproximada de 105 km, que pasaría por los departamentos de Tolima y Cundinamarca, para una distancia total aproximada de 508 km (ver Gráfica 10-1).

Estas distancias aproximadas se tomaron de la plataforma Arcgis, herramienta implementada por la UPME para recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica. No obstante, es oportuno aclarar que, para este estudio, no se define trazado alguno, en razón a que los estudios técnicos y operativos deben ser realizados en campo por el inversionista interesado en la ejecución de cada proyecto.

Respecto a las Corporaciones Autónomas Regionales, en la Tabla 10-1 se listan las entidades que cuentan con jurisdicción en el área de análisis del proyecto.

Tabla 10-1: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Jobo - Bogotá D.C.

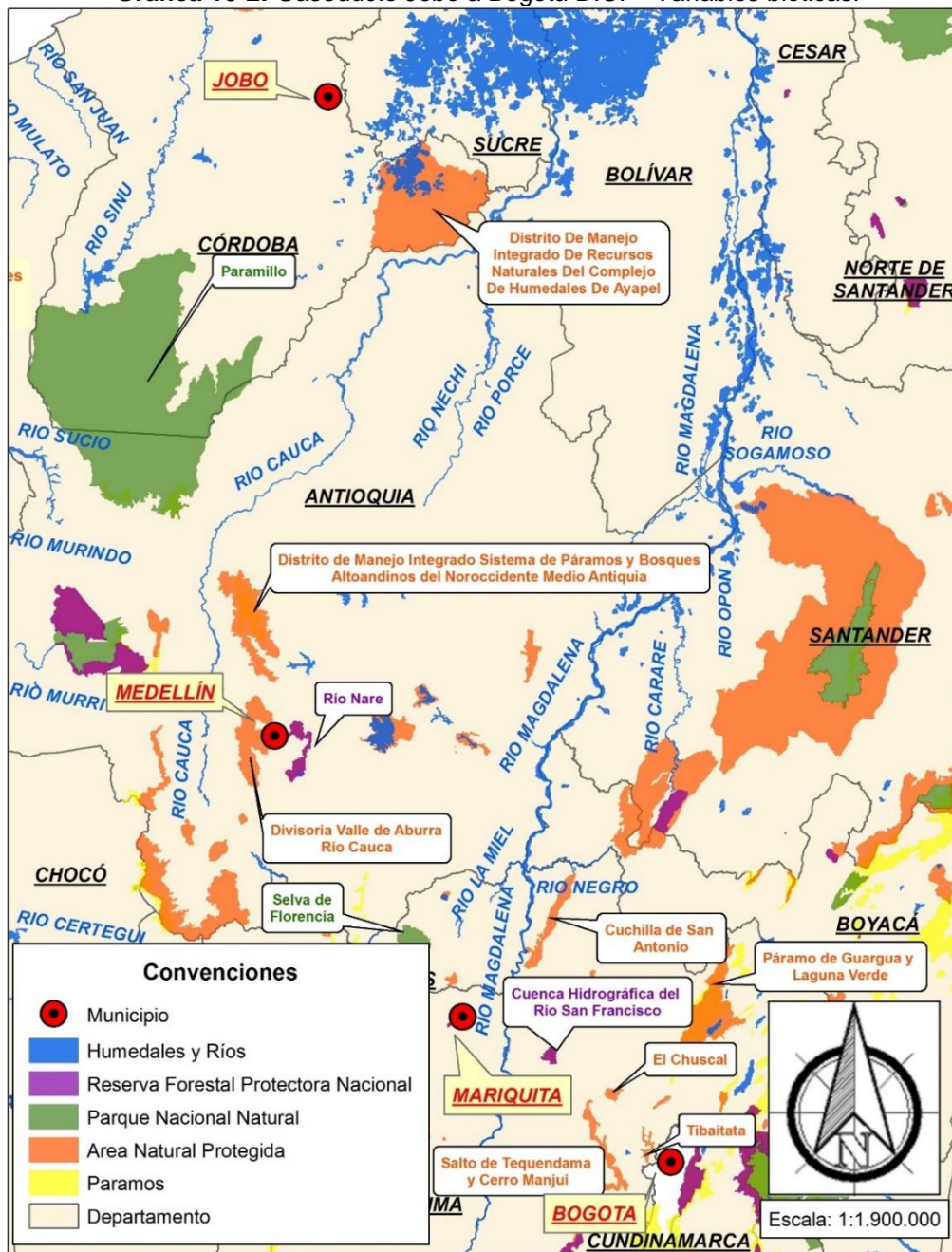
Tramo	Entidad
Jobo - Medellín	CVS - Corporación del Valle del Sinú y San Jorge
	Corantioquia - Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia
Medellín - Mariquita	Cornare - Corporación Autónoma Regional de las cuencas de los ríos Negro y Nare
	Corpocaldas - Corporación Autónoma Regional de Caldas
	Cortolima - Corporación Autónoma Regional del Tolima
Mariquita - Bogotá D.C.	Cortolima - Corporación Autónoma Regional del Tolima
	CAR - Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca

Variables ambientales: En este caso se identificó que entre el tramo Jobo-Medellín el proyecto cruzaría el río Cauca, y entre el tramo Mariquita-Bogotá D.C. el proyecto debería atravesar el río Magdalena. Igualmente se encuentra que en el área del tramo Jobo-Medellín hay tres polígonos que delimitan áreas protegidas. Este tipo de áreas también se observan en el tramo Mariquita-Bogotá D.C (ver Gráfica 10-2).

Respecto a los parques naturales se encuentra que en el área del tramo Jobo-Medellín está el polígono que delimita el área del Parque Nacional Natural Paramillo, y en el área del tramo Medellín-Mariquita se encuentra el polígono que delimita el área del Parque Nacional Natural Selva de Florencia. Es importante tener en cuenta que la legislación (capítulo IX del Decreto No. 622 de 1977) prohíbe conductas que pueden traer como consecuencia la alteración del ambiente natural de las áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales, entre las que se encuentra “Desarrollar actividades agropecuarias o industriales incluidas las hoteleras, mineras y petroleras”.

De la misma forma se observa que entre los tramos Medellín-Mariquita y Mariquita-Bogotá D.C. existen Áreas de Reserva Forestal. Finalmente se encuentra que alrededor de todos los tramos se ubican otras Áreas Naturales Protegidas así como áreas de paramos.

Gráfica 10-2: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables bióticas.



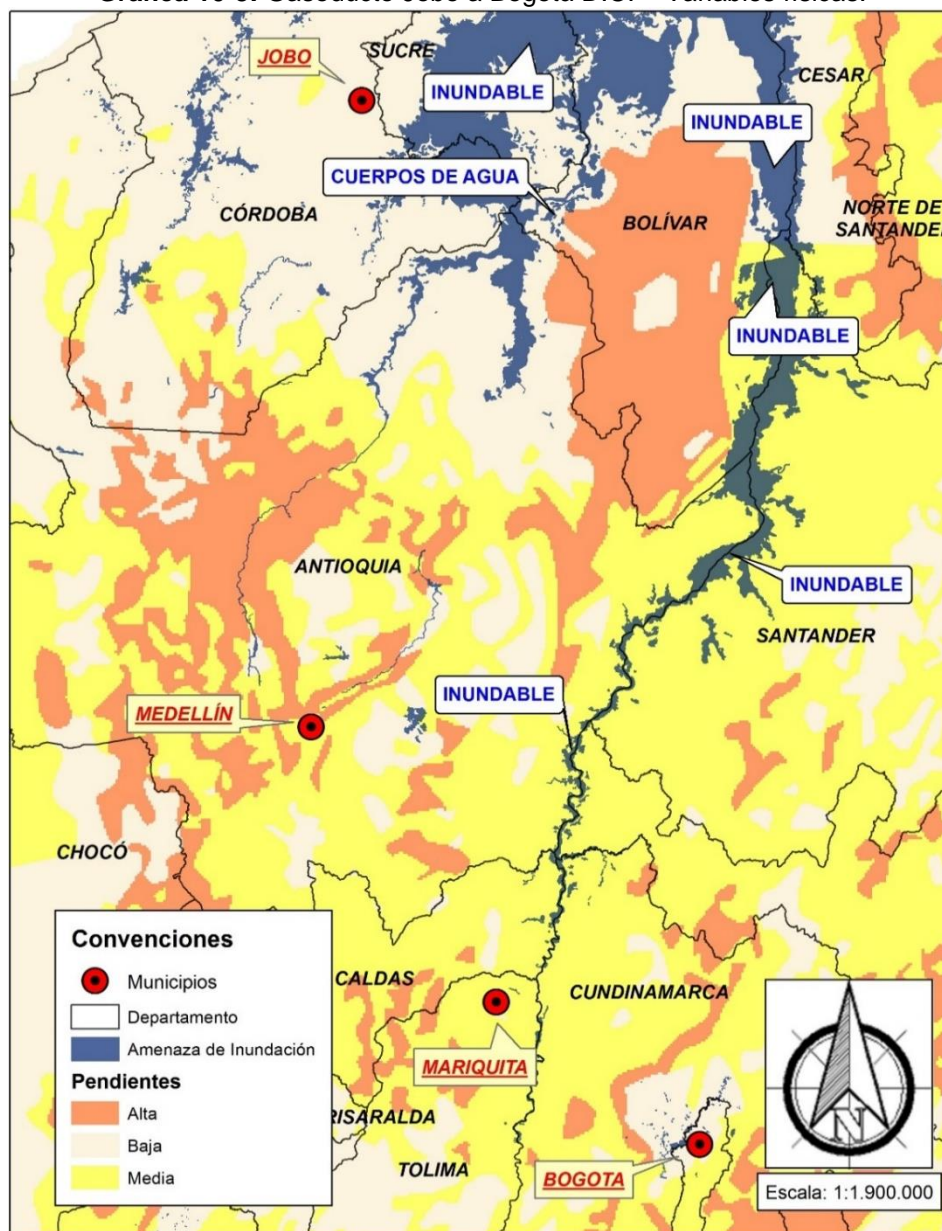
Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

Variables físicas: Para este análisis se construye el mapa que presenta en la Gráfica 10-3. Respecto a las áreas de inundación se encuentra que están en los alrededores de las cuencas

de los ríos Cauca y Magdalena. En el mapa se observa que al oriente del nodo de Jobo se ubica una mayor extensión catalogada como área de inundación.

Al revisar el nivel de pendiente de los diferentes tramos se encuentra de manera general que todos los tramos estarían expuestos a los tres niveles de pendiente. De manera detallada se observa que una primera parte del tramo Jobo-Medellín y otra del tramo Mariquita–Bogotá D.C. se podrían ubicar en una zona con pendientes bajas. Sin embargo, prevalece la pendiente media y alta en la mayoría del Departamento de Antioquia para el tramo Jobo-Medellín. Igualmente se encuentra que la mayor parte del tramo entre Medellín y Mariquita se ubicaría en una zona con pendiente media.

Gráfica 10-3: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables físicas.

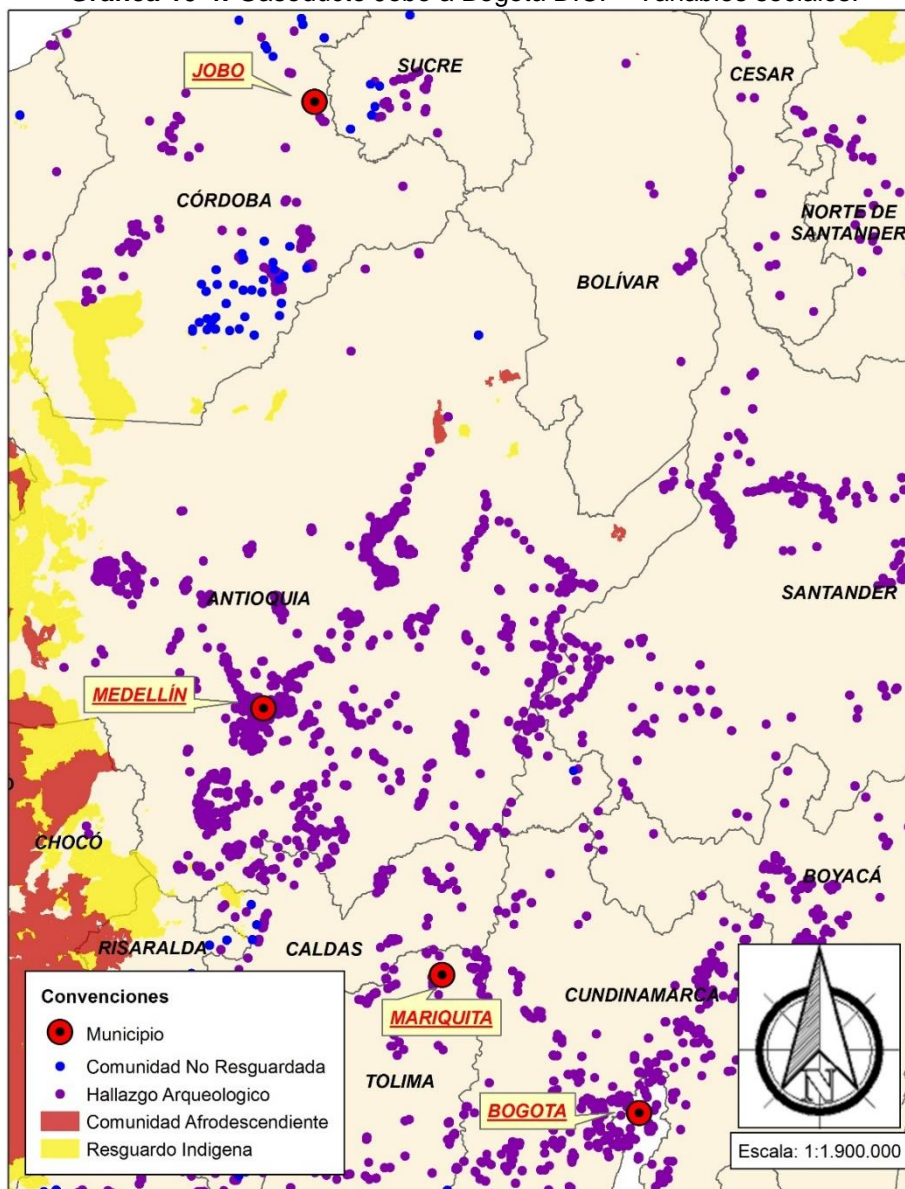


Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

Variables sociales: En el mapa presentado en la Gráfica 10-4 se observa que la mayoría de las áreas denominadas como resguardos indígenas y comunidades negras se ubican al occidente de los nodos, con algunas excepciones en el tramo entre Jobo y Medellín. Igualmente se encuentran algunas áreas de resguardos indígenas en la esquina nororiental del mapa mostrado.

Por otro lado, se puede observar que la información de comunidades no resguardadas y de hallazgos arqueológicos es más dispersa y corresponde a puntos específicos en lugar de polígonos. Respecto a las comunidades no resguardadas, se encuentra que existen algunas ubicadas en cercanías al área del tramo Jobo–Medellín. En cuanto a los hallazgos arqueológicos, se encuentran registros de ellos a lo largo de todo el mapa, y se encuentran grandes concentraciones de estos alrededor de los nodos denominados Medellín y Bogotá D.C.

Gráfica 10-4: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables sociales.

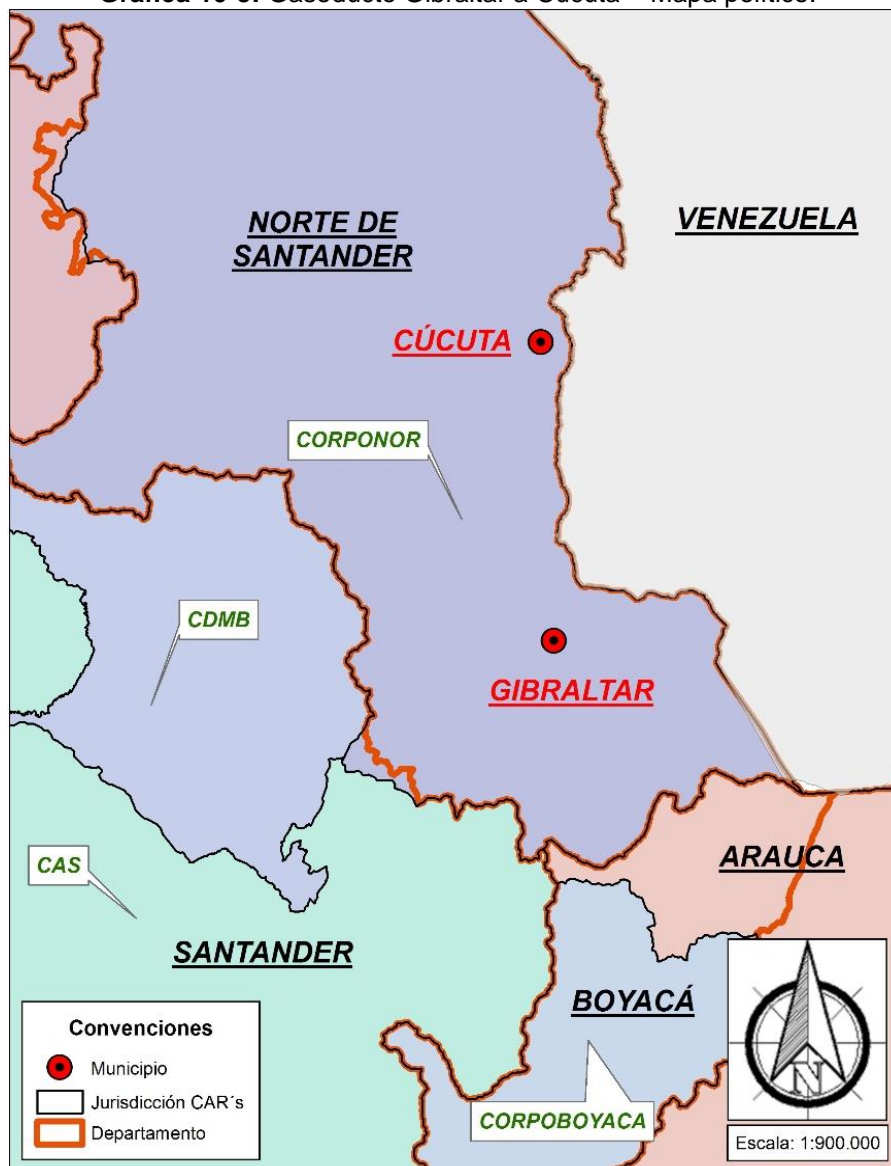


Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

10.2.2 Gasoducto Gibraltar – Cúcuta

Este proyecto se plantea con el propósito de transportar gas natural proveniente de Gibraltar hacia la ciudad de Cúcuta. La distancia aproximada en línea recta del tramo es de 66,5 km a través del Departamento Norte de Santander, la cual se calculó en la plataforma Arcgis (ver Gráfica 10-5). Se aclara que este estudio no define trazado alguno en razón a que los estudios técnicos y operativos deben ser realizados in-situ por el inversionista interesado en la ejecución de este proyecto.

Gráfica 10-5: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Mapa político.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

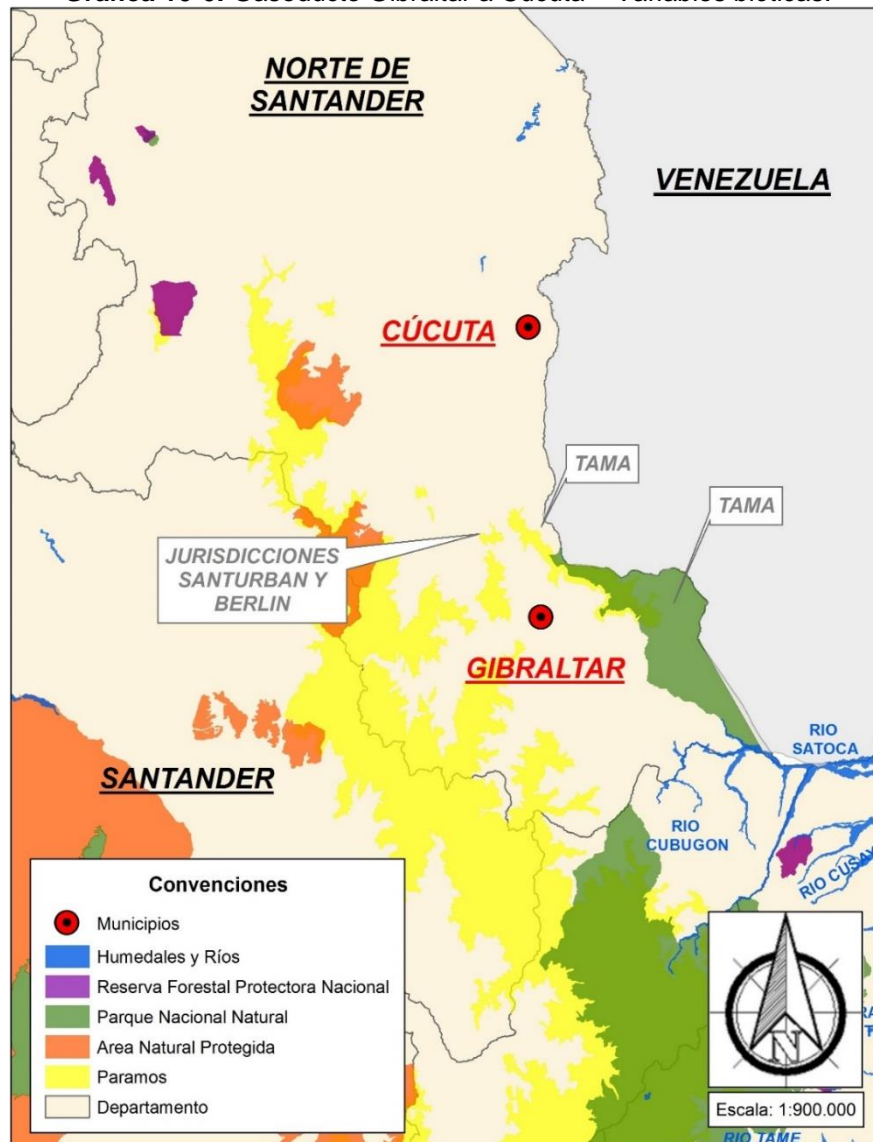
En la Tabla 10-2 se presenta el listado de las Corporaciones Autónomas Regionales, que cuentan con jurisdicción en el área de análisis del proyecto.

Tabla 10-2: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Gibraltar – Cúcuta.

Tramo	Entidad
Gibraltar – Cúcuta	Corporpor - Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental

Variables ambientales: En el mapa presentado en la Gráfica 10-6 se observa la presencia de polígonos de paramos en el área de análisis, en particular las jurisdicciones Santurban y Berlín, así como Tama. Igualmente se identifica al oriente del nodo Gibraltar el Parque Nacional Natural Tama. En la gráfica también se encuentra que en el área de análisis existen otras zonas de parques naturales protegidas.

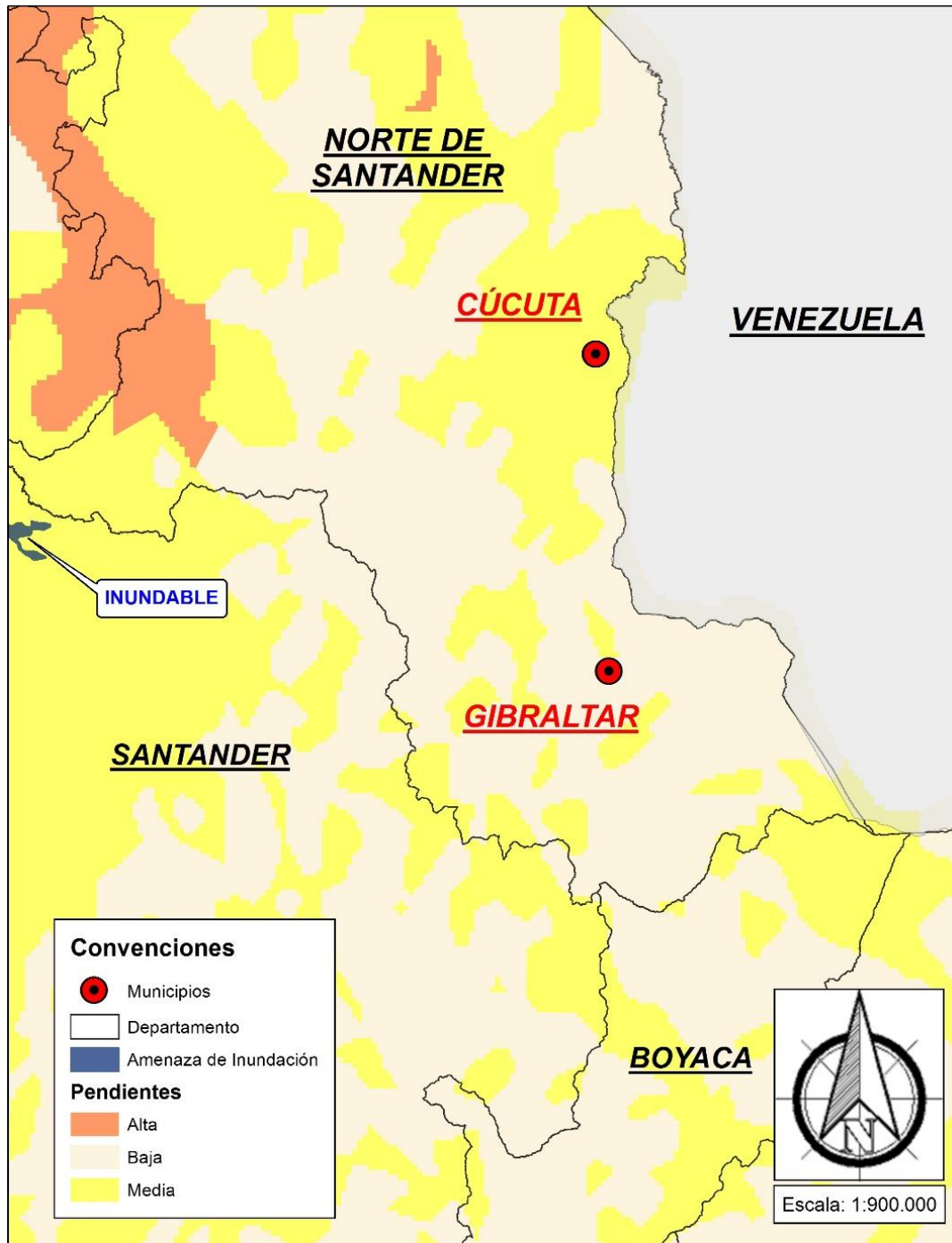
Gráfica 10-6: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables bióticas.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

Variables físicas: Al revisar estas variables se observa que en la mayor parte del área de análisis se tienen niveles de pendiente bajo y medio (ver Gráfica 10-7). Por otro lado, en la gráfica se identifica un polígono con amenaza de inundación en la parte occidental del mapa, más precisamente en el Departamento Santander.

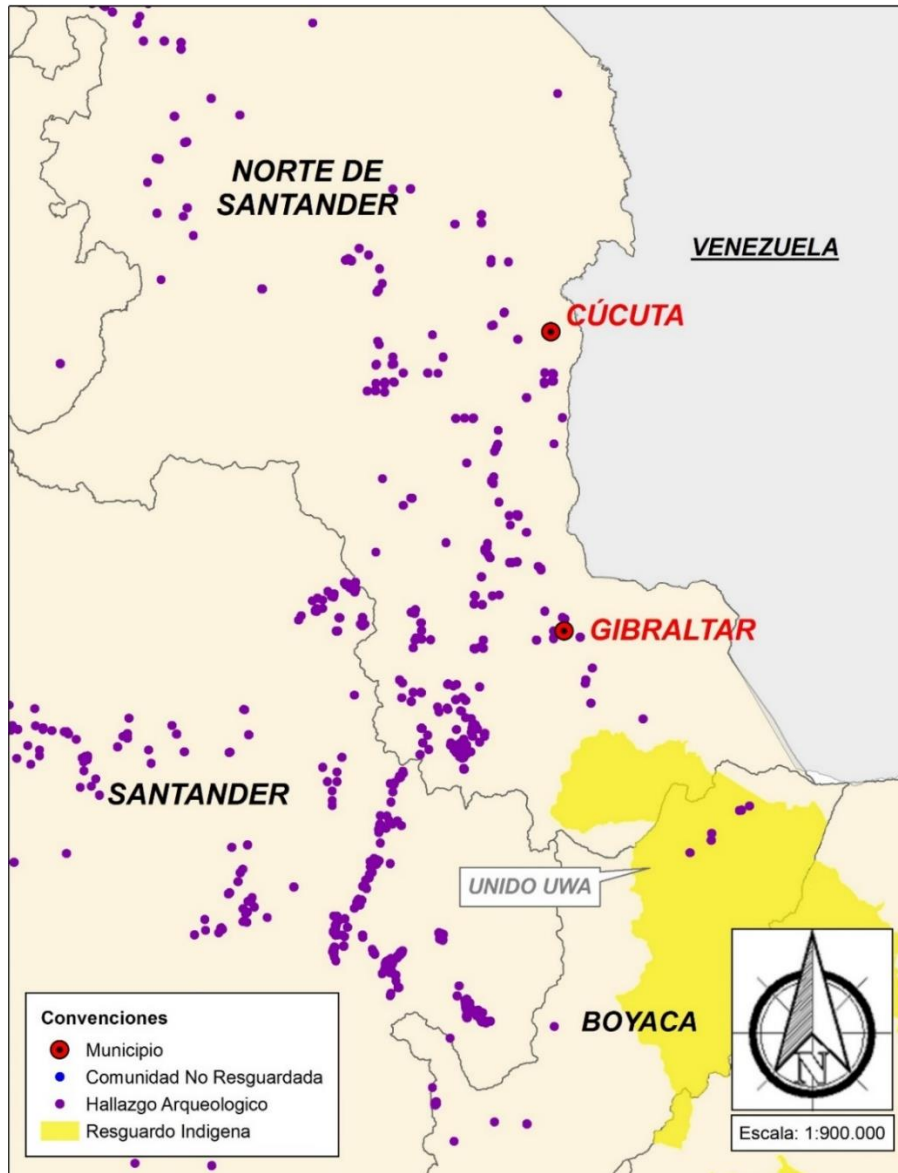
Gráfica 10-7: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables físicas.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

Variables sociales: Finalmente, en la Gráfica 10-8 se identifica un gran número de registros de hallazgos arqueológicos a lo largo del área de análisis. En cuanto a resguardos indígenas, se observa un polígono al sur del nodo Gibraltar denominado Unido Uwa.

Gráfica 10-8: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables sociales.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

10.2.3 Gasoducto Buenaventura - Cali

Este gasoducto permitiría inyectar gas importado a través de Buenaventura al Sistema Nacional de Transporte en el nodo denominado Yumbo. Este tramo tiene una distancia en línea recta aproximada de 68 km en el departamento Valle del Cauca, la cual se calculó en la plataforma Arcgis (ver Gráfica 10-9). De igual manera, se aclara que este estudio no define trazado alguno, lo anterior, en razón a que los estudios técnicos y operativos deben ser realizados in-situ por el inversionista interesado en la ejecución de este proyecto.

Gráfica 10-9: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Mapa político.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

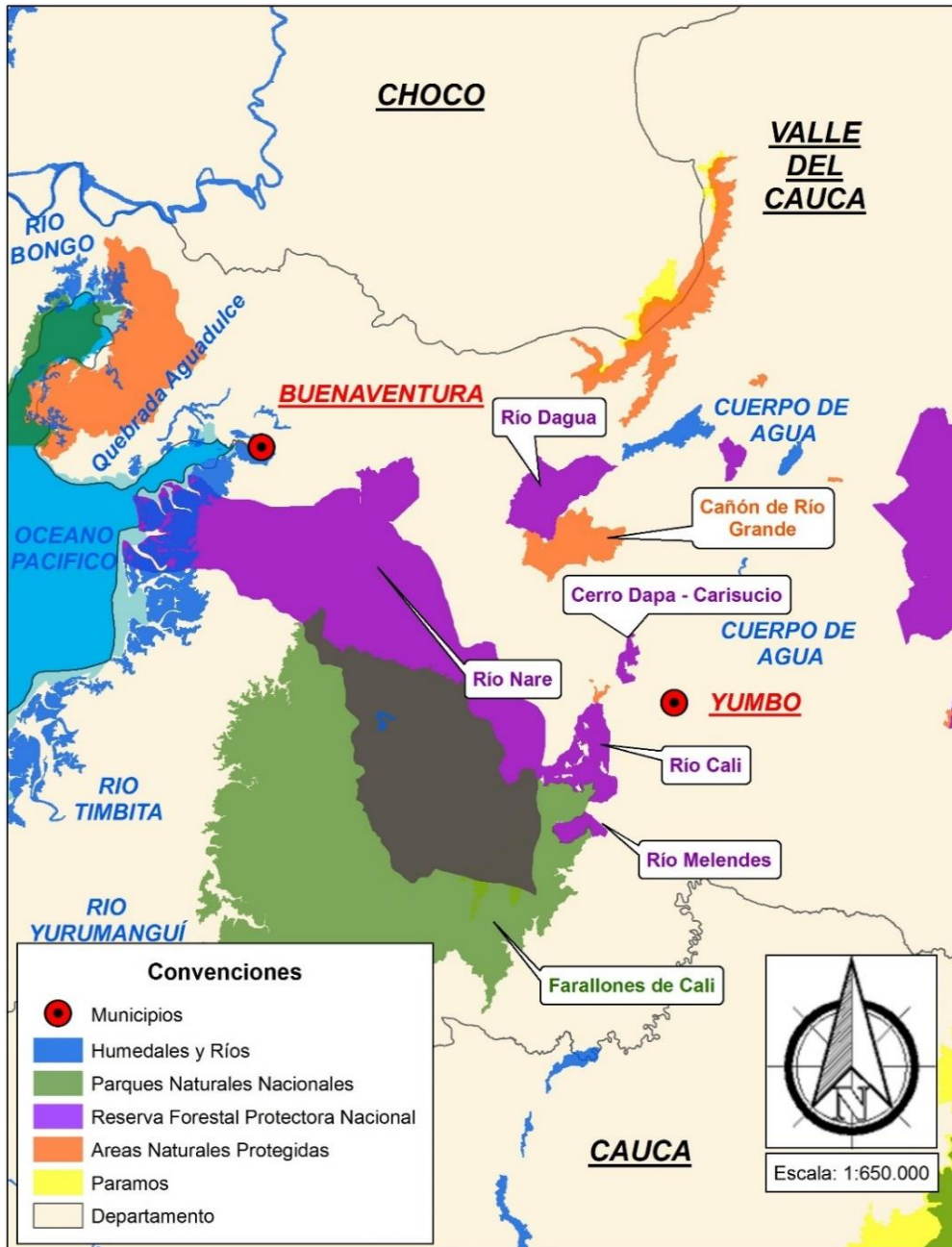
En la Tabla 10-3 se listan las Corporaciones Autónomas Regionales que se identificaron en el área de análisis del proyecto.

Tabla 10-3: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Buenaventura - Yumbo

Tramo	Corporaciones
Buenaventura - Yumbo	CVC - Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca

Variables bióticas: En la Gráfica 10-10 se observa que en el área se encuentra el Parque Nacional Natural Farallones de Cali, así como diversas áreas de Reserva Forestal Protectora Nacional, entre las que se observa Río Nare, Río Dagua, Cerro Dapa y Río Cali. Igualmente se encuentra presencia de otras áreas naturales protegidas, como es el caso de la denominada Cañón de Río Grande.

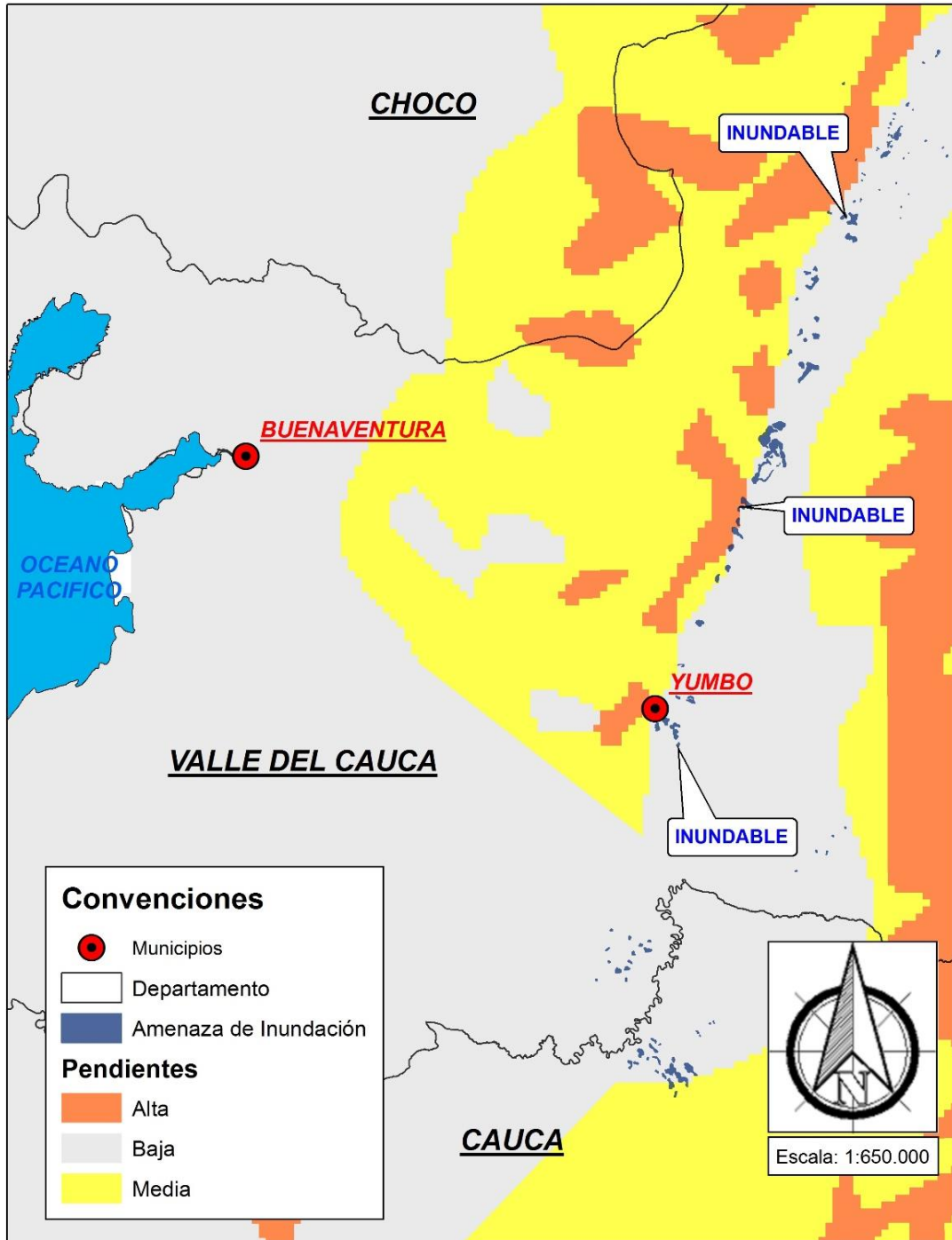
Gráfica 10-10: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables bióticas.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

Variables físicas: En el mapa que se presenta en la Gráfica 10-11 se evidencia que las áreas de inundación están relacionadas con el Valle del Río Cauca al oriente del nodo Yumbo. Respecto a las pendientes se puede indicar que entre Buenaventura y Yumbo se registran niveles bajos y medios en la mayoría de las zonas con excepción de algunas zonas aledañas al nodo Yumbo que se consideran de pendiente alta.

Gráfica 10-11: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables físicas.

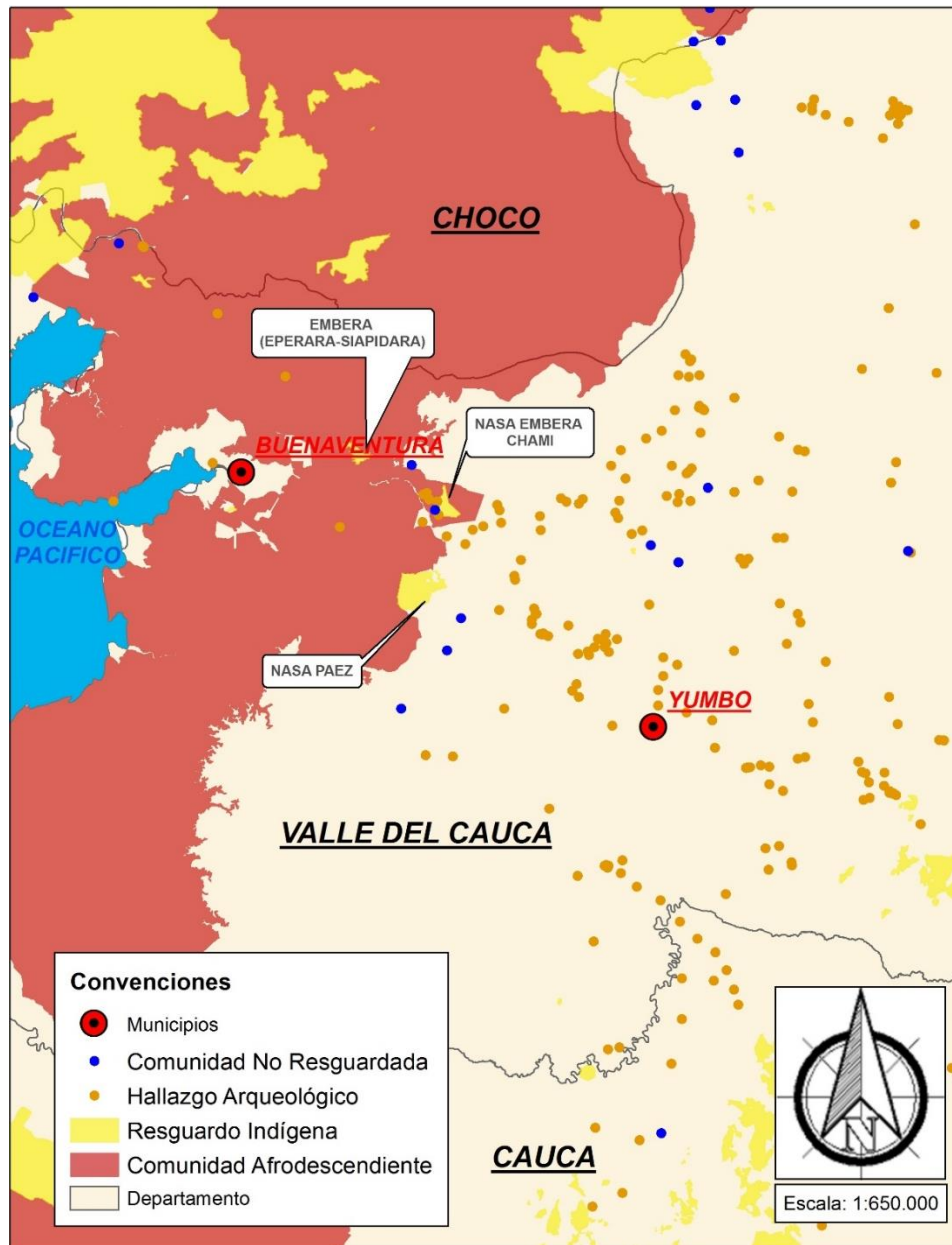


Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

Variables sociales: En el mapa se observa que la ciudad de Buenaventura está rodeada de áreas de Comunidad Afrodescendiente (ver Gráfica 10-12). Por otro lado, a lo largo del mapa se encuentran áreas de Resguardo Indígena, en particular se observa la presencia de los resguardos Embera (Eperara-Siapidara), Nasa Embera Chami y Nasa Paez.

En cuanto a las comunidades no resguardadas se puede observar que algunas de ellas se ubican entre los puntos Buenaventura y Yumbo. Finalmente, respecto a los hallazgos arqueológicos, se observa una concentración de registros al noroccidente del nodo Yumbo que podrían quedar ubicados en el área del proyecto según se defina.

Gráfica 10-12: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables sociales.



Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

11 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- A fin de seguir abasteciendo suficientemente la demanda proyectada de los departamentos del Tolima y Huila, se requiere la ampliación de la capacidad de transporte del tramo Mariquita-Gualanday para el año 2020, mediante la construcción de un loop de diámetro 6”.
- También se precisa instalar capacidad de compresión con potencia 500 hp en el tramo El Porvenir-Apiay, en cercanías del municipio de Barranca de Upía, a fin de aumentar la capacidad de transporte y abastecer la demanda proyectada en la región. La ampliación de la capacidad de transporte ya fue prevista por la empresa transportadora de gas natural que opera el gasoducto existente.
- Respecto a la previsión de que no se incorporen en los próximos siete años nuevos campos de producción y aumente suficientemente la oferta nacional de gas natural, para el año 2023 se prevé la necesidad de una segunda entrada de gas natural importado. En razón a menores costos de infraestructura y proporcionar mayor confiabilidad al sistema, es conveniente que se construya un terminal en el Puerto de Buenaventura con capacidad de regasificación no inferior a 400 MPCD y almacenamiento de 171 mil m3 de GNL. No obstante, es necesario que próximamente se revise la posibilidad de que campos ahora en exploración incorporen oportunamente nuevas reservas de gas natural viables de explotar, y así modificar la decisión de construir el mencionado terminal.
- Frente a la necesidad de ampliar la capacidad de transporte de gas natural entre la Costa Atlántica y el interior del país, los análisis de confiabilidad y financieros presentados respaldan la conveniencia de que se construya un gasoducto que interconecte los nodos de Jobo – Medellín – Mariquita y Bogotá. También la ampliación de la capacidad de transporte entre Jobo y Filadelfia (Sucre), con un loop de diámetro 15”.
- En relación a la vulnerabilidad de los sistemas energéticos frente a fenómenos climáticos, deben continuarse los análisis para estimar escenarios de evolución hidrológica a los que podría estar expuesto el país en las siguientes décadas e incorporarlos en las proyecciones de la operación del Sistema Interconectado Nacional eléctrico y de sus efectos sobre el sector gas natural.
- La información proporcionada por los agentes indica diferencias en la estimación y gestión que hacen los operadores de los sistemas de transporte y de los campos de producción, frente al riesgo de falla en los elementos de su infraestructura. Se precisa entonces que se trabaje en establecer una metodología y aplicación uniforme para cuantificar el riesgo, así como para gestionarlo (incluyendo variables físicas, sociales y ambientales). Así mismo, se debe trabajar en un sistema de información que unifique y valide los datos característicos del sector gas natural.

ANEXO 1

Tabla A1-1 Resultados de la regresión para establecer la función de costos de construcción de gasoductos

Resumen

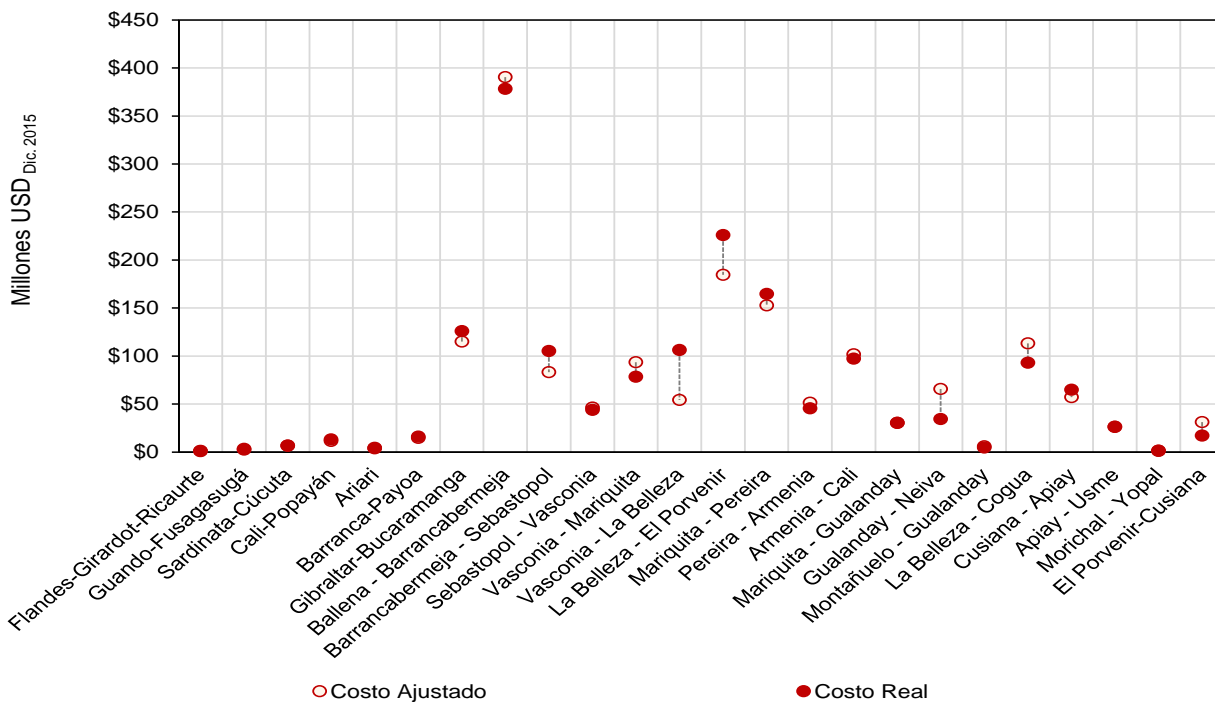
Estadísticas de la regresión

Coefficiente de correlación múltiple	0.9566
Coefficiente de determinación R ²	0.9151
R ² ajustado	0.9070
Error típico	0.3096
Observaciones	24

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepto (Ln A)	2.8676	0.2101	13.6471	6.56144E-12	2.4306	3.3046	2.4306	3.3046
α (índice topográfico)	1.8832	0.8923	2.1106	0.046976129	0.0276	3.7389	0.0276	3.7389
β (Diámetro : D/1+0,1D)	0.5518	0.0383	14.4168	2.30579E-12	0.4722	0.6314	0.4722	0.6314

Análisis de la Varianza	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	21.7061	10.8531	113.2020	5.6563E-12
Residuos	21	2.0133	0.0959		
Total	23	23.7194			

Gráfica A1-2: Comparación valores reales y ajustados de la regresión



Fuente: CREG y UPME

ANEXO 2

Tabla A2-1 Valor esperado de la demanda no abastecida, a escala regional, alternativa de ampliación NorOrente

	Demanda Regional No Abastecida [MPCD]								Demanda Nacional No Abastecida [MPCD]
	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Noreste (Magdalena Medio)	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2016	2.4	5.0	0.0	1.6	0.0	1.9	7.5	0.6	19.1
2017	2.2	0.0	0.0	1.7	1.0	2.1	7.7	0.7	15.4
2018	2.4	0.0	0.0	1.7	1.3	2.1	8.2	0.8	16.5
2019	2.4	0.0	0.0	1.7	1.4	2.1	8.0	0.9	16.6
2020	3.7	0.0	0.0	1.9	1.6	3.3	9.6	1.1	21.2
2021	3.0	0.0	0.0	2.4	1.9	3.9	12.2	1.5	25.0
2022	3.0	0.0	0.0	2.8	2.3	4.9	14.0	1.8	28.8
2023	1.7	0.0	0.0	0.1	1.9	2.6	0.0	0.6	6.9
2024	1.7	0.1	0.0	0.1	2.1	1.7	0.0	0.4	6.0
2025	1.8	0.1	0.0	0.7	6.5	7.7	0.8	1.4	18.9
2026	2.5	0.1	0.0	1.0	11.3	10.8	0.9	2.0	28.6
2027	4.7	0.2	0.0	0.9	11.7	11.0	0.9	2.2	31.6
2028	7.6	0.4	0.0	0.7	12.6	8.1	1.0	2.4	32.7
2029	15.0	0.4	0.1	0.8	14.1	8.7	1.0	2.6	42.8
2030	21.4	0.5	0.1	0.8	15.0	9.7	1.0	2.8	51.4
2031	18.2	0.6	0.1	0.8	14.1	10.3	1.0	2.8	48.0
2032	21.0	0.7	0.1	0.8	13.9	9.0	1.0	2.7	49.1
2033	23.6	0.7	0.1	0.8	13.8	7.7	1.0	2.7	50.4
2034	28.0	0.8	0.2	0.8	13.9	7.4	1.0	2.7	54.8
2035	31.5	0.8	0.2	0.9	14.1	7.4	1.1	2.8	58.8
2036	32.6	0.9	0.2	0.9	14.1	7.5	1.1	2.8	60.0
2037	34.4	0.9	0.2	0.9	14.4	7.6	1.1	2.8	62.2
2038	35.9	0.9	0.2	0.9	14.7	7.6	1.1	2.9	64.2
2039	40.0	0.9	0.2	0.9	15.2	7.7	1.1	3.0	68.9
2040	43.5	0.9	0.2	0.9	15.5	7.9	1.1	3.1	73.2

Fuente: UPME

Tabla A2-2 Valor esperado de la demanda no abastecida, a escala regional, alternativa Gasoducto NorOccidente

	Demanda Regional No Abastecida [MPCD]								Demanda Nacional No Abastecida [MPCD]
	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Noreste (Magdalena Medio)	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2017	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2021	0.4	0.0	0.0	0.4	1.7	0.0	3.6	0.4	6.5
2022	0.4	0.0	0.0	0.5	1.8	0.0	3.9	0.4	7.0
2023	0.4	0.0	0.0	0.1	1.9	0.0	0.0	0.4	2.7
2024	0.4	0.0	0.0	0.1	2.1	0.0	0.0	0.4	2.9
2025	0.4	0.0	0.0	0.1	2.2	0.0	0.0	0.4	3.1
2026	0.5	0.0	0.0	0.1	2.3	0.0	0.0	0.4	3.4
2027	0.5	0.1	0.0	0.1	2.4	0.0	0.1	0.4	3.6
2028	1.1	0.1	0.0	0.1	2.5	0.0	0.3	0.5	4.5
2029	5.2	0.2	0.0	0.1	2.8	0.0	0.6	0.7	9.6
2030	8.7	0.4	0.1	0.1	3.6	0.0	0.9	1.1	14.8
2031	3.5	0.5	0.1	0.1	3.6	0.0	0.8	1.2	9.8
2032	4.5	0.7	0.1	0.1	4.3	0.0	0.9	1.4	11.9
2033	5.7	0.7	0.1	0.1	5.2	0.0	1.0	1.5	14.4
2034	9.4	0.8	0.2	0.2	6.3	0.0	1.0	1.8	19.6
2035	12.4	0.8	0.2	0.2	6.9	0.0	1.1	2.0	23.5
2036	13.0	0.9	0.2	0.2	7.2	0.0	1.1	2.1	24.6
2037	15.2	0.9	0.2	0.3	7.8	0.0	1.1	2.1	27.5
2038	17.0	0.9	0.2	0.3	8.3	0.0	1.1	2.2	29.9
2039	21.0	0.9	0.2	0.3	9.1	0.0	1.1	2.2	34.7
2040	24.4	0.9	0.2	0.3	9.8	0.0	1.1	2.2	39.0

Fuente: UPME

ANEXO 3

Tabla A3-1 Valor esperado de la demanda no abastecida, a escala regional, alternativa Planta de Regasificación en Cartagena (2)

	Demanda Regional No Abastecida [MPCD]								Demanda Nacional No Abastecida [MPCD]
	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Noreste (Magdalena Medio)	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2016	2.3	5.0	0.0	1.6	0.0	1.9	7.5	0.6	19.1
2017	2.2	0.0	0.0	1.7	1.0	2.1	7.4	0.7	15.4
2018	2.4	0.0	0.0	1.7	1.3	2.1	8.0	0.8	16.5
2019	2.4	0.0	0.0	1.7	1.4	2.1	7.8	0.9	16.6
2020	3.7	0.0	0.0	1.9	1.6	3.3	9.6	1.1	21.2
2021	3.0	0.0	0.0	2.4	1.9	3.9	12.2	1.5	25.0
2022	3.0	0.0	0.0	2.8	2.3	4.9	14.0	1.8	28.8
2023	3.4	0.0	0.0	3.8	3.7	6.3	15.1	2.2	34.7
2024	1.9	0.1	0.0	4.6	9.1	6.0	15.7	2.6	40.1
2025	1.8	0.1	0.0	4.6	20.9	6.2	14.9	2.6	51.1
2026	2.1	0.1	0.0	4.7	25.1	6.4	15.5	2.7	56.7
2027	4.1	0.2	0.0	4.9	26.3	6.5	15.8	2.8	60.6
2028	6.9	0.4	0.0	5.0	27.3	6.6	16.4	2.9	65.5
2029	12.7	0.4	0.1	5.1	28.4	6.8	17.6	3.0	74.1
2030	17.4	0.5	0.1	5.2	28.9	6.9	18.3	3.1	80.5
2031	13.7	0.6	0.1	5.3	28.2	7.1	17.6	3.2	75.7
2032	15.7	0.7	0.1	5.4	27.8	7.2	17.3	3.3	77.5
2033	17.7	0.7	0.1	5.5	27.5	7.3	17.5	3.3	79.7
2034	21.6	0.8	0.2	5.5	27.3	7.4	17.9	3.4	84.0
2035	24.4	0.8	0.2	5.6	27.3	7.5	18.3	3.5	87.5
2036	24.8	0.9	0.2	5.7	27.2	7.5	18.3	3.5	88.0
2037	26.4	0.9	0.2	5.7	27.4	7.6	18.3	3.5	90.1
2038	28.0	0.9	0.2	5.8	27.5	7.7	18.3	3.6	91.9
2039	31.4	0.9	0.2	5.8	27.9	7.7	18.5	3.6	96.0
2040	34.1	0.9	0.2	5.9	28.3	7.7	18.9	3.7	99.6

Tabla A3-2 Valor esperado de la demanda no abastecida, a escala regional, alternativa Planta de Regasificación en Buenaventura

	Demanda Regional No Abastecida [MPCD]								Demanda Nacional No Abastecida [MPCD]
	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Noreste (Magdalena Medio)	NorOeste	SurOeste	Tolima Huila	
2016	2.4	5.0	0.0	1.6	0.0	1.9	7.5	0.6	19.1
2017	2.2	0.0	0.0	1.7	1.0	2.1	7.7	0.7	15.4
2018	2.4	0.0	0.0	1.7	1.3	2.1	8.2	0.8	16.5
2019	2.4	0.0	0.0	1.7	1.4	2.1	8.0	0.9	16.6
2020	3.7	0.0	0.0	1.9	1.6	3.3	9.6	1.1	21.2
2021	3.0	0.0	0.0	2.4	1.9	3.9	12.2	1.5	25.0
2022	3.0	0.0	0.0	2.8	2.3	4.9	14.0	1.8	28.8
2023	1.7	0.0	0.0	0.1	1.9	2.6	0.0	0.6	6.9
2024	1.7	0.1	0.0	0.1	2.1	1.7	0.0	0.4	6.0
2025	1.8	0.1	0.0	0.7	6.5	7.7	0.8	1.4	18.9
2026	2.5	0.1	0.0	1.0	11.3	10.8	0.9	2.0	28.6
2027	4.7	0.2	0.0	0.9	11.7	11.0	0.9	2.2	31.6
2028	7.6	0.4	0.0	0.7	12.6	8.1	1.0	2.4	32.7
2029	15.0	0.4	0.1	0.8	14.1	8.7	1.0	2.6	42.8
2030	21.4	0.5	0.1	0.8	15.0	9.7	1.0	2.8	51.4
2031	18.2	0.6	0.1	0.8	14.1	10.3	1.0	2.8	48.0
2032	21.0	0.7	0.1	0.8	13.9	9.0	1.0	2.7	49.1
2033	23.6	0.7	0.1	0.8	13.8	7.7	1.0	2.7	50.4
2034	28.0	0.8	0.2	0.8	13.9	7.4	1.0	2.7	54.8
2035	31.5	0.8	0.2	0.9	14.1	7.4	1.1	2.8	58.8
2036	32.6	0.9	0.2	0.9	14.1	7.5	1.1	2.8	60.0
2037	34.4	0.9	0.2	0.9	14.4	7.6	1.1	2.8	62.2
2038	35.9	0.9	0.2	0.9	14.7	7.6	1.1	2.9	64.2
2039	40.0	0.9	0.2	0.9	15.2	7.7	1.1	3.0	68.9
2040	43.5	0.9	0.2	0.9	15.5	7.9	1.1	3.1	73.2

ANEXO 4

Tabla A4-1 Función de tiempo para flujo comprometido (adimensional)

Nombre	Función de tiempo	Nombre	Función de tiempo
Ballena-Intercor	0,1895	Cogua-Briceño	0,1948
Intercor-Hato Nuevo	0,1895	Briceño-Tocancipa	0,1948
Hato Nuevo-Urumita	0,1896	Briceño-Bogotá	0,1948
Urumita-Valledupar	0,1896	Bogotá-Mosquera	0,1948
Valledupar-Agustin Codazzi	0,1903	Mosquera-Facatativa	0,1948
Agustin Codazzi-Casacara	0,1903	Mosquera-Soacha	0,1948
Casacara-Boqueron	0,1903	Aguazul-Monterrey	0,1857
Boqueron-Curumaní	0,1903	Monterrey-Barranca de Upía	0,1857
Curumaní-Pailitas	0,1902	Barranca de Upía-Cumaral	0,1860
Pailitas-La Mata	0,1902	Cumaral-APIAY	0,1856
La Mata-Aguachica	0,1899	APIAY-Granada	0,1856
Aguachica-San Alberto	0,1899	APIAY-Villavicencio	0,1856
San Alberto-San Rafael	0,1974	Villavicencio-Usme	0,1865
San Rafael-Merielectrica	0,1974	Floreña-Yopal	0,2031
Merielectrica-CIB1	0,1974	Morichal-Yopal	0,2031
CIB1-CIB2	0,1854	Yopal-Termoyopal - Morro	0,1854
CIB1-Bucaramanga	0,2095	Mariquita-Padua	0,1910
Toledo-Bucaramanga	0,1880	Padua-Herveo	0,1910
Tibú-Cúcuta	0,2031	Herveo-Manizales	0,1910
CIB2-Merielectrica	0,1891	Manizales-Pereira	0,2085
CIB2-Sebastopol	0,1891	Pereira-Zarzal	0,1998
Sebastopol-Termocentro	0,1856	Zarzal-Armenia	0,2127
Termocentro-Termosierra	0,1856	Zarzal-Tuluá	0,1999
Termosierra-Vasconia 2	0,1856	Tuluá-Cerrito	0,2048
Sebastopol-Cisneros	0,2217	Cerrito-TermoValle/EmCali	0,2048
Cisneros-Medellín	0,2217	TermoValle/EmCali-Cali	0,1854
Aguazul-Miraflores	0,2381	Buenaventura-Cali	0,2026
Miraflores-Jenesano	0,1886	Cerrito-Palmira	0,1889
Jenesano-Tunja	0,1886	Palmira-Candelaria	0,1889
Tunja-Sogamoso	0,1921	Candelaria-Popayán	0,1889
Tunja-Villa de Leyva	0,1901	Ballena-Riohacha	0,1857
Villa de Leyva-Puente Nacional	0,1871	Riohacha-Palomino	0,1857
Puente Nacional-Santana	0,1890	Palomino-Santa Marta	0,1857
Puente Nacional-Pte. Guillermo	0,1862	Santa Marta-Cienaga	0,2558
Pte. Guillermo-La Belleza	0,1862	Cienaga-Barranquilla-Tebsa	0,2558
Pte. Guillermo-Caldas	0,1948	Barranquilla-Tebsa-Termoflores	0,1854
La Belleza-Caldas	0,1948	TermoFlores-Cartagena	0,1856

Nombre	Función de tiempo
La Belleza-Vasconia 1	0,1861
Vasconia 1-Vasconia 2	0,1854
Vasconia 2-TermoDorada	0,2429
TermoDorada-Mariquita	0,2429
Mariquita-Honda	0,1930
Honda-TermoPiedras	0,1930
TermoPiedras-Ibagué	0,1930
Ibagué-Gualanday	0,1930
Gualanday-Chicoral	0,1930
Guandó-Chicoral	0,2009
Guandó-Fusagasugá	0,2009
Chicoral-Purificación	0,2281
Purificación-Aipe	0,2203
Aipe-Neiva	0,1910
Hobo-Neiva	0,1910
Caldas-Cogua	0,1948

Nombre	Función de tiempo
Cartagena-Mamonal	0,1865
Mamonal-Sincelejo	0,1957
Sincelejo-Corozal	0,1957
Corozal-Carmen de Bolivar	0,1957
Corozal-San Pedro	0,3693
San Pedro-Mompox	0,3693
Sincelejo-Sahagun	0,1866
Sahagun-Monteria	0,1866
Sahagun-Jobo	0,1866
Jobo-Cerromatoso	0,1866
Ciénaga-Fundación	0,2558
El Dificil-Fundación	0,1903
El Dificil-Valledupar	0,1903
El Dificil-Boqueron	0,1903
Villavicencio-TermoOcoa	0,1854