

PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Versión Noviembre 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

Noviembre 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	19
2.1 Coyuntura actual	19
2.2 Prospectiva económica mundial	20
2.3 Prospectiva energética global	23
2.4 Prospectiva global del gas natural	24
2.4.1 Reservas y producción	24
2.4.2 Consumo de gas natural.....	29
2.4.3 Balance oferta - demanda	31
2.5 Mercado del Gas Natural Licuado	35
2.5.1 Actividad de Transporte	36
2.5.2 Actividad de regasificación	36
3 Oferta de Gas Natural.....	38
3.1 Reservas de gas natural	38
3.2 Oferta de gas natural	40
3.3 Declaración de producción de gas natural	41
3.4 Escenarios de oferta de gas natural	48
3.4.1 Sistema Nacional Interconectado	51
3.4.2 Área Yopal	52
3.4.3 Área Cúcuta	53
3.5 Escenarios de incorporación de reservas de gas natural.....	53
4 Escenarios de Demanda de Gas Natural	59
4.1 Marco de Referencia.....	59
4.2 Consumo de gas natural.....	60
4.3 Elasticidad precio - demanda.....	64
4.4 Estimación de demanda de gas natural.....	65
4.5 Proyección demanda gas natural nacional.....	87
5 Balance de gas natural.....	91
5.1 Balances combinando todos los escenarios (2016-23).....	91
5.2 Balance regional con escenario de referencia (2016-2035).....	94

5.3	Balance en zonas aisladas - Escenario de Referencia	97
5.4	Balance con escenario alternativo de demanda.....	99
6	Proyección de Precios de Gas Natural	102
6.1	Proyección de precios internacionales	105
6.2	Estimación de precios de gas natural CIF Colombia.....	107
6.3	Supuestos y metodología de proyección de precios nodales	112
6.4	Resultados de la proyección de precios nacionales de producción de gas natural	113
7	Transporte gas natural.....	116
7.1	Distribución nodal de la oferta	116
7.2	Distribución nodal de la demanda.....	117
7.3	Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado	121
7.4	Resultados del modelo de transporte de gas natural	123
8	Confiabilidad.....	145
8.1	Metodología	145
8.2	Obras propuestas para aumento de la confiabilidad del sistema.....	151
9	EVALUACIÓN ECÓNOMICA DE INFRAESTRUCTURA.....	161
9.1	Función de costos de construcción de gasoductos	161
9.2	Función de costos de compresión	165
9.3	Costos de racionamiento	165
9.3.1	Costos de Interrupción.....	166
9.3.2	Curva de costos de interrupción y de racionamiento a nivel nacional	166
9.3.3	Costos de racionamiento regional y sectorial.....	167
9.4	Evaluación económica para los nuevos proyectos de infraestructura.....	169
9.4.1	Planta de regasificación en Buenaventura	169
9.4.2	Abastecimiento de Cúcuta.....	173
9.4.3	Gasoducto Mariquita-Gualanday	174
9.5	Resumen de obras de infraestructura.....	175
10	IMPLICACIONES AMBIENTALES DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS	177
10.1	Variables presentadas.....	177
10.2	Proyectos considerados	177
10.2.1	Gasoducto Jobo – Medellín – Mariquita – Bogotá D.C.....	178
10.2.2	Gasoducto Gibraltar – Cúcuta.....	183
10.2.3	Gasoducto Buenaventura - Cali	186

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 2-1: Comparación de proyecciones de corto plazo de precios de petróleo.....	20
Gráfica 2-2: Proyección de crecimiento del PIB en el mundo.	22
Gráfica 2-3: Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural 2015.....	25
Gráfica 2-4: Distribución de reservas probadas mundiales de gas natural 2015 [TPC].....	26
Gráfica 2-5: Evolución de la producción mundial de gas natural.....	27
Gráfica 2-6: Distribución de producción mundial de gas natural 2015 [TPC].	28
Gráfica 2-7: Evolución mundial de la relación reservas/producción de gas natural.....	29
Gráfica 2-8: Evolución del consumo de gas natural en el mundo	30
Gráfica 2-9: Distribución del consumo mundial de gas natural año 2015 [TPC].....	30
Gráfica 2-10: Proyección del balance regional oferta – demanda de gas natural.....	31
Gráfica 2-11: Flujos de gas natural en el año 2014 [Giga metros cúbicos].	32
Gráfica 3-1: Evolución histórica de las reservas gas natural en Colombia.....	38
Gráfica 3-2: Proyección de las reservas de gas natural.....	39
Gráfica 3-3: Producción histórica de gas natural, principales campos	40
Gráfica 3-4: Composición declaración de producción 2016-2025.....	42
Gráfica 3-5: Composición Declaración de Producción Ecopetrol 2016-2025	43
Gráfica 3-6: Declaración de Producción de gas natural, Resolución MME 31132 de 2016.....	44
Gráfica 3-7: Declaración de producción por cuenca 2016-2025	45
Gráfica 3-8: Comparación declaraciones de producción de gas natural 2013-2016	47
Gráfica 3-9: Producción de reservas y declaración de producción 2016.....	49
Gráfica 3-10: Cantidades importadas desde Venezuela disponibles para la venta.	50
Gráfica 3-11 Escenarios de oferta de gas natural.....	51
Gráfica 3-12. Oferta gas natural, área Yopal	52
Gráfica 3-13. Oferta de gas natural, área Cúcuta.	53
Gráfica 3-14 Escenarios de Incorporación de reserva de gas natural en Colombia	56
Gráfica 3-15 Perfiles de producción de gas natural	57
Gráfica 4-1 Crecimiento anual histórico y proyectado del PIB e IPC.....	59
Gráfica 4-2 Proyección de crecimiento de la población	60
Gráfica 4-3 Crecimiento medio anual del consumo de gas natural, 2009-15	61
Gráfica 4-4 Consumo histórico de gas natural.....	62
Gráfica 4-5 Generación de electricidad por fuente.....	64
Gráfica 4-6 Crecimiento del número de hogares con servicio de gas natural	68

Gráfica 4-7: Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial.....	69
Gráfica 4-8: Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio.	69
Gráfica 4-9: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial.....	70
Gráfica 4-10 Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.	71
Gráfica 4-11 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico	72
Gráfica 4-12 Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.	72
Gráfica 4-13: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial.....	74
Gráfica 4-14: Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.	74
Gráfica 4-15: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector vehicular.....	76
Gráfica 4-16: Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte vehicular	76
Gráfica 4-17 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico ...	81
Gráfica 4-18 Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario base.	82
Gráfica 4-19 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico....	82
Gráfica 4-20 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero	86
Gráfica 4-21 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.	86
Gráfica 4-22 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.	87
Gráfica 4-23 Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio.....	88
Gráfica 4-24 Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio	89
Gráfica 4-25: Escenarios de demanda nacional de gas natural	90
Gráfica 5-1 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios	92
Gráfica 5-2 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios	93
Gráfica 5-3 Balance nacional S.N.I. Escenario de Referencia	95
Gráfica 5-4 Balance Costa Atlántica, Escenario de Referencia	96
Gráfica 5-5 Balance Interior, Escenario de Referencia	97
Gráfica 5-6 Balance gas natural área de Cúcuta	98
Gráfica 5-7 Balance gas natural área de Yopal	99
Gráfica 6-1 Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y Promedio Nacional	103
Gráfica 6-2 Contratación por Sector de Consumo	104
Gráfica 6-3 Proyección de precios internacionales del gas natural	107

Gráfica 6-4: Posibles rutas marítimas de plantas de licuefacción a nivel mundial al puerto de Cartagena	108
Gráfica 6-5 Precio FOB Trinidad y Tobago (Histórico).....	109
Gráfica 6-6 Precio CIF Colombia – Trinidad y Tobago	110
Gráfica 6-7 Proyección de precios de gas natural	110
Gráfica 6-8 Ejemplo para la metodología de proyección de precios nodales	113
Gráfica 6-9 Proyección de precios de producción nacional de gas natural	115
Gráfica 7-1 Modelo geográfico de análisis nodal del sistema de transporte de gas natural	118
Gráfica 7-2 Estimación de déficit en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.	124
Gráfica 7-3: Proyección de flujo en el tramo Jobo-Sahagún (Córdoba)	125
Gráfica 7-4 Proyección de flujo en el tramo Sincelejo – Cartagena	126
Gráfica 7-5 Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Jobo – Cartagena.	127
Gráfica 7-6 Proyección de flujo en el tramo Cartagena – Barranquilla.....	128
Gráfica 7-7 Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Ciénaga (Magdalena)	129
Gráfica 7-8: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Ballena – Cartagena	130
Gráfica 7-9: Requerimientos en los gasoductos La Belleza – Vasconia y El Porvenir-Apiay	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 7-10 Flujo en los gasoductos El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Vasconia ...	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 7-11 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo El Porvenir – Apiay	134
Gráfica 7-12 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo Mariquita – Gualanday.....	135
Gráfica 7-13: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Ibagué.	136
Gráfica 7-14: Requerimientos de infraestructura de los gasoductos Buenaventura-Yumbo y Yumbo-Mariquita.....	137
Gráfica 7-15: Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo	138
Gráfica 7-16 Proyección de flujo de gas natural entre Yumbo y Cerrito.....	139
Gráfica 7-17 Proyección de flujo de gas natural entre Ballena y Barrancabermeja.....	140
Gráfica 7-18 Requerimientos de infraestructura del gasoducto Ballena - Barrancabermeja ...	141
Gráfica 7-19 Proyección de flujo de gas natural entre Sebastopol y Medellín.....	142
Gráfica 7-20: Requerimientos de infraestructura del gasoducto Sebastopol – Medellín	143
Gráfica 8-1 Anomalías de temperatura en el Océano Pacífico	148
Gráfica 8-2 Indisponibilidad histórica y por cruces subfluviales de los elementos.....	149
Gráfica 8-3: Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, marzo de 2022 [MPCD].	150

Gráfica 8-4 Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de plantas de regasificación.....	152
Gráfica 8-5 Comparación de flujos en tramo Ballena-Barrancabermeja para las dos propuestas de plantas de regasificación	153
Gráfica 8-6 Comparación de flujos en el tramo TermoSierra-Vasconia para las dos propuestas de plantas de regasificación	154
Gráfica 8-7: Comparación de los flujos en el tramo Barranquilla-Cartagena para las dos propuestas de plantas de regasificación.....	155
Gráfica 8-8 Comparación de los flujos en el tramo Santa Marta-Barranquilla para las dos propuestas de plantas de regasificación.....	156
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].	157
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].	158
Gráfica 8-11 Comparación de volumen máximo no abastecido para las alternativas de ubicación de una planta de regasificación en el año 2023.....	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-12 Ampliación NorOriente y gasoductos NorOccidente propuestos.	160
Gráfica 8-13 Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación NorOriente, marzo de 2025 [MPCD].	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-14 Flujo comprometido en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con ampliación Gasoducto NorOccidente, marzo de 2025 [MPCD].	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-15 Características técnicas operativas del gasoducto NorOccidente	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-16 Comparación de los flujos tramo Cartagena-Barranquilla con Gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-17 Comparación de flujos tramo Barranquilla-Ciénaga con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente.....	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-18 Comparación de flujos tramo Ballena-Barrancabermeja con gasoducto NorOccidente y ampliación NorOriente	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-19 Comparación de los flujos en los tramos de la propuesta de Gasoducto NorOccidente	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 8-20 Comparación del valor esperado de la demanda no abastecida para las dos propuestas de infraestructura de transporte	¡Error! Marcador no definido.
Gráfica 9-1. Perfiles topográficos de algunos gasoductos considerados	162
Gráfica 9-2 Costos de construcción de gasoductos en función de su diámetro y topografía del terreno, para una longitud de 100 km	164
Gráfica 9-3: Costos de Compresión.....	165
Gráfica 9-4 Componentes del costo de racionamiento	167

Gráfica 9-5 Proyección del costo de racionamiento promedio a nivel nacional. [Precios de DiC de 2015]	168
Gráfica 10-1: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Mapa político.....	178
Gráfica 10-2: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables bióticas.....	180
Gráfica 10-3: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables físicas.....	181
Gráfica 10-4: Gasoducto Jobo a Bogotá D.C. – Variables sociales.....	182
Gráfica 10-5: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Mapa político.....	183
Gráfica 10-6: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables bióticas.....	184
Gráfica 10-7: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables físicas.....	185
Gráfica 10-8: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables sociales.....	186
Gráfica 10-9: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Mapa político.....	187
Gráfica 10-10: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables bióticas.....	188
Gráfica 10-11: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables físicas.....	189
Gráfica 10-12: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables sociales.....	190

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1: Principales resoluciones de gas natural.....	16
Tabla 2-1: Evolución económica regional.....	20
Tabla 2-2: Evolución de las principales economías del mundo.....	21
Tabla 2-3: Proyección del consumo energético mundial según fuentes.....	23
Tabla 2-4: Proyección del consumo energético mundial según regiones.....	23
Tabla 2-5: Comercio internacional de gas natural licuado, año 2014.....	33
Tabla 2-6: Comercio internacional de gas natural vía gasoducto, año 2014.....	34
Tabla 2-7: Capacidad internacional de licuefacción de gas natural, año 2014-2015.....	35
Tabla 2-8 : Capacidad internacional de regasificación de gas natural, año 2013.....	37
Tabla 3-1: Distribución de los campos de producción según cuencas.....	43
Tabla 3-2 Mayores productores de gas natural, de acuerdo a la Declaración de Producción de Gas Natural año 2016.....	46
Tabla 4-1 Consumo regional de gas natural, año 2015	62
Tabla 7-1: Distribución nodal de la oferta de gas natural (promedio año 2015)	117
Tabla 7-2: Distribución nodal de la demanda de gas natural (promedio año 2015).....	118

Tabla 7-3 Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, julio de 2014.....	122
Tabla 8-1 Indisponibilidades de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 9-1. Proyectos considerados para estimación de costos de construcción de gasoductos.....	161
Tabla 9-2. Valores utilizados para estimar la función de costos de construcción de gasoductos	164
Tabla 9-3. Magnitudes utilizadas de costos de racionamiento a nivel regional y sectorial	168
Tabla 9-4. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura.....	170
Tabla 9-5 Costos asociados de infraestructura para las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (2) y Buenaventura	171
Tabla 9-6. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de las ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 9-7. Costos asociados de infraestructura para las alternativas de ampliaciones por el NorOriente y el Gasoducto NorOccidente.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 9-8. Comparación de costos de racionamiento asociados y ampliación de infraestructura tramo Mariquita – Gualanday	175
Tabla 9-9 Comparación de costos de infraestructura con viabilidad financiera.....	176
Tabla 10-1: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Jobo - Bogotá D.C.....	179
Tabla 10-2: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Gibraltar – Cúcuta.....	184
Tabla 10-3: Corporaciones Autónomas Regionales en el área de análisis del proyecto Buenaventura - Yumbo.....	187

INTRODUCCION

Con la expedición del Decreto 2345 de 2015, se presenta una evolución fundamental en la planeación y ejecución de la infraestructura del servicio público domiciliario de gas natural e inicia el desarrollo de los proyectos de confiabilidad y de abastecimiento que se identifican como necesarios para asegurar la continuidad y seguridad en el suministro de gas natural en el país. Así, el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, recomienda al Ministerio de Minas y Energía los proyectos que la Unidad de Planeación Minero Energética identifica como necesarios para ejecutar en los próximos 5 años con el objeto de lograr los objetivos señalados en el Decreto mencionado.

El presente Plan se elabora en una coyuntura delicada para el sector energético colombiano 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 gas natural de corto y mediano plazo.

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 este energético, 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 la del 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. Así mismo, 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 y oportunas 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.

El Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural aquí presentado, constituye un instrumento de planeación que proporciona una evaluación 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.

En la elaboración del Plan Transitorio de Abastecimiento se ha contado con la mejor información disponible en las diferentes variables utilizadas. Aun así, persisten incertidumbres, tanto en oferta como en demanda, que dificultan la labor de planeamiento y aconsejan, en unos casos, anticipar decisiones respecto a los proyectos que se consideran fundamentales para la seguridad del suministro, como la Planta de Regasificación del Pacífico, y en otros casos, continuar el estudio de proyectos interesantes para el mediano plazo como la expansión Noroccidental del Sistema de Transporte.

Con base en lo anterior, así como en los comentarios recibidos a las dos versiones preliminares, el Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural recomienda las obras que deben ejecutarse y entrar en operación en los próximos cinco años para asegurar el abastecimiento de gas en el mediano plazo en el país y para viabilizar el transporte del gas proveniente de las nuevas y futuras fuentes de suministro. De esta forma, los proyectos propuestos buscan asegurar el abastecimiento pleno en todos los nodos del Sistema Nacional de Transporte e incluyen: i) La Planta de Regasificación del Pacífico y toda la infraestructura requerida para transportar dicho gas al Suroccidente y resto del país; ii) la infraestructura necesaria para asegurar el transporte de gas proveniente de los nuevos hallazgos del Valle Inferior del Magdalena y de la Planta de Regasificación de la Costa Atlántica; y iii) los refuerzos de transporte necesarios para asegurar el transporte de gas a los departamentos de Huila, Tolima y Cauca.

Los proyectos de infraestructura identificados para el mediano plazo, tales como el nuevo corredor de Transporte del Noroccidente y los refuerzos del sistema de transporte del Nororiente, que contribuyen esencialmente al incremento de la confiabilidad del servicio, continuarán siendo analizados de acuerdo con la evolución de la oferta y la demanda, de nuevas alternativas de confiabilidad y con la definición de las metas de confiabilidad que se establezcan.

Conviene señalar que cada uno de los proyectos que se recomiendan para los próximos cinco años incluye el correspondiente análisis de beneficios, el cual finalmente depende de la evolución de la demanda y de su distribución espacial.

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.

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 de 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 y señala que *“En el lapso comprendido entre la expedición del presente Decreto (Decreto 2345 de 2015), y la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar un Plan Transitorio de Abastecimiento, en el cual se incluyan los proyectos para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo”*.

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 Costo oportunidad gas dejado de exportar: Res. CREG 041 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	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.			

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
	<p>Restricciones a la integración vertical: Res. CREG 057 de 1996</p> <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>	Res. CREG 105 de 2015.		
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>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>Código de distribución de gas combustible:</p>	Res. CREG 100 de 2013	<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>
		<p>Cargos de distribución y comercialización:</p>		

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
	Res. CREG 067 de 1995 Res. CREG 127 de 2013	Res. CREG 202 de 2013		

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, elementos que están generando afectaciones en el mercado global de los hidrocarburos.

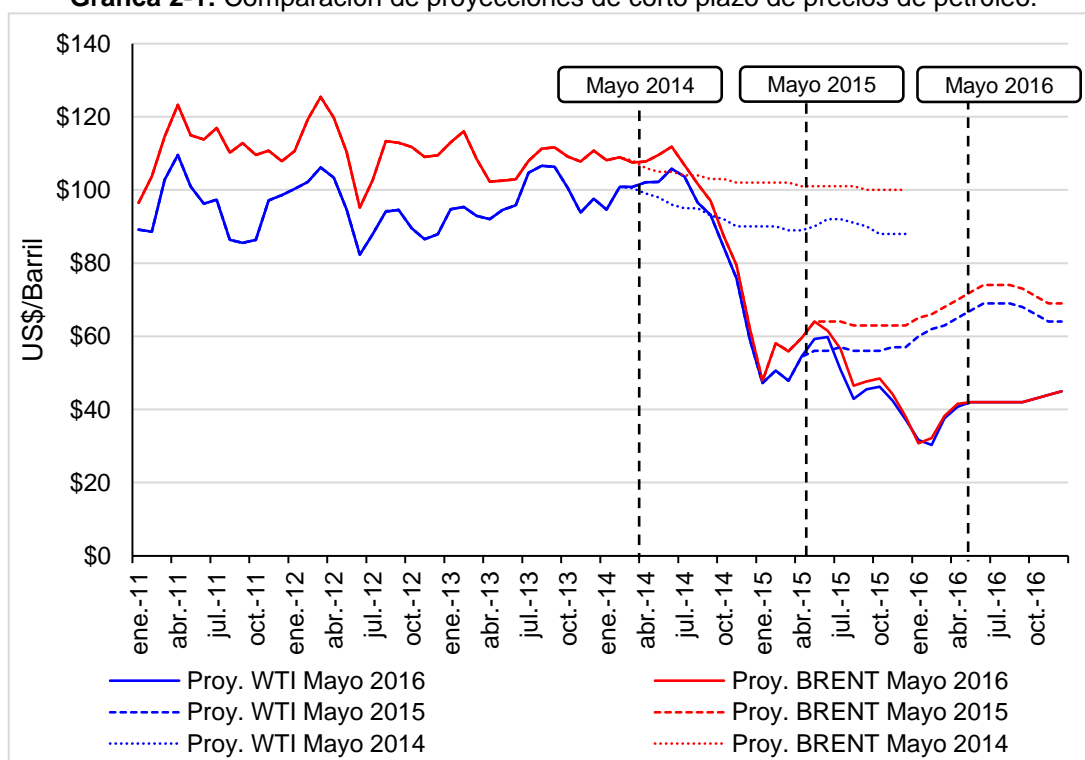
Las proyecciones sobre la creciente oferta de hidrocarburos en Norteamérica y las expectativas de una demanda menor a la esperada hace algunos años para China e India, han exigido a los mercados de hidrocarburos a que se ajusten vía precios desde mediados de 2014. Lo anterior, junto con la competencia 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 resultado la presencia de países ganadores y otros perdedores.

El conjunto de causas antes mencionadas originaron una especie de 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.

Existe cierto consenso entre los analistas en que la recuperación de los bajos precios del petróleo podría darse cerca del 2018, y que en el 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.

1 Organización para la Cooperación y el Desarrollo

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



Fuente: EIA 2016; Cálculos: UPME.

2.2 Prospectiva económica mundial

La EIA² 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%
<i>Europa</i>	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%
<i>Asia Oceanía</i>	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%
<i>Euro-Asia</i>	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%
<i>Asia</i>	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%
<i>África</i>	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%
<i>Latinoamérica</i>	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%
<i>Medio Oriente</i>	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%

2 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
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).

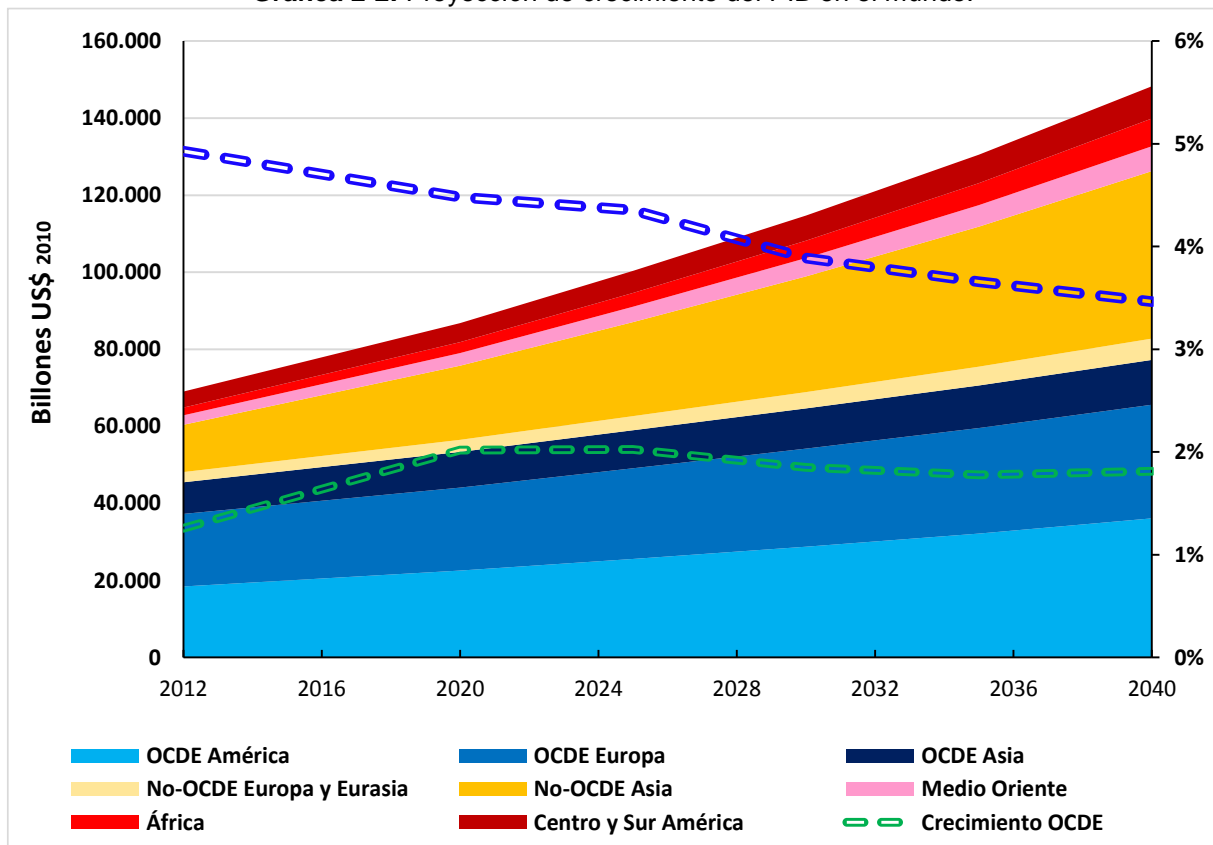
Tabla 2-2: Evolución de las principales economías del mundo.

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
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

Posición	2014		2030		2050	
	País	GDP*	País	GDP*	País	GDP*
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%
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-asía</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, biomasas, etc.).

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 a su mayor disponibilidad en un creciente mercado internacional de gas natural licuado a precios menores, producto de 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 permita el desarrollo de los nuevos recursos ahora considerados no convencionales.

2.4 Prospectiva global del gas natural

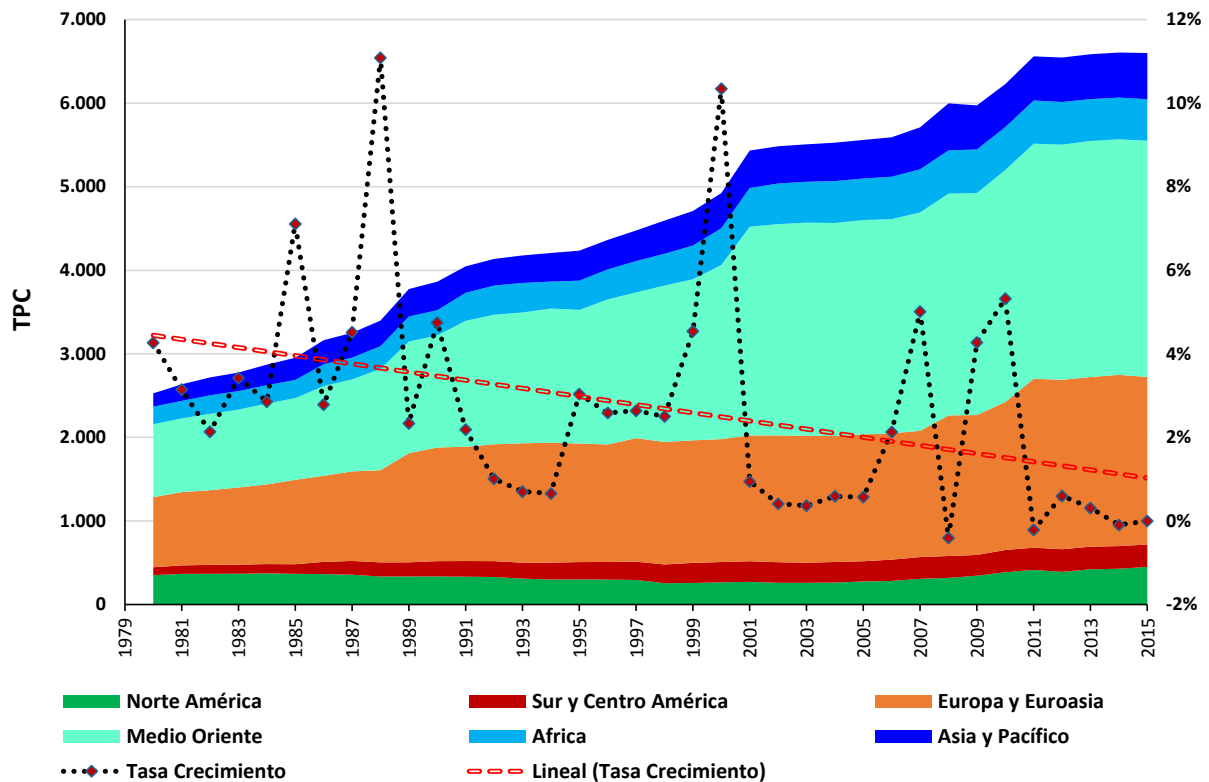
2.4.1 Reservas y producción

Una mirada a la evolución histórica de las reservas probadas de gas natural mundial señala que, durante el período comprendido entre 1980 y el 2015, las reservas probadas crecieron a una tasa de 3.8% promedio año, pasando de 2,527 TPC³ a 6,600 TPC. De este volumen, aproximadamente el 80% se localiza en 10 países. Además de que tales reservas han aumentado, lo han hecho a una tasa cada vez menor (ver Gráfica 2-3).

3 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

Gráfica 2-3: Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural 2015



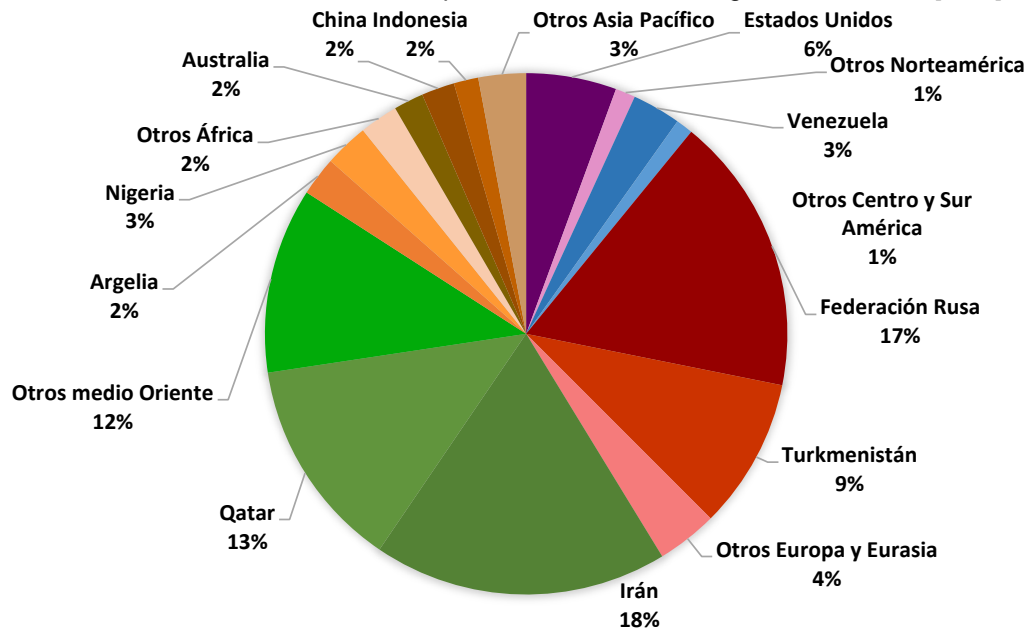
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016. Cálculos UPME.

La región de Medio Oriente dispone del mayor volumen de reservas probadas con 2,826 TPC y una participación del 42.8% de las reservas a nivel mundial. Le sigue en su orden la región de Europa y Euroasia con un volumen de 2,005 TPC. El tercer lugar es ocupado por la región de Asia-Pacífico que cuenta con 526 TPC, luego Norte América con 450 TPC y la región de Sudamérica, con un volumen de reservas probadas de 268.1 TPC.

Rusia posee las mayores reservas probadas de gas natural en el mundo, con cerca de 1,139.6 TPC, que representan aproximadamente una cuarta parte del total y se encuentran en Siberia. Por su parte, Irán ocupa la segunda posición con reservas probadas de aproximadamente 1,201 TPC.

Qatar dispone de aproximadamente 866.2 TPC de reservas probadas, ubicándose en el tercer lugar con un 19.7% 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 617.3 TPC, que equivalen al 9.4% de las reservas totales, y en la quinta posición se encuentra Estados Unidos con 367.7 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 2015 [TPC].



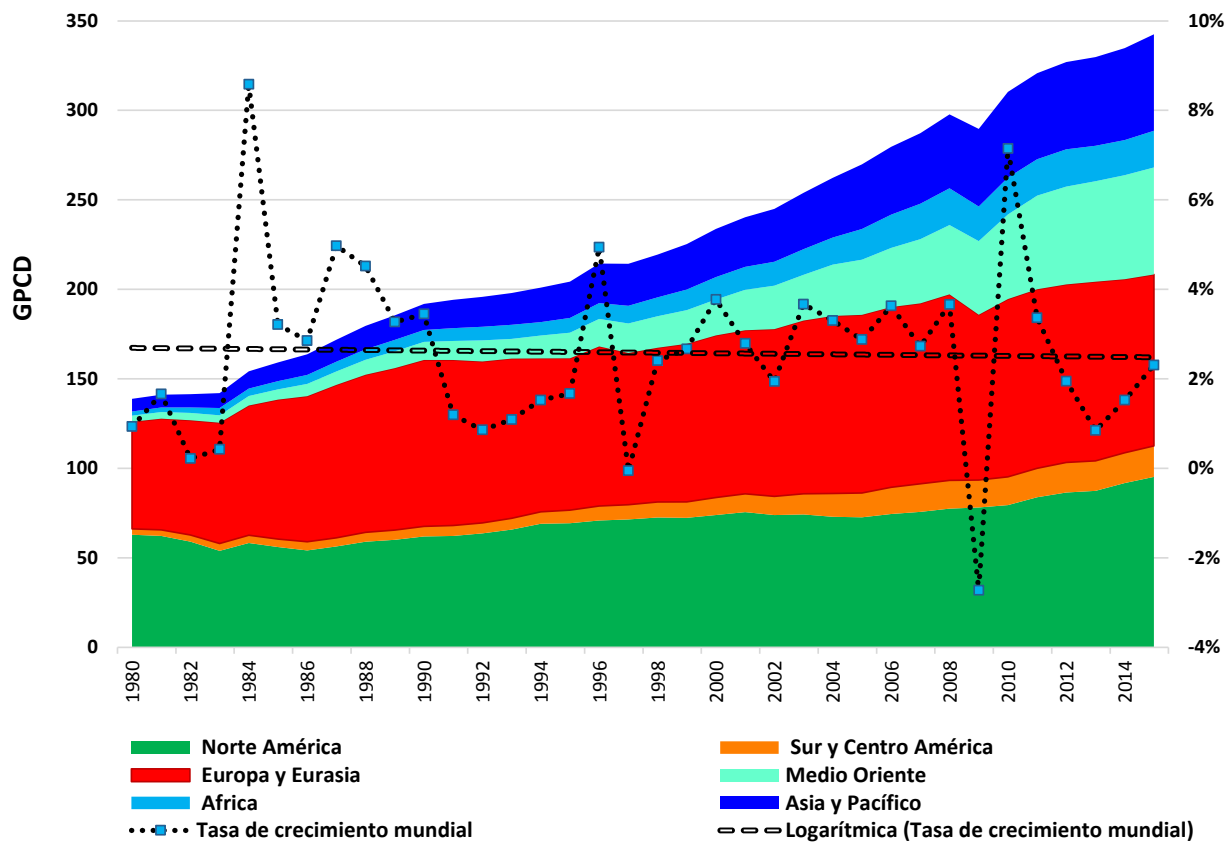
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016. Cálculos UPME.

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 del mismo.

Una mirada a la evolución histórica de la producción de gas natural señala que, durante el período comprendido entre 1980 y el 2015, la producción mundial de gas natural pasó de 138.8 GPCD a 342.5 GPCD, lo que representa un aumento del 147%, y una tasa de crecimiento promedio año de 2.6% en el horizonte de análisis. Regionalmente, la de mayor tasa de crecimiento es la de Medio Oriente con 8.5% promedio año, seguida de África con 6.4% y en tercer lugar se encuentra Asia Pacífico con 6%. (Ver Gráfica 2-5).

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



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016. Cálculos UPME.

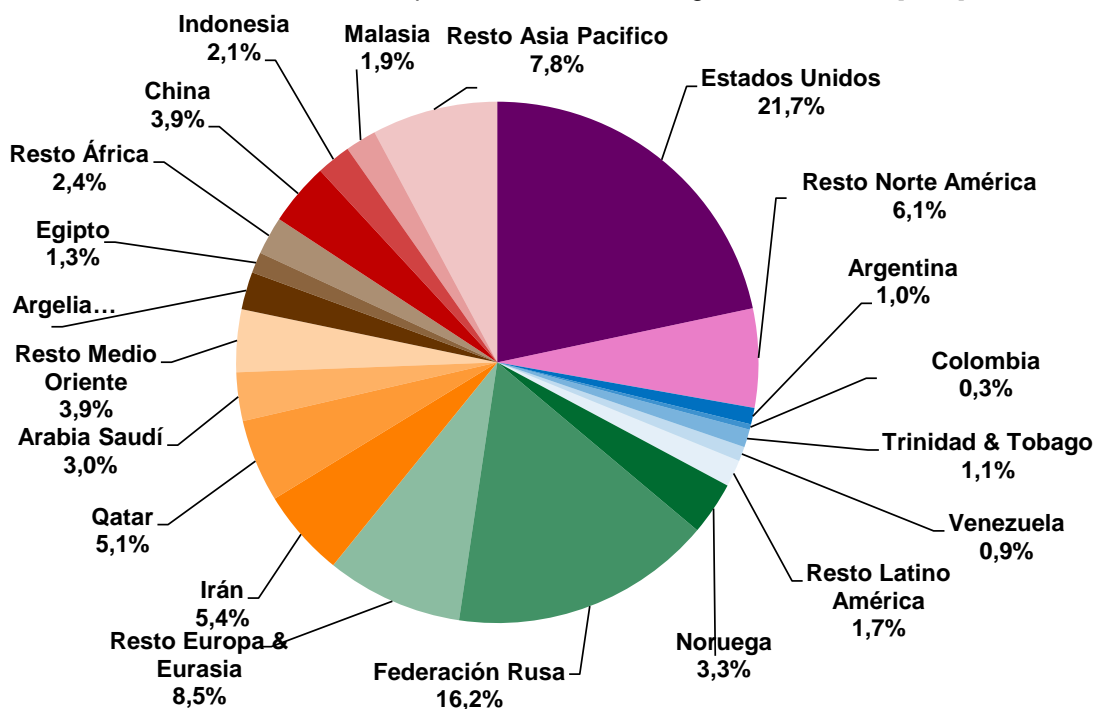
La región Centro y Sur América ha alcanzado un crecimiento de producción del 4.9% promedio año, en tanto que la de Europa y Eurasia lograron el 1.4%. Norteamérica ostenta un 1.2%, pese a los esfuerzos que desde 2008 viene realizando Estados Unidos para incrementar su oferta de gas natural.

Durante el año 2015 la producción mundial de gas natural se incrementó 2.3% respecto del 2014, pasando de 334.8 GPCD a 342.5 GPCD, la cual fue impulsada por el aumento de producción en Estados Unidos y la Federación Rusa, con 74.2 GPCD y 55.5 GPCD respectivamente.

Las regiones de Europa y Euroasia fueron las de mayor producción, con un volumen de producción de 95.8 GPCD, lo que significó una disminución del 0.67% respecto a 2014. Le siguieron en su orden: la región de Norte América, que presentó un volumen de 95.2 GPCD; luego la región de Medio Oriente, que alcanzó una producción de 59.8 GPCD; Asia-Pacífico, que produjo 53.9 GPCD; y la región de África, que mostró una leve aumento, ubicándose en 20.5 GPCD.

Así mismo, la región Sudamérica tuvo una producción de 17.3 GPCD, un punto porcentual más que 2014. En América Latina y el Caribe los mayores productores fueron Trinidad y Tobago, Argentina y Venezuela con 3.8 GPCD, 3.5 GPCD y 3.1 GPCD, respectivamente (ver Gráfica 2-6).

Gráfica 2-6: Distribución de producción mundial de gas natural 2015 [TPC].



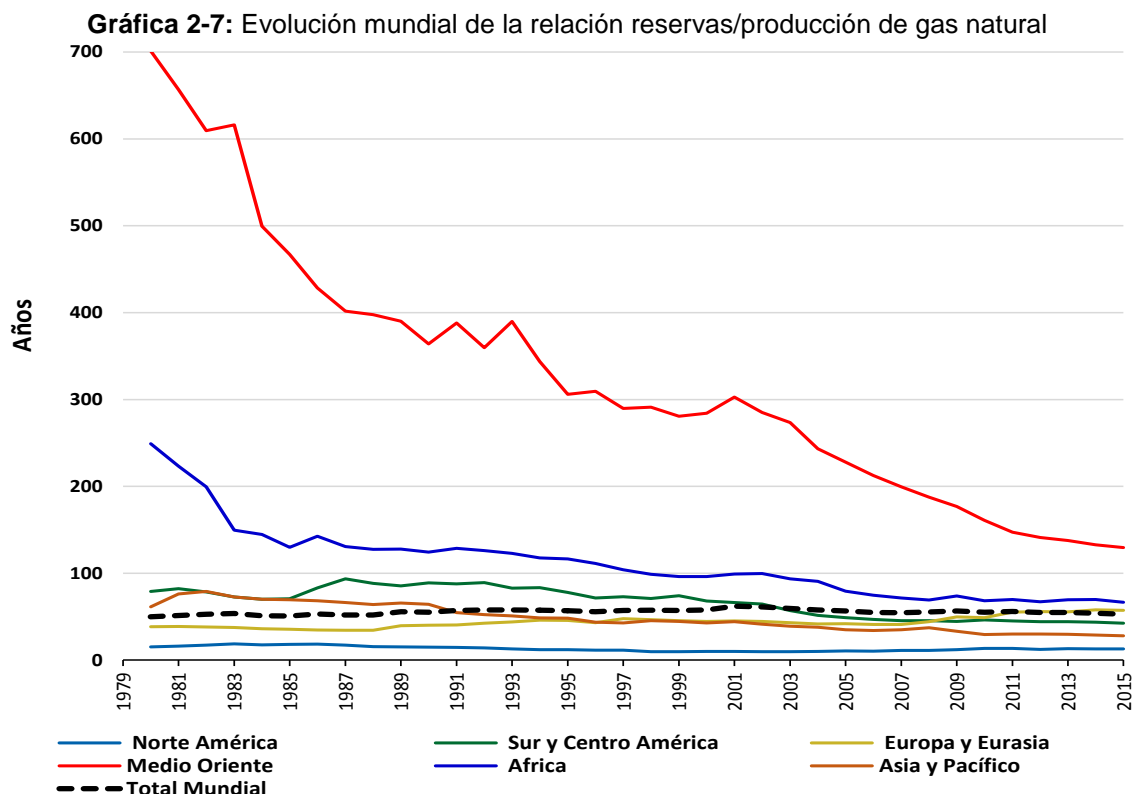
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016. Cálculos: UPME.

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. Para el año 2015 este valor alcanzaba una magnitud de 52.8 años, siendo notable que en Medio Oriente este valor supera los 130 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 período comprendido entre 1980-1990, que se mantiene en continua disminución hasta el 2010. Luego de esta fecha se mantiene constante, y alcanza un valor cercano a 68 años. La región de Centro y Sur América tienen una relación Reservas /Producción que se mantiene alrededor de los 44 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 57.4 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



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016. Cálculos: UPME.

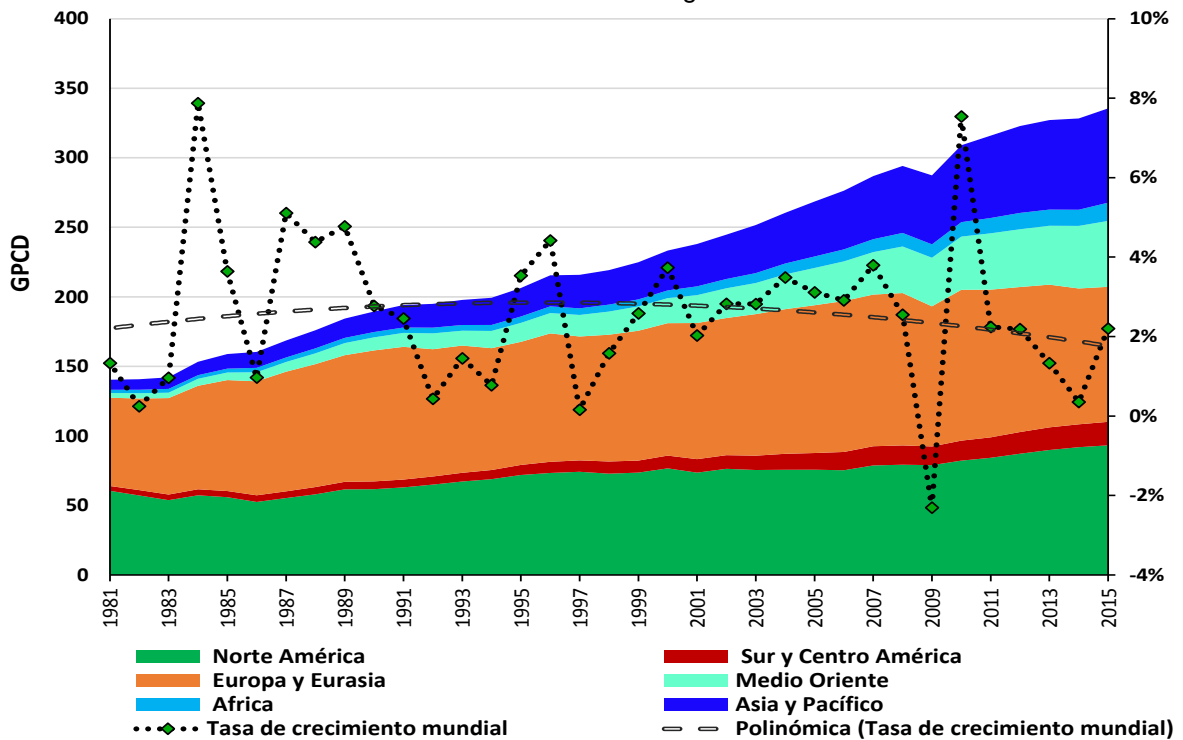
2.4.2 Consumo de gas natural

Durante el año 2015, el consumo mundial de gas natural llegó a 335.5 GPCD, representando un aumento promedio de 2.5% frente a 2014. La región de Europa y Eurasia consumieron cerca del 29% del total, seguida de Norteamérica con 28% y Asia Pacífico con 20.2%. La tasa total de crecimiento promedio anual del consumo mundial entre 2000 y 2015 ha sido de 2.55%, destacándose las regiones de Medio Oriente con 6.6% y Asia Pacífico con 5.91%, mientras que las de menor tasa fueron Europa y Asia con un 0.13%. (Ver Gráfica 2-8).

En contraste, las regiones de Medio Oriente y Asia Pacífico de manera conjunta, consumieron en 2015 el 34.3% 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 67.8 GPCD, aumentando con respecto a los años anteriores, especialmente China, Singapur y Taiwán. Sin embargo, es un mercado robusto, aún con la modulación de la tasa de crecimiento de las economías de la zona, particularmente de China.

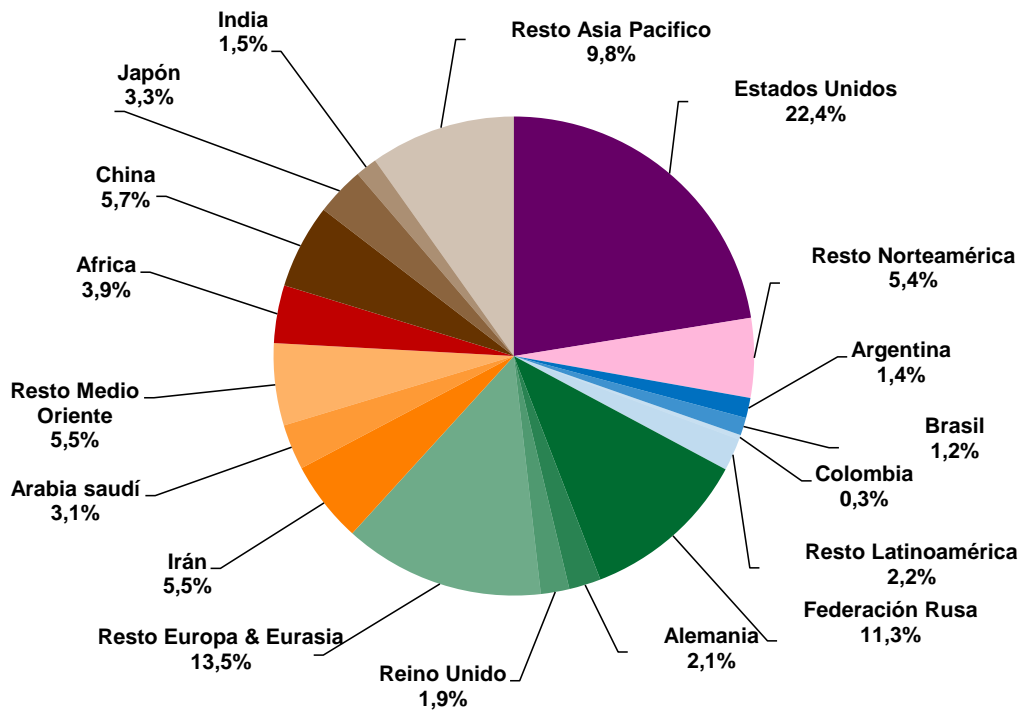
Durante el mismo año, el mayor consumo lo hizo Estados Unidos y la Federación Rusa con 75.3 GPCD y 40 GPCD respectivamente, en tanto que China y Japón consumieron 19.1 GPCD y 11 GPCD cada uno. En América Latina y el Caribe los mayores consumidores fueron Argentina con 6 GPCD y Brasil con 4 GPCD. La participación relativa de Estados Unidos en el consumo total es la más alta con 22.8%, 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 2016. Cálculos: UPME

Gráfica 2-9: Distribución del consumo mundial de gas natural año 2015 [TPC].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016. 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, debido a la presión existente para el descenso de generación de gases de efecto invernadero.

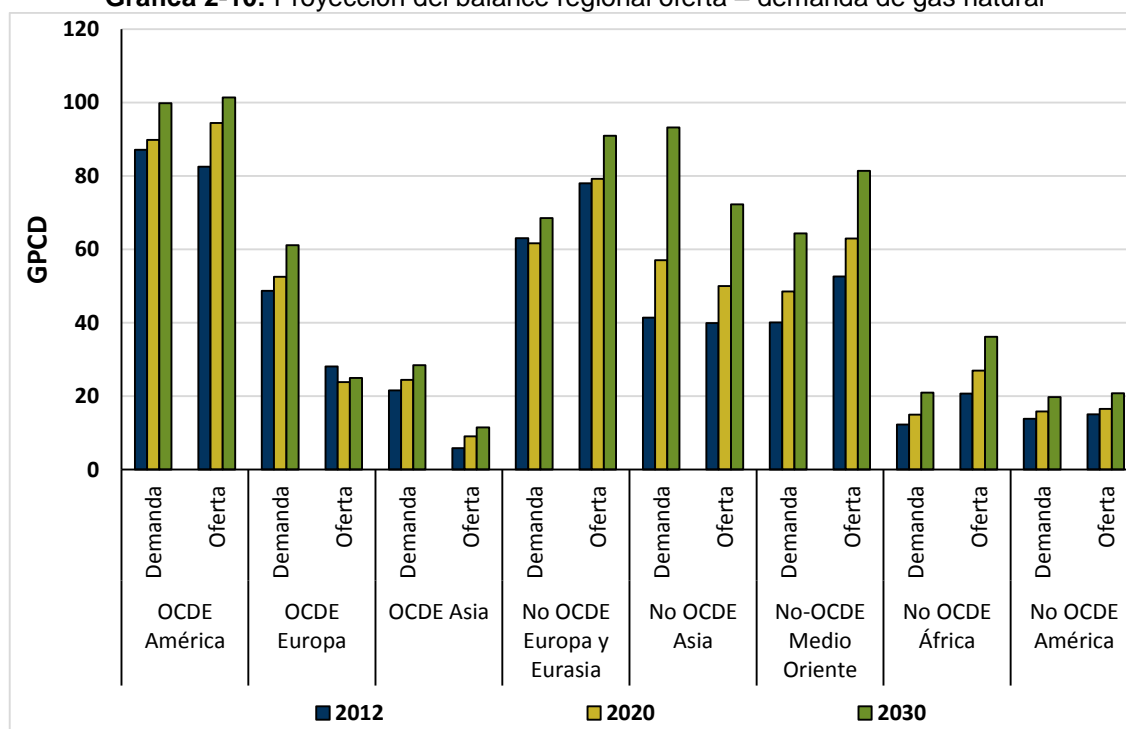
Los países de OCDE en conjunto consumieron el 46.3% del total global, en tanto que los No OCDE fueron responsables por el 56.7%. El comportamiento mostrado por los dos grupos de países da cuenta de una tasa de crecimiento promedio año de 1,1% para los pertenecientes a OCDE y de 3.9% para el resto, significando 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.

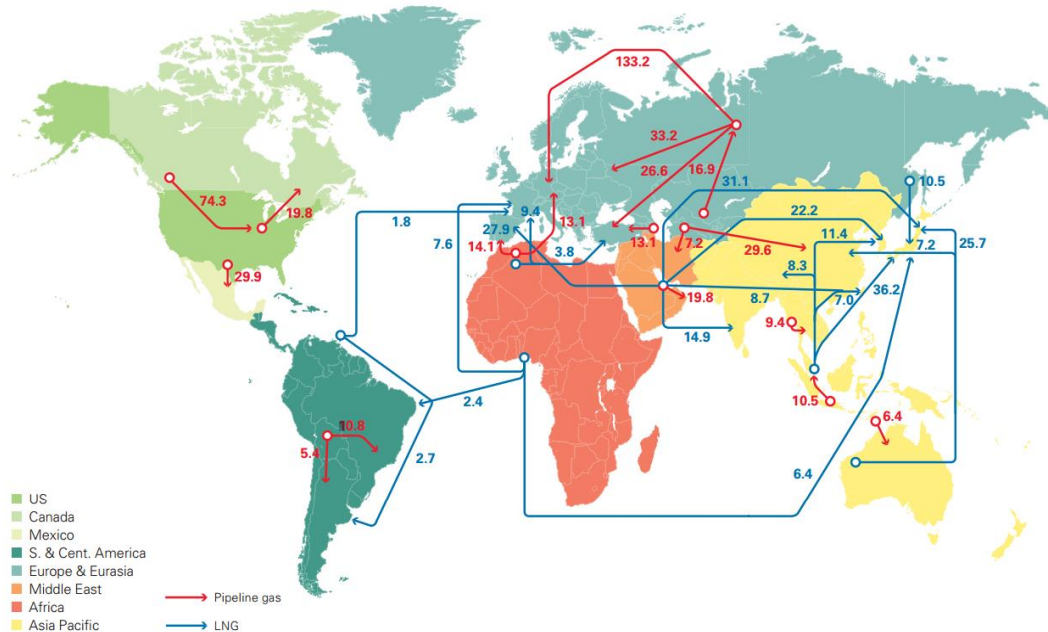
En Medio Oriente, África y Centro y Sudamérica, presentan similitudes, pues en los tres casos la demanda de gas natural se ha abastecido con producto local, pese al aumento progresivo del

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, el cual 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 [Giga metros cúbicos⁴].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2016.

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 un mercado cada día más global, pero conservando ciertas particularidades a nivel de cuencas.

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

Tabla 2-5: Comercio internacional de gas natural licuado, año 2014.⁵

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 Pacífico	0	-	1	0	1	4	14	10	74	8	8	3	0	0	4	13	32	8	21	34	5	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	333	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2016, Cálculos: UPME.

5 Miles de millones de metros cúbicos

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 2222 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															Importaciones Totales									
	Estados Unidos	Canadá	México	Bolivia	Otros - Sur y Centro América	Países Bajos	Noruega	Reino Unido	Otros países de Europa	Azerbaiyán	Kazajstán	Rusia	Turkmenistán	Uzbekistán		Irán	Catar	Argelia	Libia	otros África	Indonesia	Myanmar	Otros países de Asia	
Estados Unidos	-	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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
Países 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 países de Europa	-	-	-	-	-	1	1	-	5	-	9	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	18
Europa	-	-	-	-	-	44	101	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
Malasia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3
Singapur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	2	-	8

HASTA \ DESDE	Estados Unidos	Canadá	México	Bolivia	Otros - Sur y Centro	Países Bajos	Noruega	Reino Unido	Otros países de Europa	Azerbaiyán	Kazajistán	Rusia	Turkmenistán	Uzbekistán	Irán	Catar	Argelia	Libia	otros África	Indonesia	Myanmar	Otros países de Asia	Importaciones Totales
Tailandia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10
Asia Pacífica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	25	2	-	-	-	-	-	-	10	13	7	58
Total Exportaciones	42	75	-	16	1	44	101	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 habrían 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.	
	Egipto	Damietta	11,1	1	27,00	1,34	25,66

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)
		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 Traines 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. Estos 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. Colombia está próxima a poner en funcionamiento su primera planta de regasificación en el Caribe.

Tabla 2-8 : Capacidad internacional de regasificación de gas natural, año 2015

	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
a	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

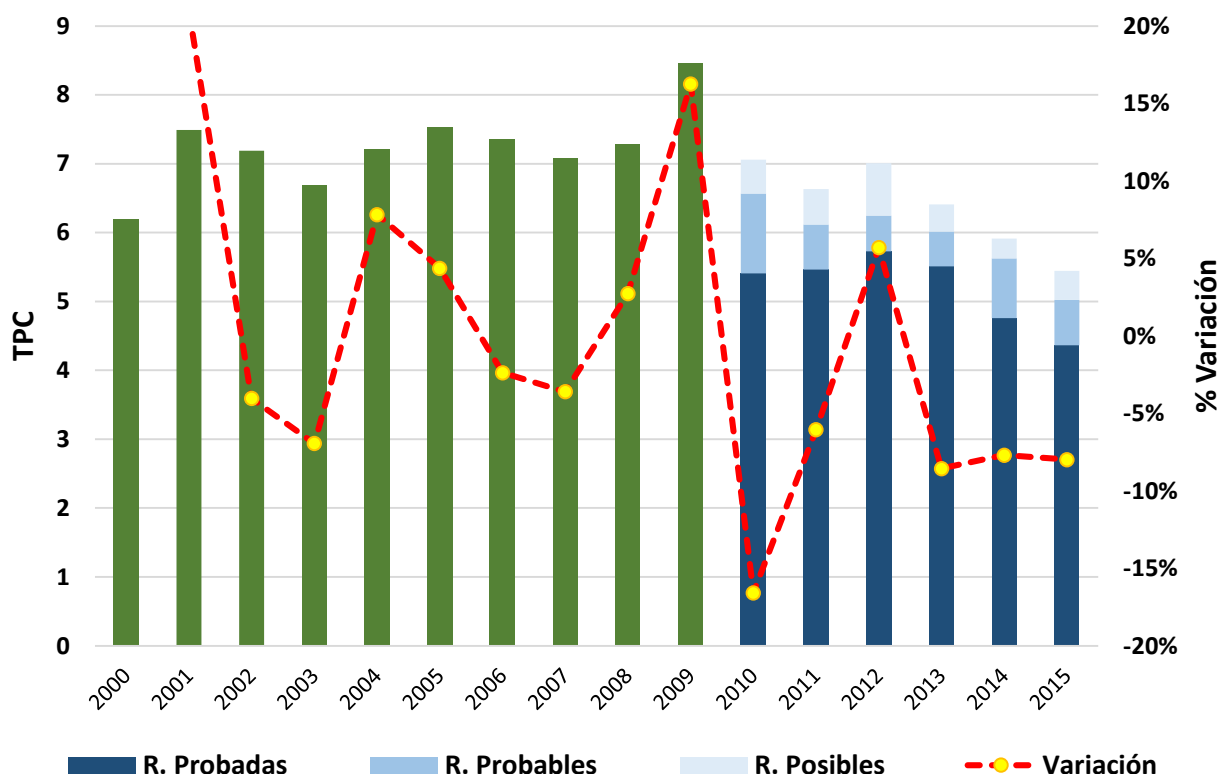
En esta sección se presenta una evolución de las reservas de gas natural y su disponibilidad de corto y mediano plazo, a partir de la información más actualizada posible.

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 2015, según la información suministrada por la ANH, en total alcanzaron los 5,442.5 GPC⁶. Las reservas probadas sumaron un volumen de 4,361.3 GPC, las reservas probables llegaron a 659.3 GPC y las posibles fueron de 421.9 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.

Gráfica 3-1: Evolución histórica de las reservas gas natural en Colombia



Fuente: ANH, cálculos. UPME

6 GPC: Giga pie cúbico

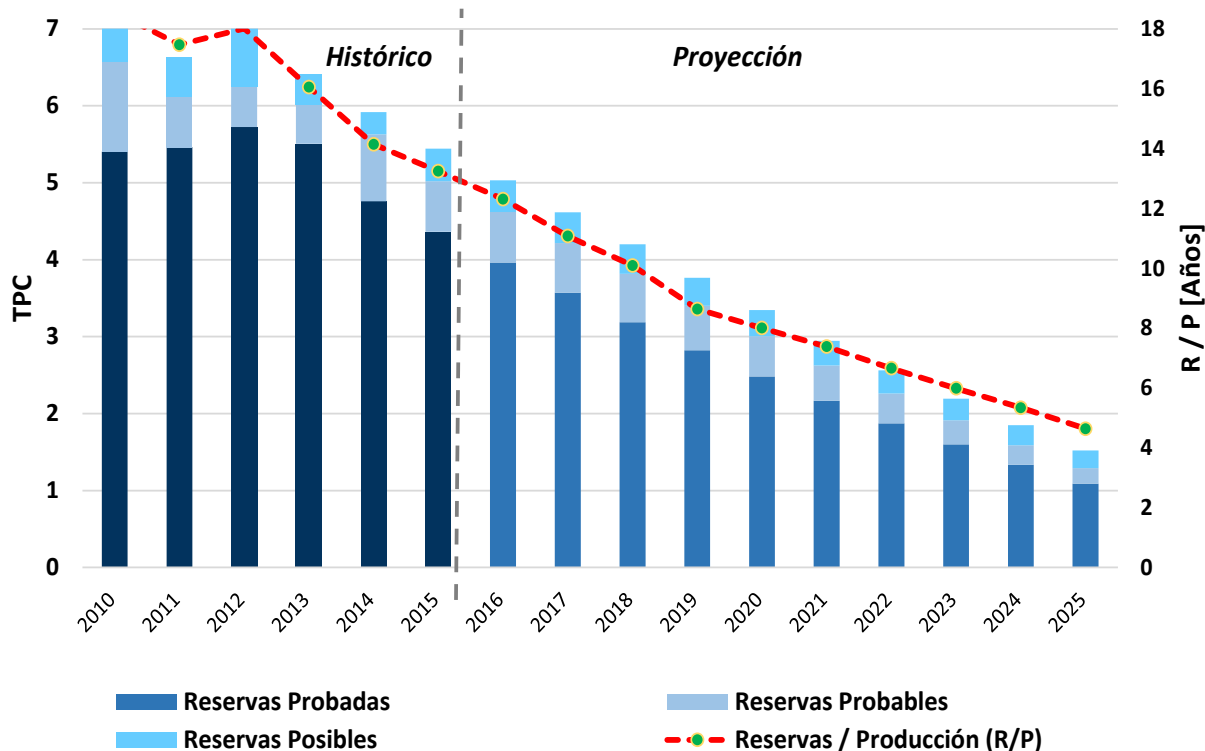
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

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 6,408 GPC en el 2013 a 5,915 GPC en el 2014. El año 2015 presentó una variación negativa del 8%, alcanzando un total de reservas de 5,442 GPC. 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 40.86% de las totales; la Guajira, que contiene el 22.6%; y le siguen en su orden Valle Inferior con 13.2% y Valle Medio con 3.2%. 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 del Valle Inferior con un 43.6%, Llanos Orientales un 28.1% y Valle Medio un 16.5%, y el 11.8% restante en las demás cuencas. En tanto que las reservas posibles se reparten entre el Valle Inferior con 49.4%, Valle Medio del Magdalena con 24.2%, Llanos Orientales con 12.2% y el resto en las demás cuencas.

Gráfica 3-2: Proyección de las reservas de gas natural



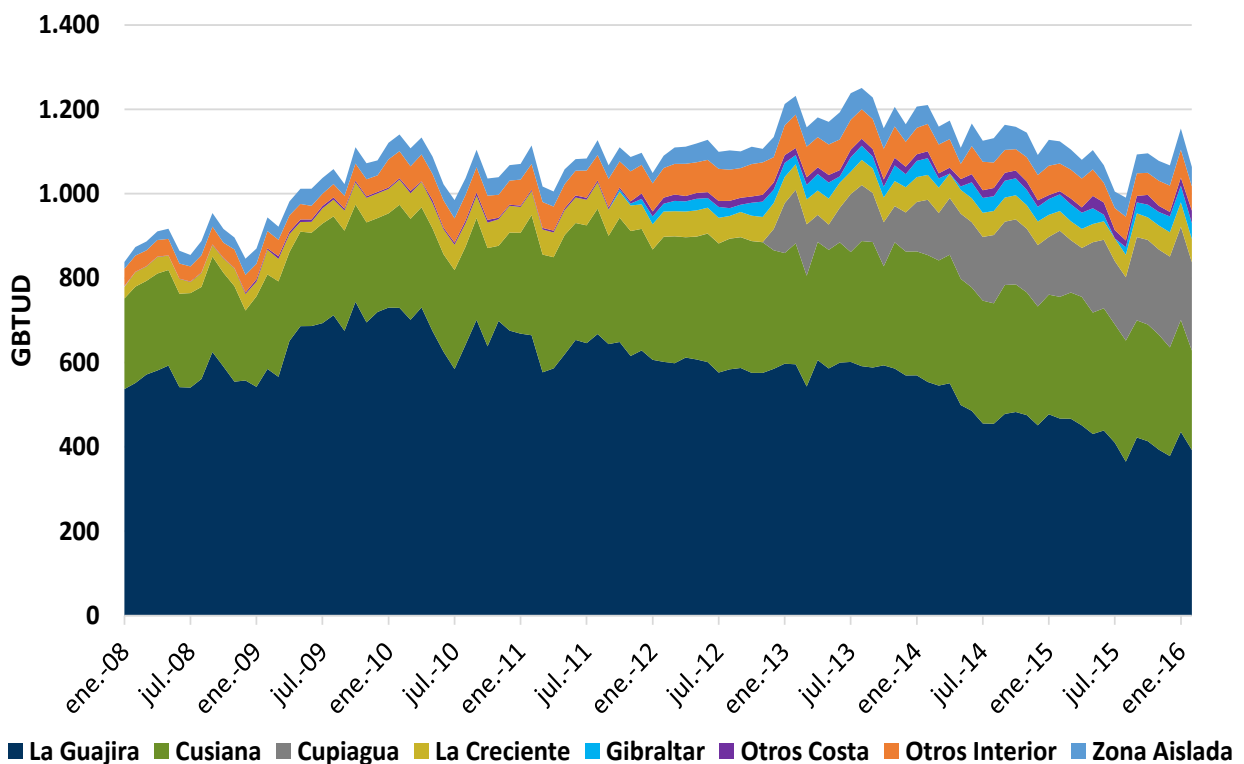
Fuente: ANH, cálculos. UPME

La Gráfica 3-2 presenta la distribución de las reservas probadas, probables y posibles. Los valores de los años 2010 al 2015 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH. Desde 2016 en adelante corresponde a las reservas de 2015, descontando los volúmenes que las empresas operadoras de los campos esperan producir, y no incluyen la incorporación de reservas nuevas. Para el año 2015, se calcula una relación reservas producción de 12 años y si se mantiene durante el período de análisis la tasa de producción del año 2015, la relación reservas producción se reduciría a 4 años en el año 2025.

3.2 Oferta de gas natural

En el año 2013 el país mantuvo un suministro promedio de 1,200 GBTUD, registrando el máximo nivel de producción promedio día de los últimos 8 años. En el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 4.5%, lo que significó niveles de 1,094 MPCD, y en 2015 la disminución fue del 8.5%, significando una producción promedio cercana a los 1,000 MPCD. La Gráfica 3-3 muestra la evolución de la oferta nacional de gas natural de los últimos años.

Gráfica 3-3: Producción histórica de gas natural, principales campos



Fuente: CONCENTRA, cálculos UPME

En el 2015 el 81% de la oferta provino de los campos Cupiagua, Cusiana, Ballena y Chuchupa. El suministro restante fue aportado por campos pequeños ubicados, tanto en el Interior del país como en la Región Caribe. Como se observa en la gráfica anterior, los campos Cusiana y Cupiagua han ido aumentando sus aportes, y contribuyeron con el 38,1% de la oferta Nacional frente al 42,6% aportado por La Guajira, el cual ha ido disminuyendo de manera sostenida.

La concentración del suministro y la variación de los flujos causados por la localización de la oferta, incide directamente sobre el sistema de transporte, lo cual se tratará de manera detallada en los siguientes capítulos.

3.3 Declaración de producción de gas natural

La declaración de producción certificada por los agentes y publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución Minminas 31132 de marzo 30 de 2016, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 (norma base para la definición de los escenarios de oferta de gas natural), corresponde a la información oficial de oferta para los análisis exigidos por la reglamentación vigente.

Este reporte de información o declaración de producción de gas natural de un campo está constituido por: i) el potencial de producción (PP), ii) por el gas de operación y iii) por las cantidades importadas disponible para la venta (CIDV). El potencial de producción (PP) es la sumatoria del potencial total disponible para la venta (PTDV) y de la Producción Comprometida de un Productor (PC), que a su vez 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.

En el período 2016-2025 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% del volumen total corresponde a gas de operación, el 8% está comprometido con las refinerías y el 62% está comprometido mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza y para su propio consumo.

En diciembre de 2018 disminuye el volumen de gas natural contratado (PC), aumentando la producción total disponible para la venta (PTDV), cuyo comportamiento es creciente hasta el año 2024, momento en el cual, la disponibilidad se reduce por dos razones principalmente: i) la declinación de producción de los campos de Cusiana y Cupiagua y ii) por la no declaración de la planta de regasificación después de diciembre de 2024. Cabe aclarar que en los escenarios de oferta presentados posteriormente, se asumirá continuidad en el servicio de la planta de regasificación localizada en Cartagena.

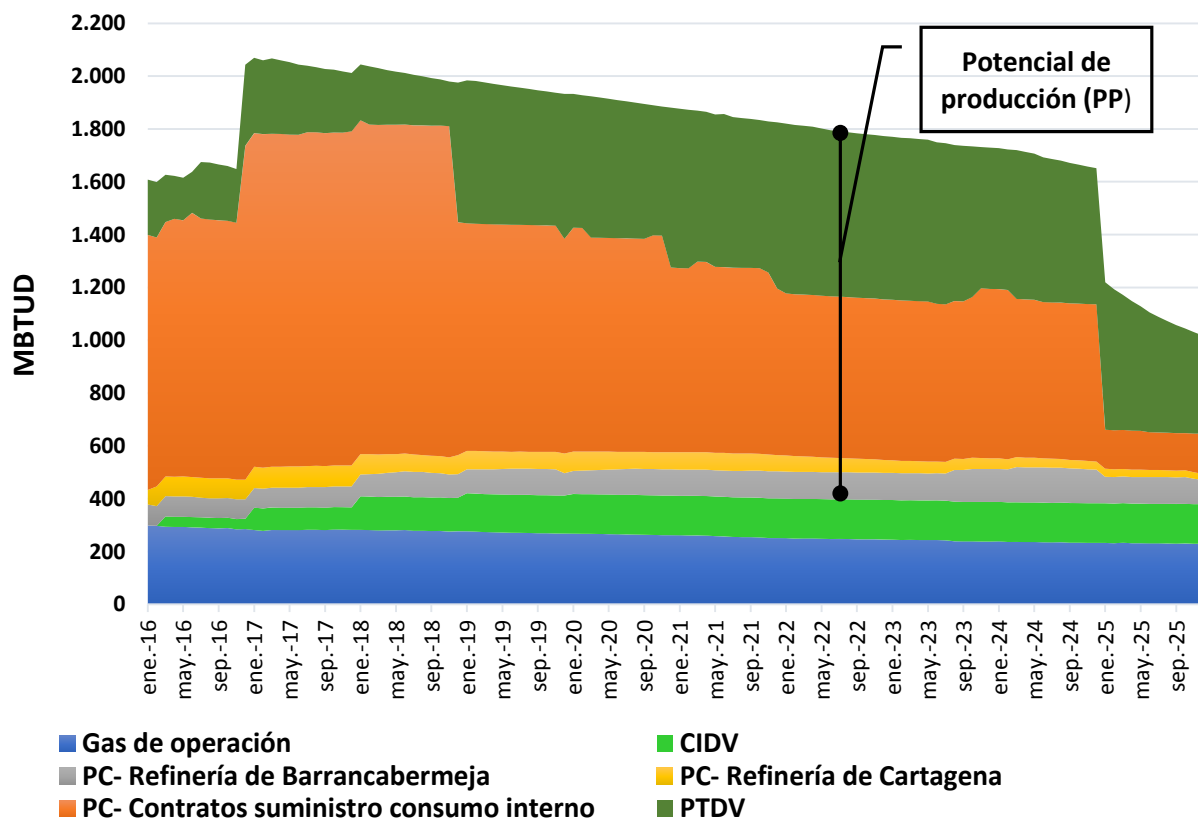
En la Gráfica 3-4 se presenta la composición de la declaración de producción de 2016, resaltando que el área correspondiente a Contratos de Suministro para Consumo Interno (PC) incluye la capacidad total de planta de regasificación (400MPCD), aun cuando las obligaciones de energía en firme son inferiores a la capacidad de dicha planta, según información suministrada por la CREG⁷, quien manifiesta que los volúmenes de gas natural importado que respaldan la generación térmica con la planta de regasificación son de 277.4 MPCD hasta noviembre de 2020,

⁷ Oficio radicado UPME No 20151260032422 de 27 de julio de 2015

y posterior a esta fecha aumenta a 348.4 MPCD. Por tanto, la planta de regasificación dispone de unos excedentes de más de 100 MPCD para atender demanda no térmica hasta noviembre de 2020, y posterior a esta fecha la capacidad disminuye a cerca de 50 MPCD.

En tal sentido, como instrumento para la toma de decisiones se utilizará el escenario de oferta presentado a continuación, el cual equivale al 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 no se incluye en la oferta final nacional, por ser un volumen excluido del potencial de producción, toda vez que el mismo no está disponible para la venta, tratándose de un volumen de gas utilizado para la operación propia de cada campo de producción.

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



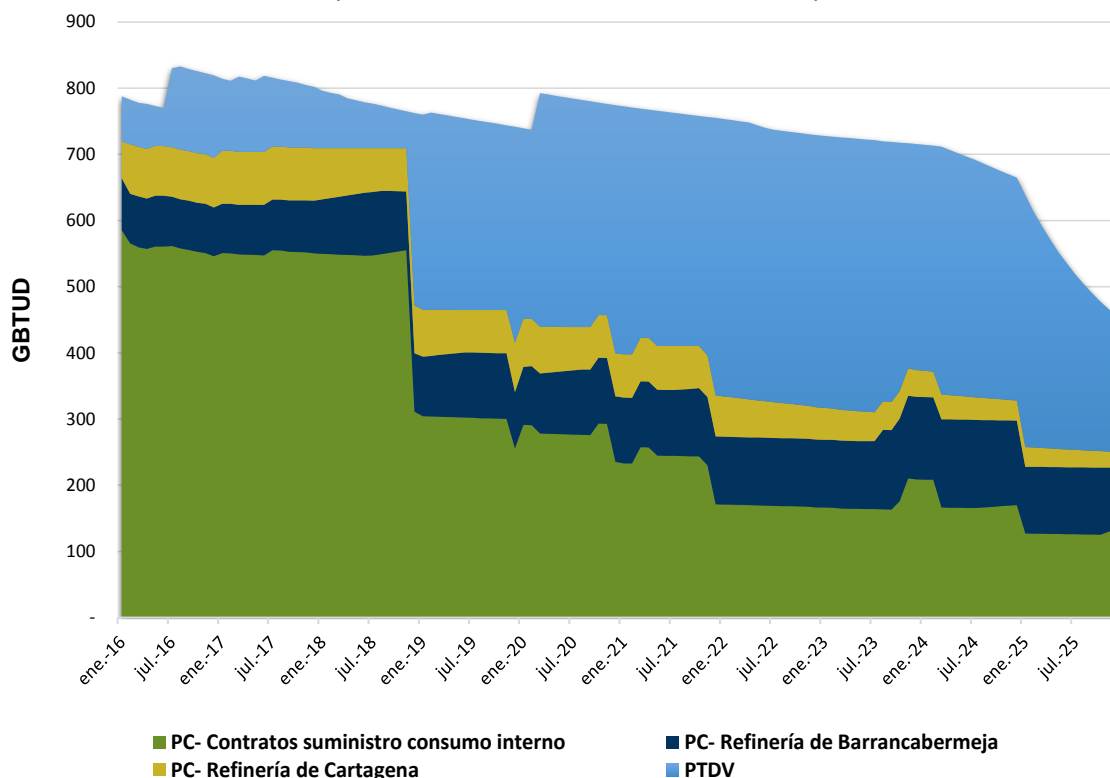
Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

Por la relevancia de ECOPEPETROL 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 (CIDV), procedente de Venezuela.

Por la forma del reporte, este volumen esta fuera del potencial de producción, a diferencia del GNL declarado por la empresa CALAMARI LNG S.A E.S.P., razón por la cual el gas importado desde Venezuela no hace parte del escenario de oferta definido por la regulación.

Adicionalmente ECOPETROL consume en promedio el 67% del total de gas de operación, y tiene en promedio el 56% de la oferta total nacional disponible para la venta en el período 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 desagregada por cuenca y se incluye la importación de gas desde Venezuela y la importación vía Terminal de Regasificación en Cartagena.

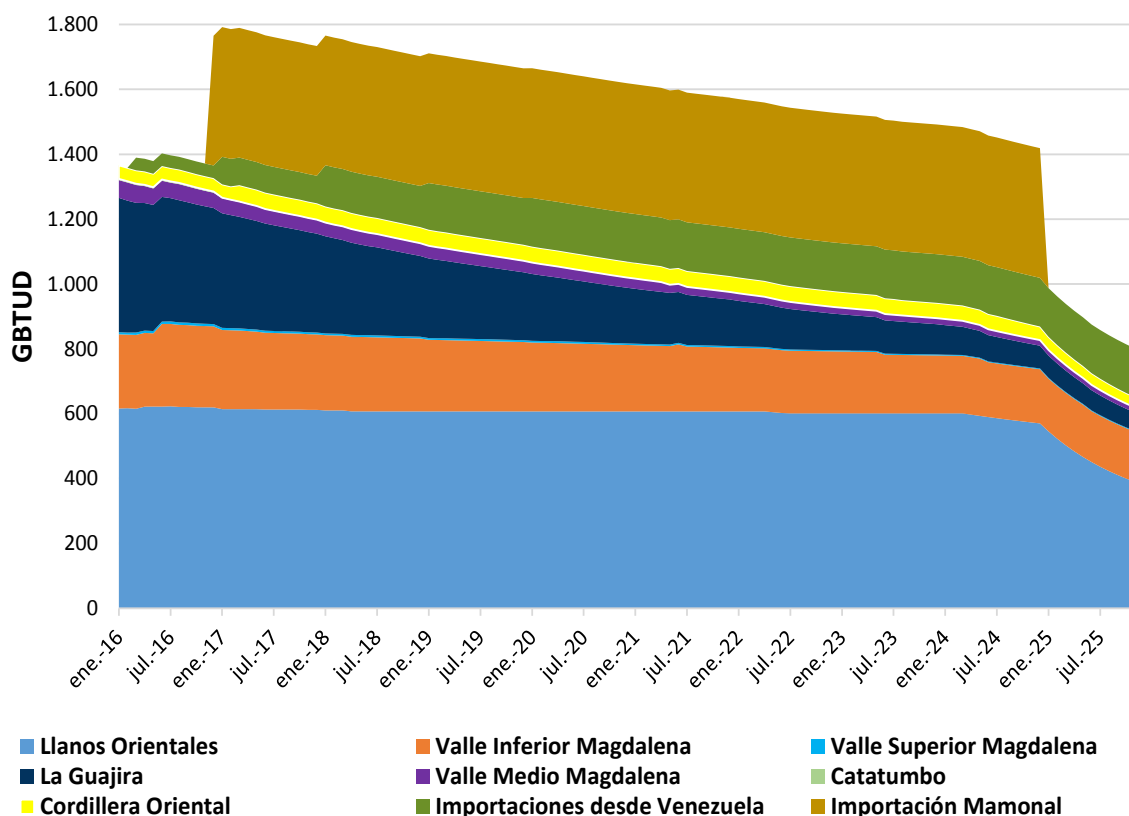
Tabla 3-1: Distribución de los campos de producción según cuencas.

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 Díficil, 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, Toposi, Toqui Toqui y Yarigui-Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Arrayán, Dina Terciario, La Cañada Norte, La Hocha, Mana, Matachín Norte y Sur, Río Opia, Santa Clara.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

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



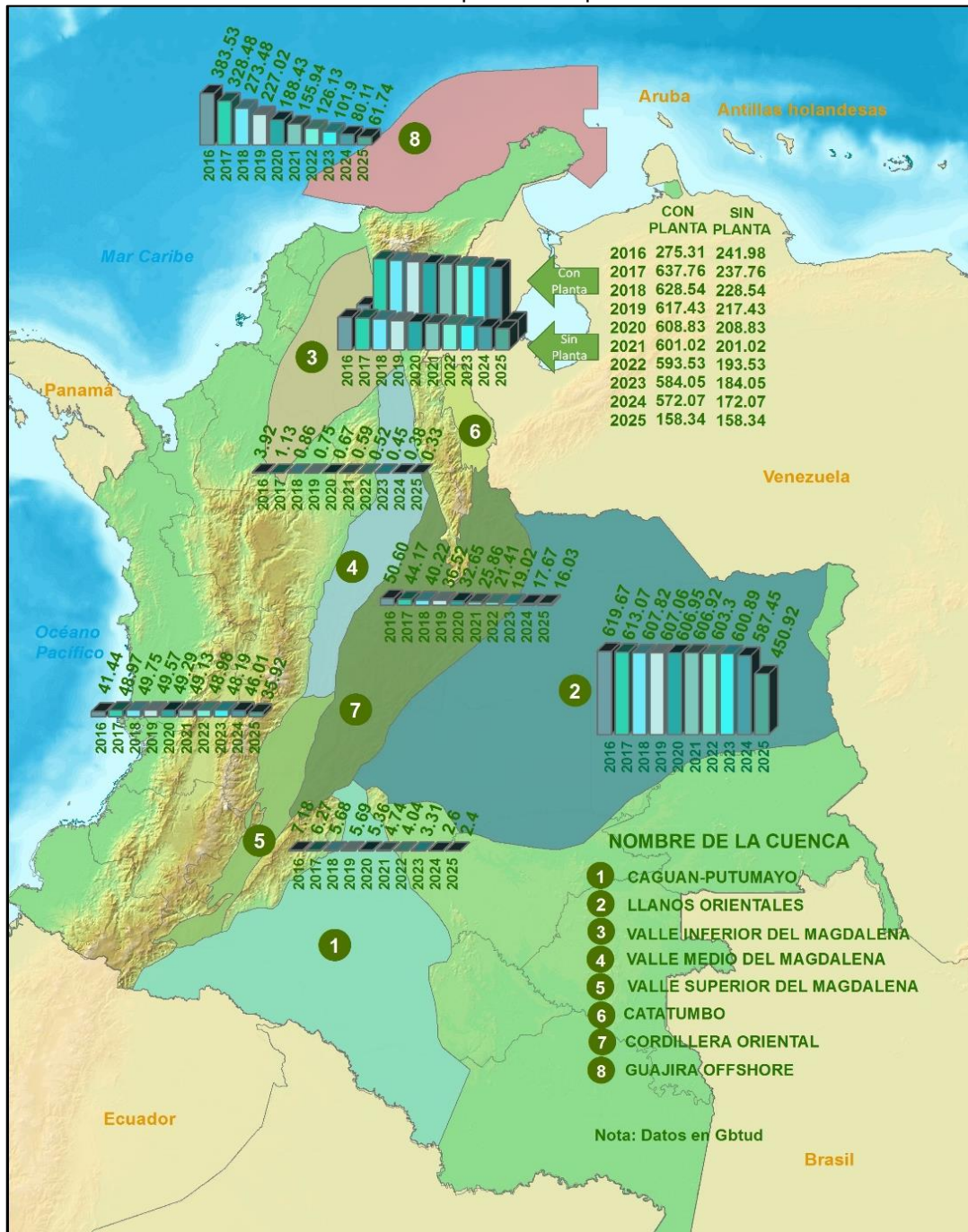
Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos: UPME.

La cuenca de La Guajira presenta una fuerte declinación, proceso que de alguna forma es contrarrestado por la oferta de las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Inferior del Magdalena. No obstante, para el año 2025, además del ya mencionado descenso de los campos de La Guajira, se suma el campo Cusiana, que inicia su proceso natural de declinación, por lo cual la importación se constituye en la alternativa, en caso de no incorporar nuevas reservas de gas natural.

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 Difícil, 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.

El aporte de las cuencas de Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental es reducido, pero se mantiene en todo el horizonte de análisis. No así la participación de las cuencas del Valle Superior de Magdalena y Catatumbo, cuya contribución es marginal y con período de aporte limitado, como se puede observar en la Gráfica 3-7.

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



Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

En general se presenta relativa concentración de la producción de esta fuente energética. Para el horizonte 2016-2025, en promedio 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%.

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 2016-2025 [GBTUD]	Participación	Participación Acumulada
Terminal de Cartagena 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 Difícil	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	Cimitarra	Valle Medio del Magdalena	1,2	0,09%	99,35%
Toqui Toqui	Tolima	Piedras	Valle Medio del Magdalena	1,1	0,08%	99,43%
Cicuco	Bolivar	Cicuco	Valle Inferior del Magdalena	1,0	0,07%	99,50%
Pederalito	Magdalena	Santa Ana	Valle Inferior del Magdalena	0,9	0,07%	99,57%
Tibu	Norte Santander	Tibu	Catatumbo	0,7	0,05%	99,62%
Llanito	Santander	Barrancabermeja	Valle Medio del Magdalena	0,6	0,05%	99,66%
Pulí	Cundinamarca	Pulí	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%
Arianna	Córdoba	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%

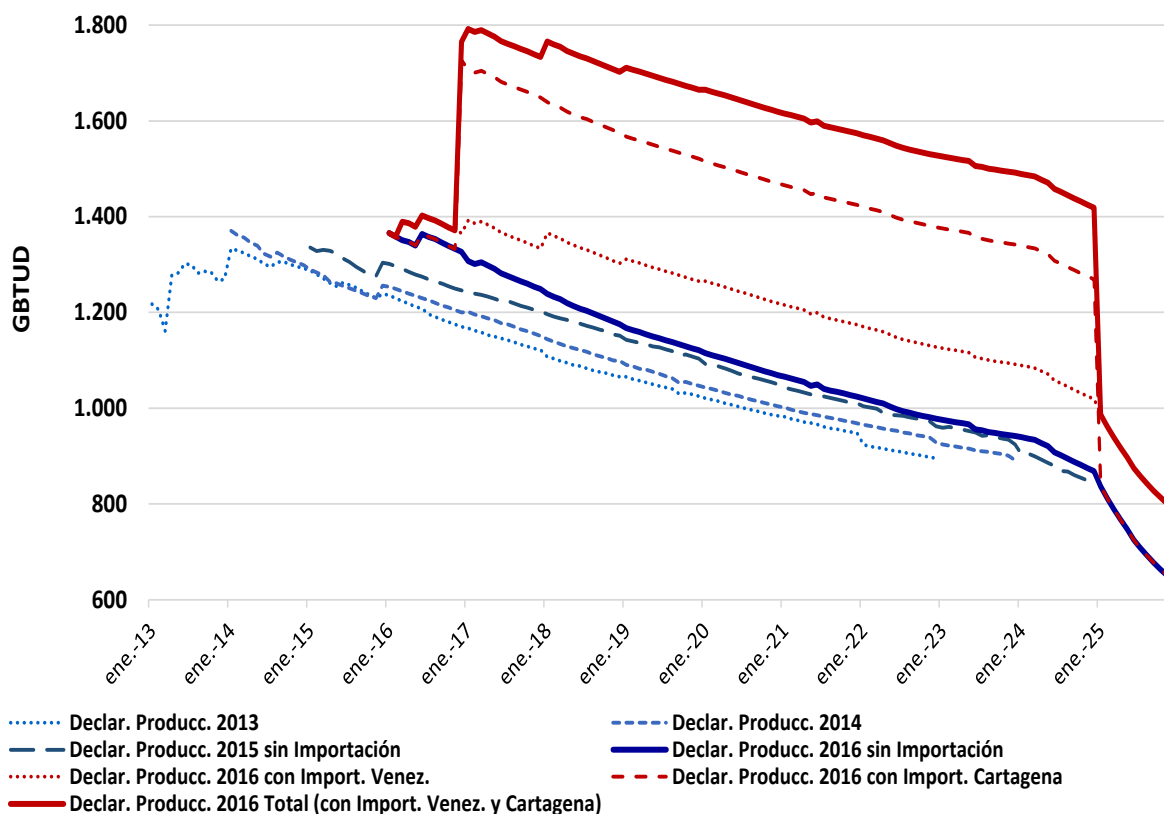
Campo	Departamento	Municipio	Cuenca	Producción Promedio 2016-2025 [GBTUD]	Participación	Participación Acumulada
Oripaya	Norte de Santander	Cucuta	Catatumbo	0,3	0,02%	99,85%
Corazon West	Santander	Sabana De Torres	Valle Medio del Magdalena	0,2	0,02%	99,87%
La Casona	Casanare	Aguazul	Llanos Orientales	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

La oferta nacional declarada en 2016 no muestra cambios 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.

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.

Es evidente que el autoabastecimiento otorga un mayor nivel de bienestar a la sociedad colombiana, además de proporcionar mayor confiabilidad en el suministro al contar con gas natural de origen local. Sin embargo, la limitación de recursos locales no puede convertirse en un argumento que impida las posibilidades de crecimiento económico y desarrollo nacional, por cuanto el recurso en sí mismo puede ser importado para garantizar la atención de la demanda nacional, conforme con los preceptos establecidos en la regulación vigente.

3.4 Escenarios de oferta de gas natural

Como es necesario establecer hipótesis sobre la evolución del comportamiento futuro de la oferta de gas natural para reducir el grado de incertidumbre, se formularon tres escenarios posibles cuya probabilidad de ocurrencia se fundamenta en la clasificación del tipo de recurso (reservas), considerando que el rango de incertidumbre refleja las cantidades potencialmente recuperables de gas por proyectos de desarrollo, para que lleguen a un estado de producción comercial.

Acudiendo al documento “*Lineamientos de Categorías de Reservas de Hidrocarburos*” acogido por la ANH, que considera que el rango de incertidumbre se representa con una distribución de probabilidad, se puede disponer de escenarios con estimaciones baja, media, y alta, de tal forma que: i) las reservas probadas pueden estimarse con una probabilidad de que por lo menos el 90% de las cantidades pueden ser recuperables comercialmente; ii) las reservas probables poseen una probabilidad de que por lo menos el 50% de las cantidades pueden ser recuperadas y, iii) la reservas posibles disponen de una probabilidad del 10% de ser recuperables.

En tal sentido, se definieron tres escenarios de oferta, donde cada uno se asocia con una categoría de reservas y recursos, así como de las posibilidades de importación desde Venezuela.

Para mayor detalle en el análisis se considera igualmente que los escenarios de oferta se distribuyen en tres grandes regiones: i) Sistema Nacional Interconectado –S.N.I., que incluye el gran conjunto de poblaciones interconectadas por gasoductos; ii) Región de Yopal; y iii) Región de Cúcuta. Cada una de estas regiones se analiza por separado.

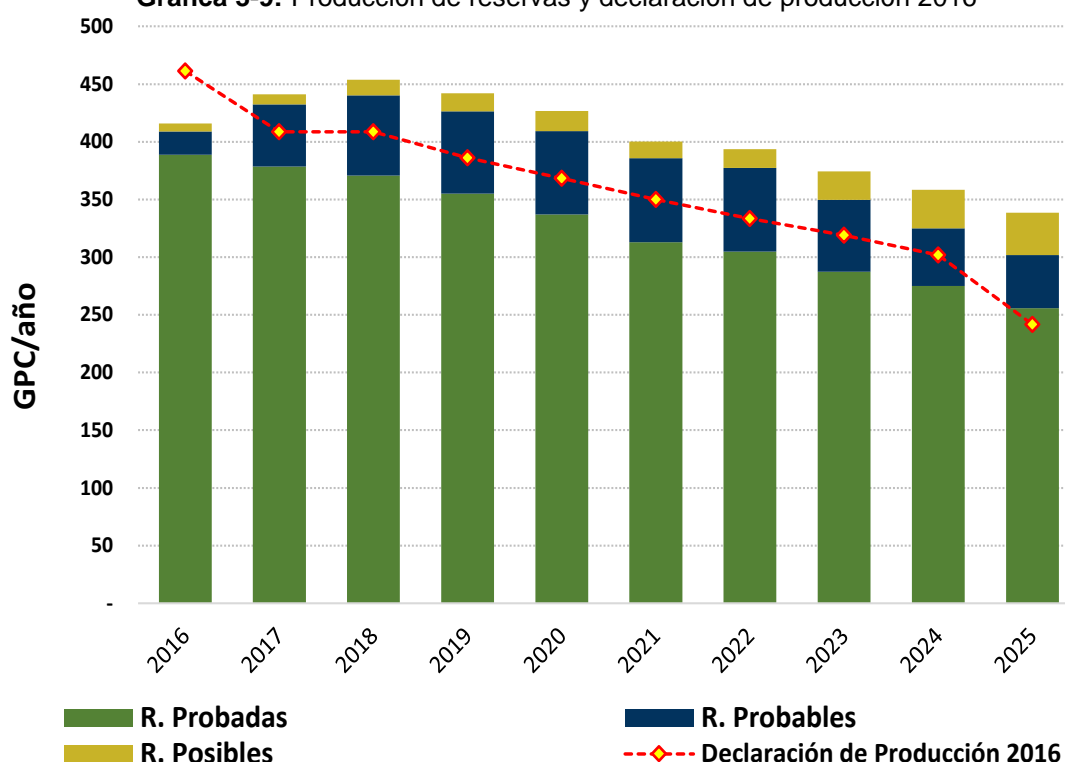
A continuación se describen cada uno de los escenarios de oferta:

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.

Este escenario considera la producción del 82.1% de las reservas probadas y el 47.3% de las reservas probables, al comparar la declaración de producción de 2016, con el pronóstico de producción de gas natural con corte 31 de diciembre de 2015, el cual fue presentado por los agentes a la ANH, conforme con lo establecido por el Decreto 1073 de 2015, como se observa en la Gráfica 3-9. A partir de lo anterior, se puede decir que, si bien este escenario es el de mayor probabilidad de ocurrencia, la misma es menor al 90%, dada la inclusión de reservas probables.

Escenario Medio: Corresponde al Escenario Bajo más las importaciones desde Venezuela que fueron declaradas por ECOPETROL, información presentada en la Gráfica 3-10. Basado en información histórica, la importación de Venezuela no se ha materializado, generando mayor nivel de incertidumbre a la ya contenida en el escenario bajo. Como se desconoce tal nivel de incertidumbre, se asume que la importación puede tener una probabilidad de ocurrencia del 50% (la cual corresponde al caso máximo), reduciendo la posibilidad de que se alcance el escenario, con respecto a su efectiva ocurrencia.

Gráfica 3-9: Producción de reservas y declaración de producción 2016



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

Escenario Alto: Éste escenario está conformado por el escenario medio, aumentado por el 50% de las reservas probables restantes, la totalidad de las reservas posibles y una porción de recursos “*Yet to Find*”, incluidos a partir de enero de 2024, los que se ubican en las cuencas Sinú Offshore y de recursos no convencionales provenientes de carbón (CBM) a partir de enero de 2025 en la cuenca de Cesar Ranchería.

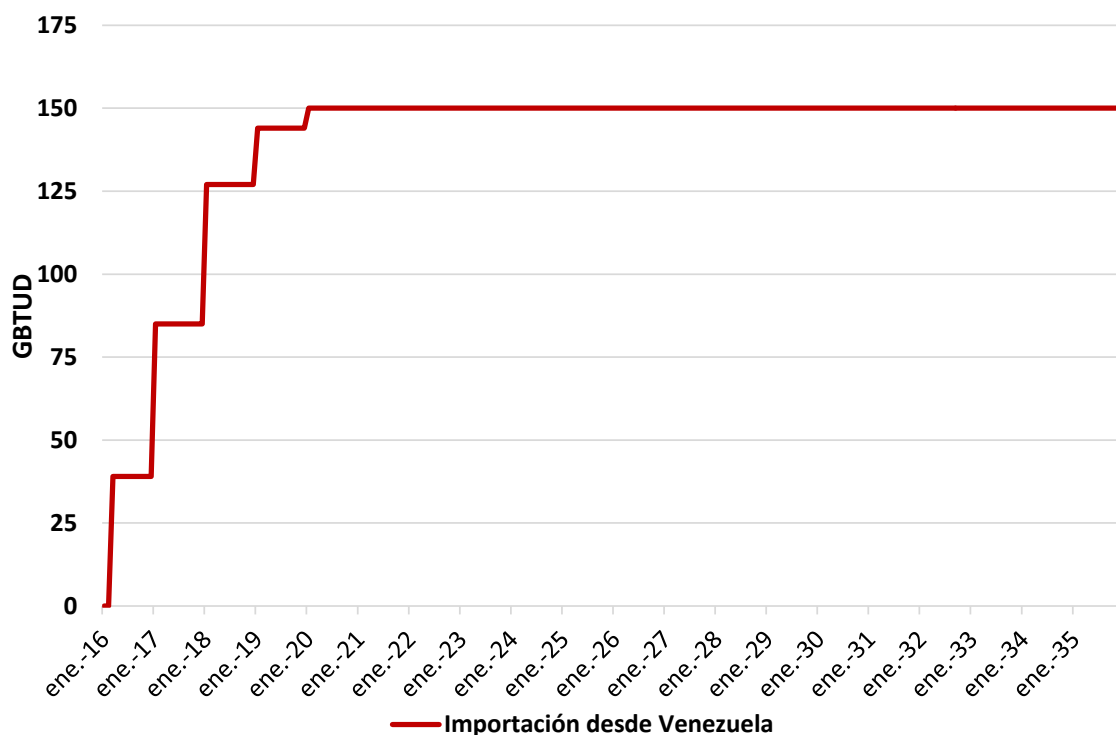
Este escenario dispone de una probabilidad de ocurrencia más baja que el escenario medio por la incertidumbre que genera la incorporación de recursos (“*Yet to Find*”⁸), puesto que la estimación se basa en evaluaciones de incertidumbre acumulativa, teniendo en consideración

⁸ Cantidades de hidrocarburos cuya recuperación comercial depende de una tecnología aún en desarrollo, o en la que la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar en forma clara la comercialidad, o acumulaciones potencialmente conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.

las diferencias significativas en los criterios asociados con la clasificación de cada uno de los tipos de recursos, y entendiendo que existe riesgo significativo de que las cuencas que contienen recursos contingentes y/o recursos prospectivos pueden o no lograr una producción comercial.

En tal sentido, la probabilidad de que se materialicen los recursos contingentes tiene un rango de incertidumbre alto, que a los fines de este estudio y de establecer la infraestructura requerida para la atención de la demanda, genera falta de certeza, la que se traslada al sector transporte de gas toda vez que éste, desvinculado en propiedad de los productores, no logra percibir señales claras para proceder a la expansión de su capacidad, que garantice la atención de la totalidad de la demanda.

Gráfica 3-10: Cantidades importadas desde Venezuela disponibles para la venta.



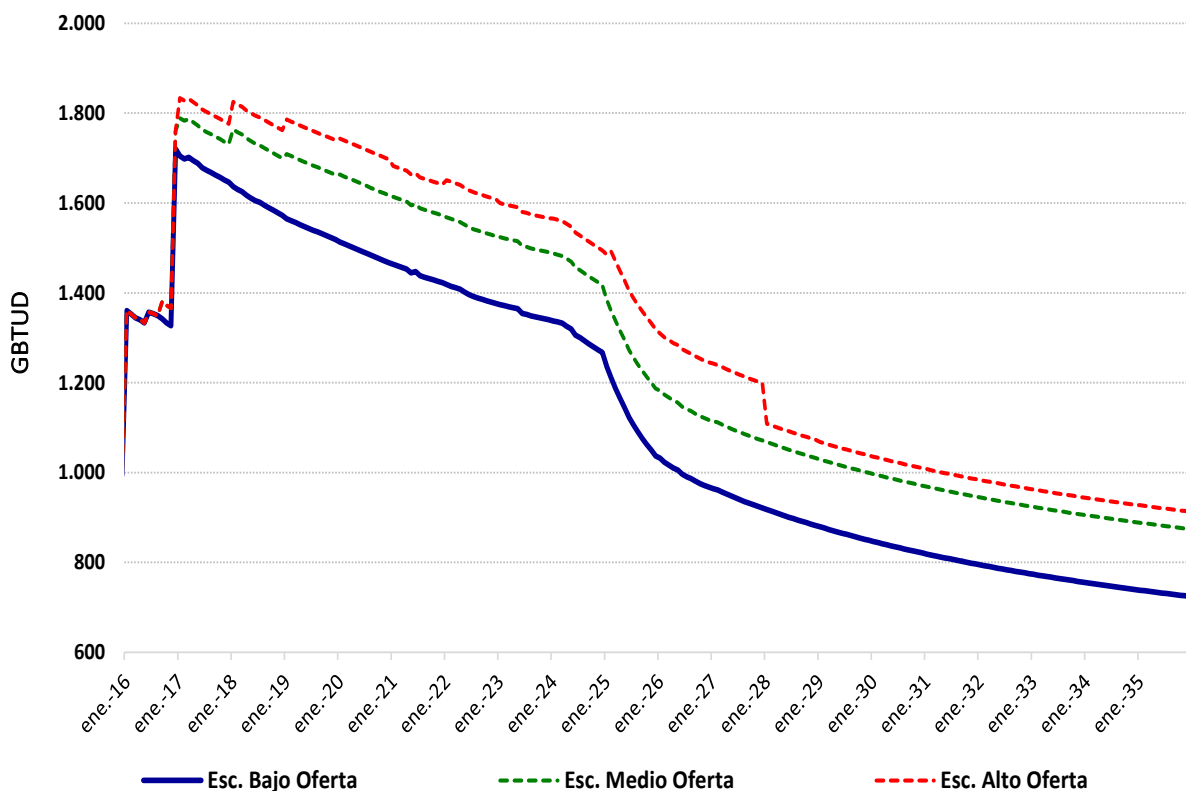
Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol. Cálculos: UPME.

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

Teniendo en cuenta que Colombia cuenta con un interesante potencial de hidrocarburos a ser descubiertos y desarrollados en el mediano y largo plazo, en acápite aparte se realizará un análisis que incluye un perfil de posibles hallazgos por cuenca sedimentaria, según tres escenarios: 1- Escasez; 2-Base y 3- Abundancia, comprendiendo que una porción significativa de dicho potencial son recursos de explotación compleja como los crudos pesados, el *shale oil*, *shale gas* y *gas offshore*. Una característica de la prospectividad de Colombia es la importante participación de todas las cuencas (maduras y fronteras) en la materialización del potencial.

Los tres escenarios de oferta considerados se presentan en la Gráfica 3-11, y aunque la declaración de producción tiene un periodo de 10 años, se realizó una extrapolación, utilizando las tasas de declinación hasta el año 2040 para efectos de la evaluación económica. Se precisa que, para efectos del análisis, se contempla un suministro continuo de la planta de regasificación en Cartagena después de 2024, y la disminución en la disponibilidad de gas natural mostrada en la gráfica obedece a la declinación de los campos de producción de Cusiana y Cupiagua.

Gráfica 3-11 Escenarios de oferta de gas natural



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

3.4.1 Sistema Nacional Interconectado

Para realizar el análisis en el Sistema Nacional Interconectado –SIN-, se utilizaron los tres escenarios propuestos, descontados los volúmenes provenientes de los campos no conectados al sistema de transporte de la zona de Yopal y los de la zona de Cúcuta, cuyo estudio se realiza de manera independiente.

Regionalizar el análisis permite identificar con mayor detalle la configuración espacial del sistema de abastecimiento, ya que no resulta idéntico a mediano y largo plazo que una mayor oferta provenga de la región de la Costa Atlántica o de los Llanos o del Occidente del país.

Las reservas probadas de los campos que satisfacen la demanda del SNI alcanzan los 3,655 GPC descontadas las cantidades que atienden las regiones de Yopal y Cúcuta. En lo relacionado con reservas probables y posibles, las mismas llegan a 1,075 GPC, cuya eficiencia de recuperación depende de las inversiones futuras que se realicen. Es importante diferenciar que,

aunque se disponga de reservas, los niveles de producción son los que determinan el balance oferta demanda y por ende la necesidad de aporte cuando no se alcanza el equilibrio.

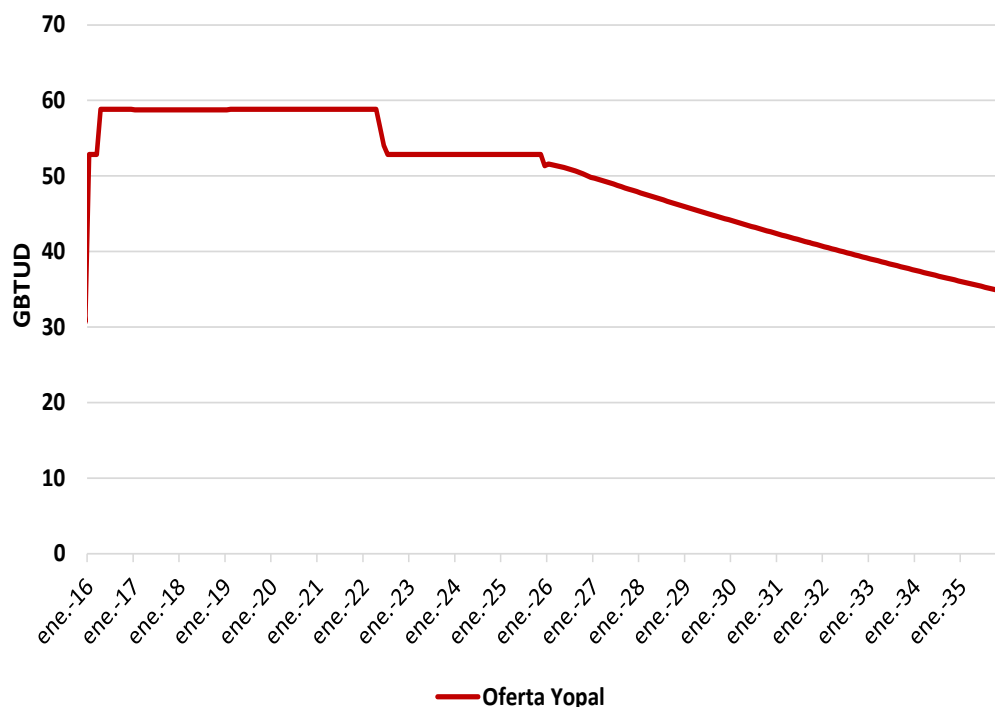
3.4.2 Área Yopal

En ésta región la oferta considerada corresponde a la declaración de producción del campo Floreña, el cual está vinculado geológicamente con el campo Pauto Sur y hacen parte del Contrato Piedemonte. Por el tipo de yacimiento al cual pertenecen los dos campos, solo hay un reporte de reservas probadas, que a 31 de diciembre de 2015 sumaban 691 Giga pies cúbicos. Según la declaración de producción, en los próximos 10 años, de ese volumen de reservas se extraerá el 56.3% por el campo Pauto Sur y el 43.7% del campo Floreña.

Independientemente de que las reservas se puedan producir por cualquiera de los dos campos, para efectos de este análisis la producción del campo Pauto Sur atiende demanda interconectada al SNT y el campo Floreña atiende una demanda localizada en la zona de influencia del mismo campo de producción (TermoYopal), lo cual significa que existe interconexión vía estructura geológica y no por ducto.

Como no existe reporte de reservas probables y posibles, se considera un único escenario de oferta, el cual está conformado fundamentalmente por la producción del campo Floreña, definido por la declaración de producción (ver Tabla 3-2 y Gráfica 3-12)

Gráfica 3-12. Oferta gas natural, área Yopal



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

3.4.3 Área Cúcuta

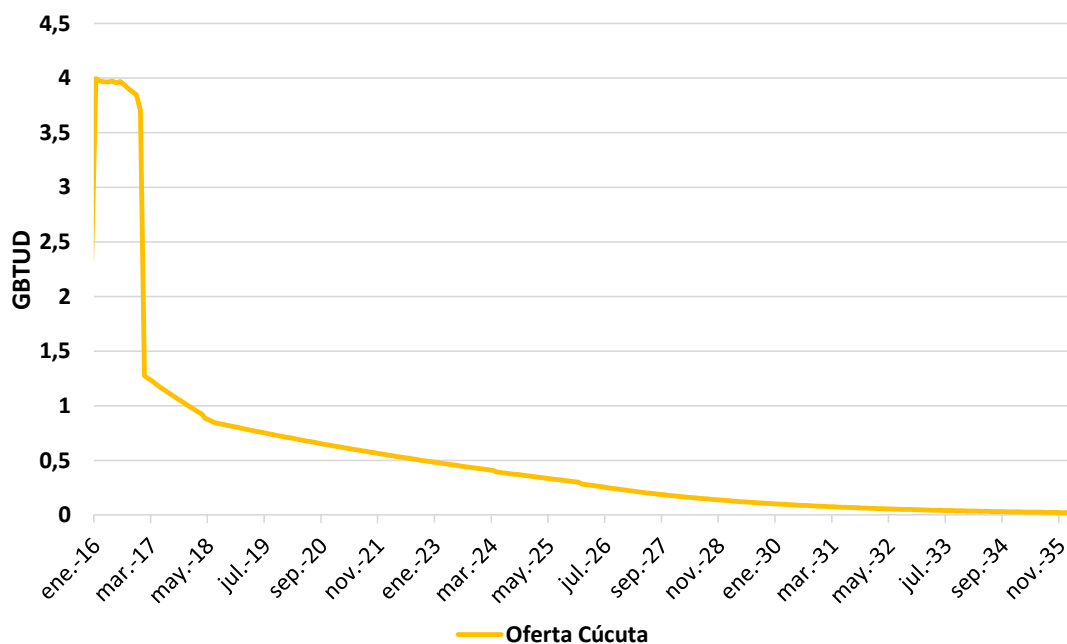
La oferta de la zona aislada de Cúcuta está conformada por la declaración de producción de los campos Tibú, Sardinata, Oripaya y Cerrito, de los cuales los dos primeros pertenecen al contrato Barco, Oripaya pertenece al contrato Uribante y el campo Cerrito al contrato del mismo nombre, todos con estructuras geológicas independientes.

Las reservas probadas de estos campos suman 9.36 GPC, en donde el 97% de éstas se sitúan en el campo Tibú, mientras que los campos de Oripaya y Sardinata no disponen de reporte de reservas según informe de la ANH. En lo relacionado con reservas probables y posibles, únicamente el campo Tibú cuenta con un volumen de reservas probables de 0.17 GPC.

Por su localización espacial y tamaño de mercado, actualmente el área de Cúcuta tiene pocas posibilidades de interconexión al SNT, toda vez que el campo de producción más cercano es Gibraltar, cuyas reservas probadas suman 128 GPC y las probables 57 GPC, cantidades que permiten aportes constantes hasta el año 2022 y posteriormente muestran fuerte declinación. No obstante, dentro de los análisis se evaluará la mejor alternativa para que esta región siga contando con la totalidad de gas natural que requiere la demanda.

La Gráfica 3-13 presenta la declaración de producción como único escenario de oferta.

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



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos: UPME

3.5 Escenarios de incorporación de reservas de gas natural

El desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia está condicionado por las tendencias internacionales y el comportamiento de las variables nacionales

específicas de las actividades de exploración y producción, las cuales presentan un alto nivel de incertidumbre y afectan con mayor fuerza el futuro del sector de hidrocarburos.

El auge del gas de esquisto en Estados Unidos ha tenido implicaciones para los mercados de gas natural y de GNL alrededor del mundo, contribuyendo a los bajos precios de GNL y a la reducción de la volatilidad de precios debido a la creciente liquidez de los mercados internacionales de GNL. El incremento de producción de gas natural ha impactado los precios del mismo, reduciendo el margen entre los contratos de Asia y el Henry Hub. En general, el esperado aumento de exportaciones de GNL estadounidense más baratos afectará a la baja los precios de gas natural a nivel global.

En términos de gas natural, pese a que la región latinoamericana representa un porcentaje relativamente pequeño del comercio global de gas, varios países están importando cantidades crecientes para la generación de energía y dependen de productores regionales para importaciones de gas por ducto y GNL. Brasil, Argentina y Chile son los importadores más grandes. Perú y Trinidad y Tobago son exportadores netos de GNL. Este último es un proveedor importante de GNL para la región, cumpliendo con casi 39% de la demanda total de GNL en Latinoamérica.

Colombia se destaca en la región como destino de interés para los inversionistas, aunque existen desafíos en tecnología e infraestructura, mientras que otros países que tienen mayor prospectividad geológica ofrecen atractivos fiscales más bajos, lo que significa una atracción menor de interés por parte de los inversionistas. La liberalización del mercado en México, así como el resurgimiento de Argentina con yacimientos no convencionales representan una amenaza para el incremento de las oportunidades de inversión en Colombia. Los descubrimientos de campos pequeños y la reducción de reservas impactan negativamente la percepción de prospectividad del país. No obstante, las circunstancias a las que se enfrenta la industria colombiana son múltiples y están llenos de retos.

Con el propósito de establecer y evaluar escenarios de incorporación de reservas de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, considerando fuentes convencionales y no convencionales de hidrocarburos en nuestro país, durante 2014 se realizó un estudio donde se identificaron las variables que presentan un alto nivel de incertidumbre y que pueden afectar el futuro del sector, desde cualquier ámbito (técnico, operacional, económico, político, social, sectorial, regional, regulatorio, tecnológico y ambiental).

Los análisis adelantados tomaron en consideración los estudios de potencial geológico realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– (2011), y diversos estudios realizados con anterioridad por la misma institución (2007) (2008). Igualmente, entrevistas con expertos, empresas del sector, gremios e instituciones gubernamentales y no gubernamentales del sector energético y medioambiental.

A partir del análisis de las variables críticas generadas en el sector energético colombiano, las mismas se distribuyeron en una matriz de impacto e incertidumbre y posteriormente se construyeron escenarios de incorporación de reservas de hidrocarburos con horizonte temporal de 20 años. Las variables consideradas incluyeron:

- a. Hallazgos de hidrocarburos convencionales (crudo y gas)
- b. Gas *Offshore*
- c. Recursos no convencionales
- d. Crudos pesados
- e. Factor de recobro de hidrocarburos
- f. Precio internacional de energéticos (precio de referencia del barril de crudo)
- g. Política estatal petrolera (government take)
- h. Licenciamiento ambientales
- i. Factores sociales

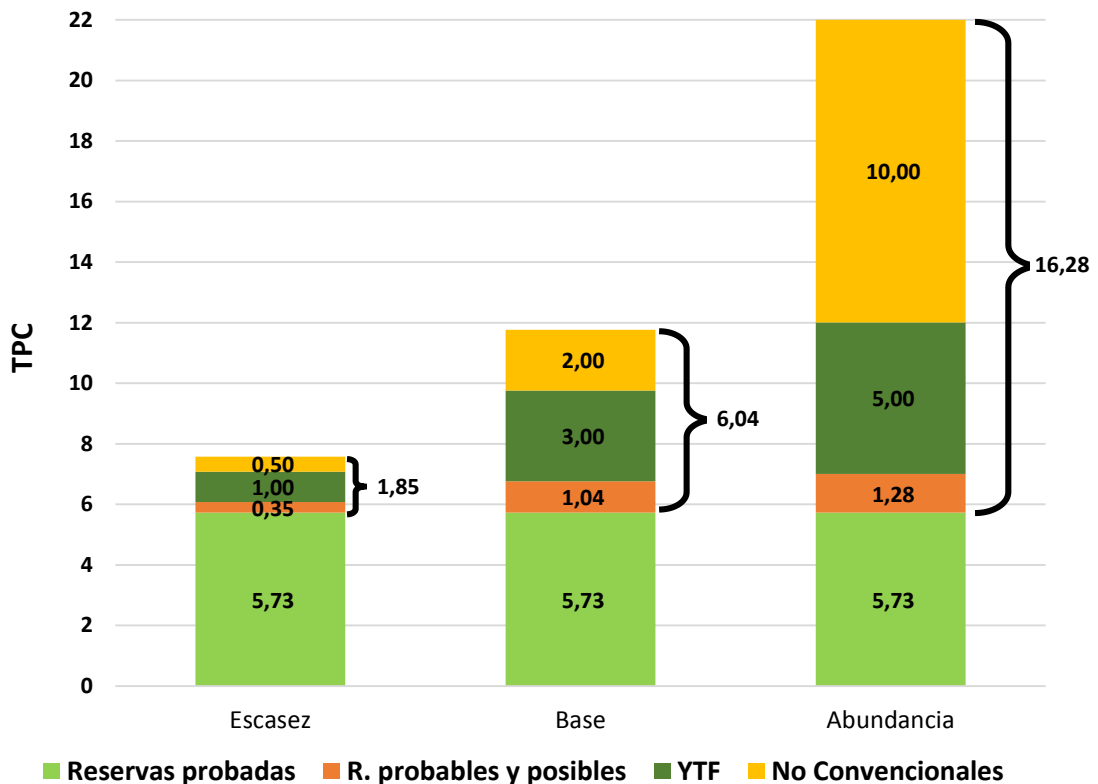
Posteriormente se realizó la construcción de los escenarios a partir de cinco fuentes de recursos:

1. Reservas probadas en producción: producción de reservas probadas para los campos existentes de fuentes convencionales de crudo y gas
2. Reservas a adicionar por recuperación mejorada: adición de reservas y producción por recuperación mejorada, o producción incremental derivada de mejoras en el factor de recobro a partir de aplicación de nuevas tecnologías
3. Reservas no desarrolladas: descubrimientos existentes y reestimaciones en campos específicos y producción de reservas probables en el resto de los campos
4. Recursos por descubrir: incorporación de otros recursos potenciales convencionales, incluyendo gas *offshore*, y de crudos pesados no descubiertos (YTF o “yet-to-find”)
5. Recursos no convencionales: incorporación de recursos no convencionales (shales, CBM y arenas bituminosas) y viabilización de su desarrollo

Sobre la base de estas consideraciones, que incluyen un estudio de perfil posible de hallazgos por cuenca, se realiza una estimación del potencial de reservas a recuperar según tres escenarios: 1- Escasez; 2-Base (que supone la combinatoria de factores con mayor probabilidad de ocurrencia) y 3- Abundancia. Luego se construyeron igualmente los perfiles de producción a partir de los escenarios de incorporación de reservas de hidrocarburos por cuenca sedimentaria, tomando en cuenta los tiempos de exploración y desarrollo típicos para cada recurso.

Los resultados de los tres escenarios para el caso de gas natural se presentan a continuación en la Gráfica 3-14, diferenciados según tipo de componente y escenario. Los resultados señalan que en el escenario de escasez se incorporaran 1.85 TPC de gas en los próximos 18 años, mientras que en los escenarios base y abundancia se añadirían aproximadamente 6.04 TPC y 16.2 TPC de gas respectivamente

Gráfica 3-14 Escenarios de Incorporación de reserva de gas natural en Colombia



Fuente: UPME 2014

Por los resultados obtenidos, cabe señalar que Colombia cuenta con un interesante potencial de hidrocarburos a ser descubiertos y desarrollados en el mediano y largo plazo, con una característica de prospectividad importante, y la participación de todas las cuencas (maduras y fronteras) en la materialización del potencial.

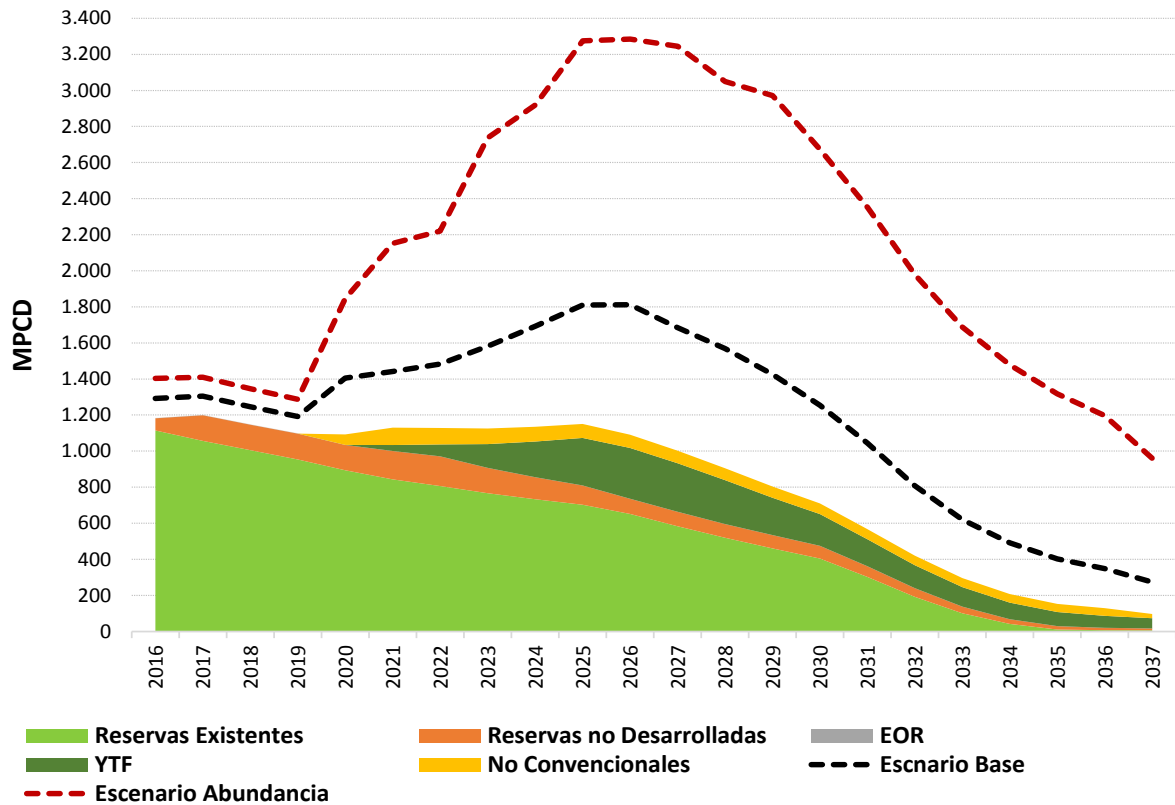
En el escenario de escasez, la entrada de reservas se presenta en las cuencas donde se ubican la mayor parte de las reservas probadas, siguiendo con la tendencia histórica de concentración en Guajira, los Llanos Orientales, Magdalena Medio, aunque éste último de una magnitud inferior y entrada tímida de recursos no convencionales hacia el año 2021.

En el escenario base se consideró un incremento de la producción que alcanzaba volúmenes de hasta 1.810 MMPCD. El incremento de la producción estimada corresponde principalmente a la adición de recursos nuevos (*Yet to Find*) en el *offshore* colombiano y al desarrollo de las reservas de CBM y *shale gas*.

El escenario de abundancia estimaba una incorporación sostenida de los recursos no convencionales y de volúmenes más importantes de recursos *Yet to Find*. En términos de gas natural, la oferta se triplica sobrepasando los 3,000 MMPCD desde 2025. La Gráfica 3-15 presenta un resumen de los perfiles de producción de los tres escenarios, donde las áreas

corresponden al escenario de escasez, mientras que las líneas punteadas conciernen a los escenarios base y de abundancia.

Gráfica 3-15 Perfiles de producción de gas natural



Fuente: UPME, ANH

De acuerdo con las proyecciones de oferta, se estimaron las inversiones potenciales para cada uno de los escenarios en cada segmento de la cadena: exploración, producción, refinación y/o mejoramiento de crudos pesados y comercialización. El escenario de escasez contempla inversiones anuales del orden de 4,600 millones de dólares en los próximos 18 años, dedicados principalmente al desarrollo de reservas. En el escenario base la inversión debería ser de 6,098 millones de dólares y en el de abundancia de 8,000 millones de dólares.

Pero la elevada volatilidad de los flujos de inversión externa indica que, más allá de las reglas que Colombia como Nación autónoma establezca para atraer inversiones al sector, dicha inversión se comporta por parámetros vinculados con los precios internacionales y condiciones globales que escapan a la posibilidad de las autoridades para intervenir.

Realizando un monitoreo de la inversión y su traducción en reservas de gas desde la fecha del último estudio, así como de análisis de escenarios propuestos anteriormente, se puede mencionar que estamos alrededor del escenario de escasez, tanto por el lado de las inversiones como por el de hallazgos llevados a cabo, con lo cual garantizar el autoabastecimiento es de total incertidumbre, toda vez que el riesgo geológico propio de la actividad se mitiga parcialmente mediante inversión de riesgo en exploración, y los actores que deben invertir a riesgo pueden

optar por estrategias de maximización de beneficios, postergando o limitando las inversiones en exploración, situación que ocurre actualmente.

En resumen, la caída en la producción, la ausencia de nuevos desarrollos, la disminución de taladros, la reducción en los kilómetros de sísmica, entre otros aspectos, junto con la reducción de inversión, llevan a pensar que las incorporaciones de reservas van a seguir limitadas, además de que el aumento de conflictos sociales y ambientales en los últimos años (licenciamiento ambiental y revocatorias de las mismas), perjudica la percepción de estabilidad jurídica, afectando la atracción de inversión, imposibilitando una mayor búsqueda de recursos en el país y por consiguiente la aproximación hacia la pérdida de autosuficiencia de gas natural.

Deben valorarse los esfuerzos del Gobierno Nacional, el cual, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ha realizado ajustes en los términos contractuales para atraer inversión y mitigar los efectos adversos de la caída de los precios del petróleo, y ha modificado acuerdos regulatorios para incentivar el desarrollo de la industria petrolera.

Sin embargo, para que estas acciones tengan réditos, son notables los esfuerzos exploratorios que se deben concretar en el corto, mediano y largo plazo a través de la intensificación en las acciones pertinentes, panorama difícil de alcanzarse por el contexto mundial y los factores internos que hacen particular la situación del país, con lo cual es poco probable que se registren hallazgos de hidrocarburos en el inmediato futuro, tornándose complejo el esquema de abastecimiento de mediano plazo, lógica que lleva a poner de manifiesto la necesidad de anticiparse a escenarios de déficit, cuya solución requiere tomar decisiones inmediatas.

En estas circunstancias, la importación de gas natural se vislumbra como una de las soluciones viables para mantener la continuidad en la prestación del servicio y garantizar el abastecimiento de gas natural, mientras el país recupera sus niveles de competitividad y robustez para la atracción de capital de riesgo que permita materializar los esfuerzos en reservas de hidrocarburos, y en las actuales circunstancias resulta necesario admitir como fuente de suministro el GNL para que respalde la dinámica del mercado interno.

4 ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS NATURAL

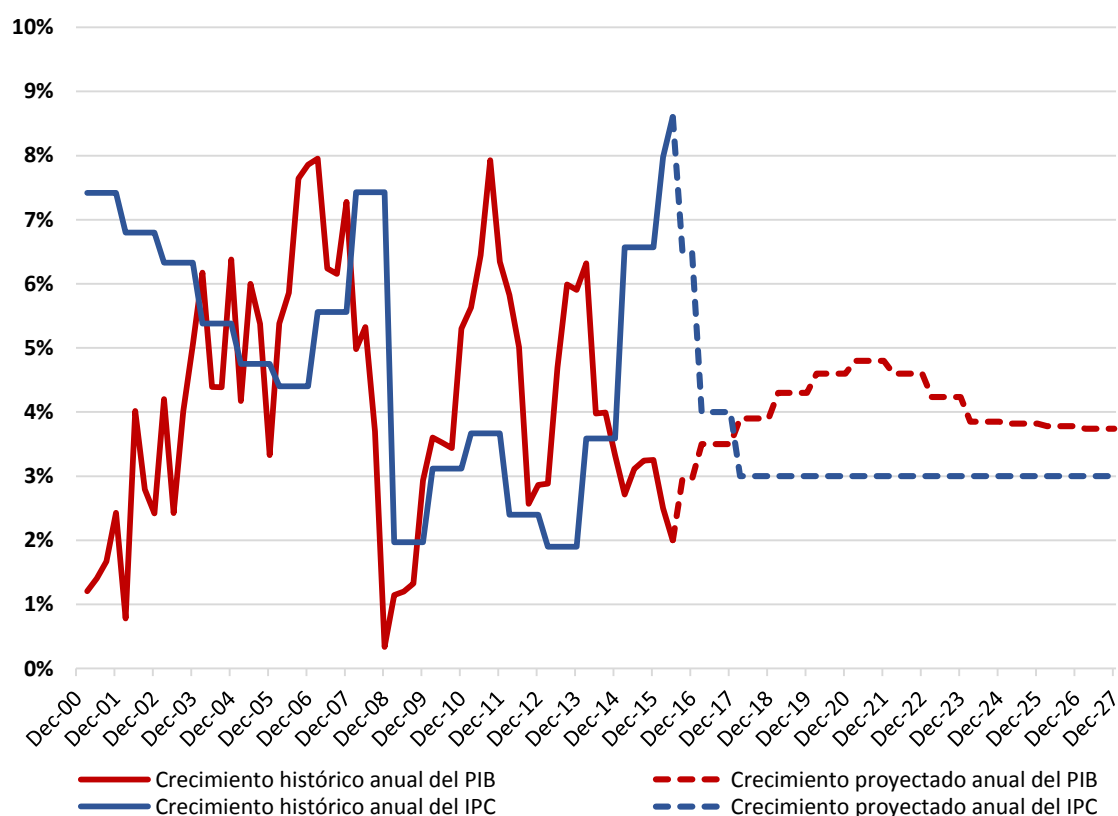
Este capítulo contiene la evolución del consumo sectorial y regional de gas natural y la estimación de escenarios futuros de demanda, a la luz de supuestos de las distintas variables que definen el comportamiento de los diferentes tipos de usuarios.

4.1 Marco de Referencia

Para realizar la estimación de demanda de gas natural en el período 2016-2025 se establece como marco de referencia 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 del 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

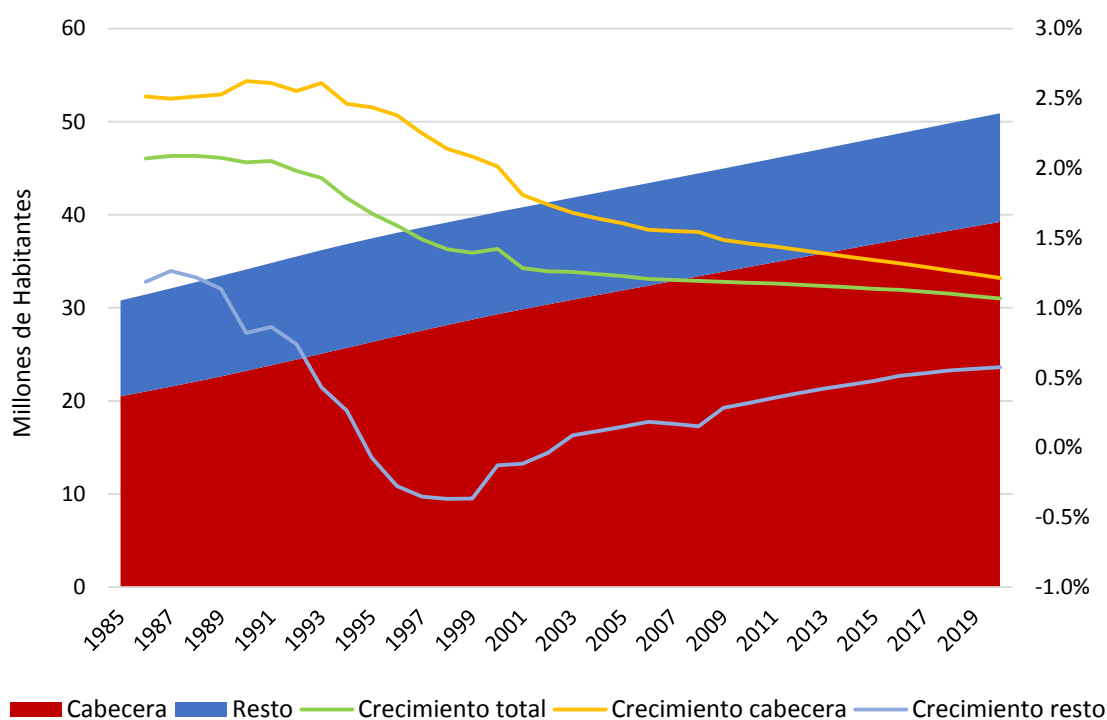
Durante 2015 las cifras mostraron crecimientos por encima del 3%, sobresaliendo el desempeño de los sectores agrícola (4,8), construcción (4,3%), financiero (4,2%) e industria (4,1%), en tanto que el transporte ha perdido dinámica de crecimiento con relación a 2014. Es destacable el

comportamiento de la industria que, luego de muchos períodos de crecimiento negativo, presenta una recuperación que muestra el esfuerzo del sector. Además, el bajo nivel que presentan las tasas de interés (en términos históricos), oscilando en un rango de 10% - 12% anual, viene estimulando 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 y el incremento en la inflación anual.

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 SU1 y del Censo de 2005.

4.2 Consumo de gas natural

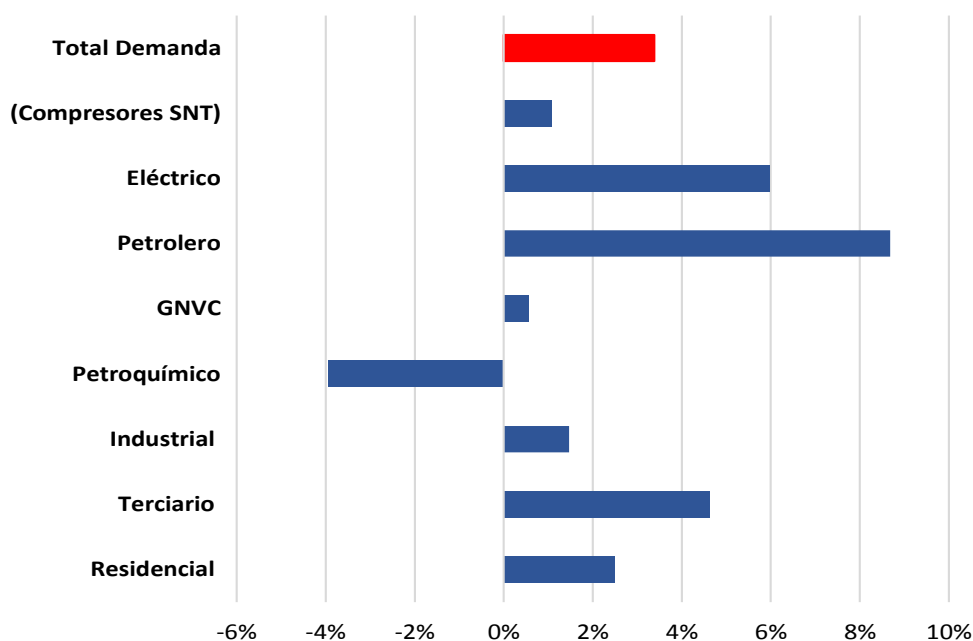
Al cierre de 2015 las estadísticas muestran que durante el año se consumieron 1,048 GBTUD en promedio, mostrando una tasa de crecimiento negativa frente al 2014 de 1.5 puntos

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%. El sector que mostró dinamismo fue el petrolero, con un aumento del 30.3% frente a 2014.

Los resultados alcanzados en el 2015, fueron afectados por la presencia del Fenómeno de El Niño, debido a la necesidad de intercambiar el uso del gas natural de algunos sectores de consumo hacia la generación de electricidad, tal es el caso de industria y petroquímica (fueron efectivas las OCG- opciones de compra de gas natural), lo cual permitió que el consumo para producción de electricidad no cayera en una proporción mayor con respecto a 2014 y fue el Interior del país, donde tal situación se manifestó de manera clara y categórica.

No obstante, la tendencia de los últimos 6 años ha sido positiva con un incremento promedio anual de 3.4% (ver Gráfica 4-3), aunque con alta variabilidad causada principalmente por las oscilaciones 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



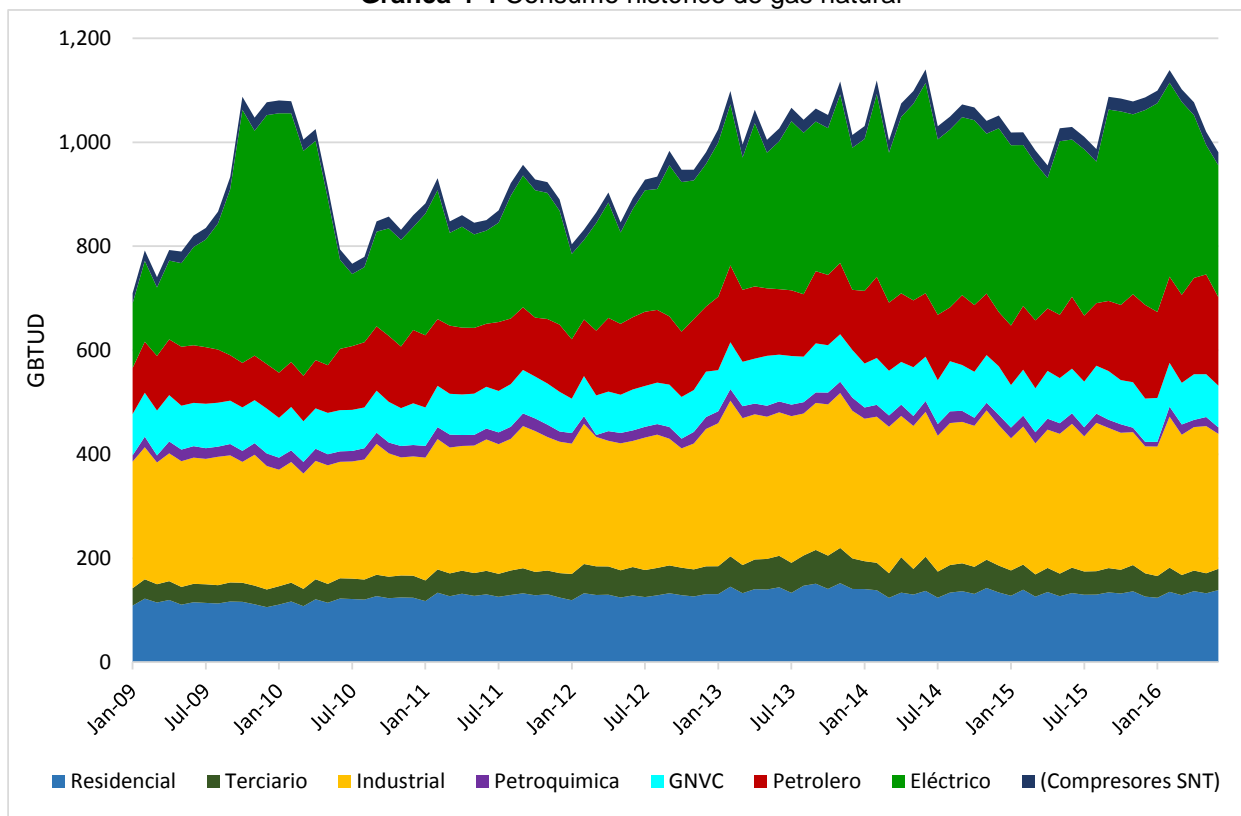
Fuente: UPME, con información de Concentra, 2015

En el período 2009-2015 se observan tasas de crecimiento positivo en casi todos los sectores de consumo, destacándose el sector denominado Petrolero, que registra un crecimiento medio de 8.7%, y en el cual incluye consumo de gas natural con destino a las refinерías de Cartagena y Barrancabermeja, gas para generación de electricidad requerida por ECOPETROL y consumo menor de gas para otros usos en los campos de producción de hidrocarburos.

El sector de servicios o terciario, la generación de electricidad y el sector residencial, representan tasas de crecimiento medio anuales de 4.6%, 6% y 2.5% respectivamente. Los sectores de menor dinamismo incluyen a industria y transporte con 1.4% y 0.6%. En general, la tasa de

crecimiento medio año entre 2009-2015 llegó a 3.4%, pese a dificultades de distinta índole que se presentaron.

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 33.5% de la demanda total, seguido por el industrial, que alcanzó una participación de 24.6% y las residencias que lograron el 11.9%. Los sectores de menor participación relativa fueron en su orden la petroquímica con 1.5%, compresores 2.2% y terciario con 4%.

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) – El Hobo (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

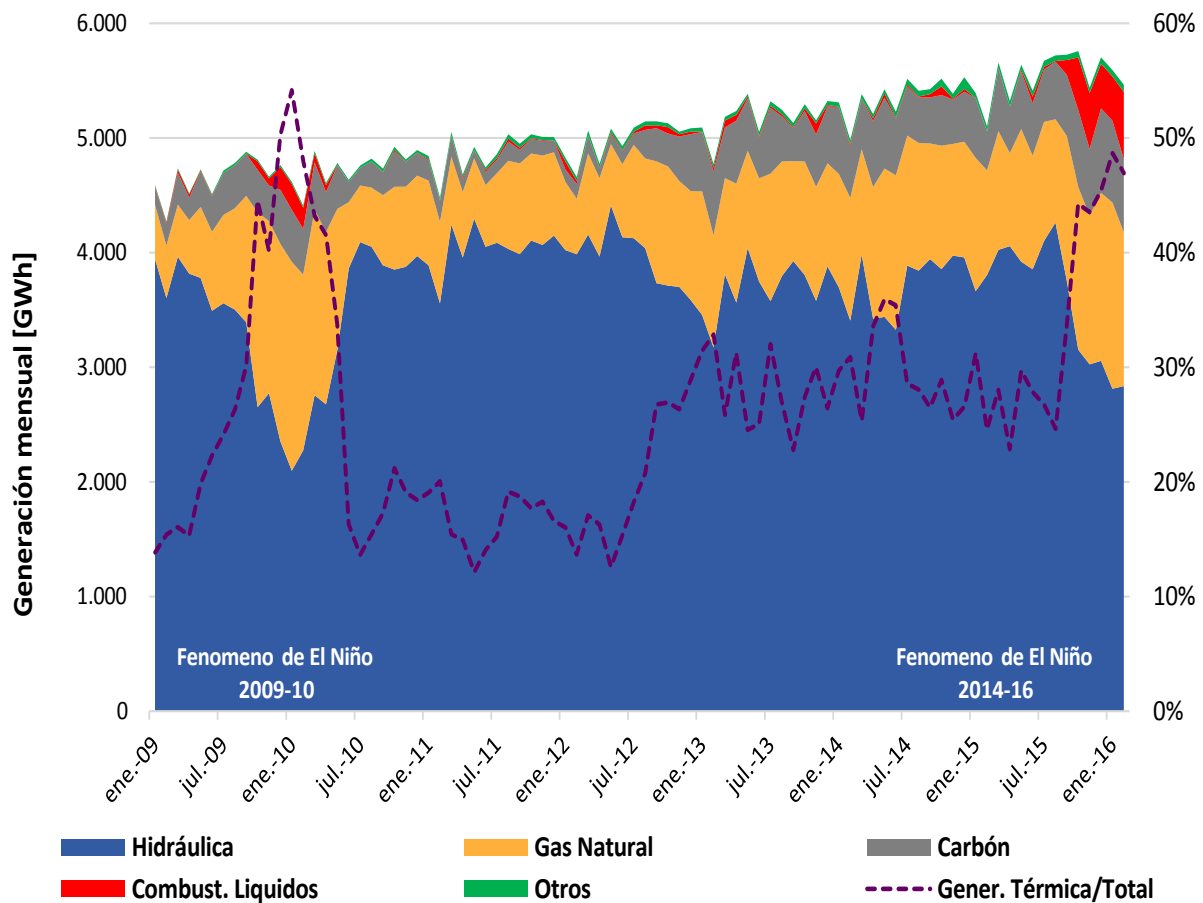
Fuente: CONCENTRA, cálculos: UPME.

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, aun 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 declaran 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.

Gráfica 4-5 Generación de electricidad por fuente



Fuente: XM, UPME, CONCENTRA

4.3 Elasticidad precio - demanda

Como es bien sabido, la elasticidad precio demanda –EPD- permite establecer el cambio porcentual o sensibilidad de la cantidad demandada en relación con el cambio porcentual en el precio. El análisis de este parámetro en el país tiene alto grado de dificultad, porque el sector de gas natural tiene una regulación que implica la presencia de precios máximos y de subsidios, que generan distorsiones en las decisiones de consumo. Además, la información disponible muestra imprecisiones que afectan las estimaciones, por los ajustes de que se deben realizar en consumo y precios.

Debido a la intensificación del Fenómeno de El Niño, se presentó una mayor demanda de gas natural por parte de termoeléctricas para compensar el menor nivel de capacidad de generación de energía eléctrica con agua, lo que llevó a una disminución de la disponibilidad de gas natural para otros consumidores, acarreando un mayor nivel de precios. Sin embargo, la demanda absorbió precios más altos sin afectar su dinámica gradual de crecimiento.

Lo anterior condujo a una reducción de la elasticidad precio-demanda en los sectores de consumo no regulados de gas natural, ubicándose en valores muy por debajo de lo ocurrido en

el Fenómeno de El Niño de 2009-2010 y de años posteriores⁹. Según el análisis realizado por UPME, la EPD de este tipo de demanda en 2015 se ubica en 0.32, significando que cambios del 1% en el precio, generan variaciones en el 0,33% en dicha demanda, mostrando así su menor sensibilidad a cambios en los precios del gas natural.

Por su parte, la demanda regulada de gas natural presenta valores menores a la demanda no regulada, reflejando entre otros el impacto de los subsidios, que fundamentalmente soportan al sector residencial. La elasticidad precio – demanda de la porción regulada se sitúa en 0,09, elasticidad que en 2010 fue mayor, alcanzando valores de 1,7. El análisis también señala que la tendencia de la EPD en los hogares es a la baja, lo que significa que los hogares son cada vez menos sensibles a los cambios de precio para la toma de sus decisiones de consumo de gas natural.

Considerando subsidios y contribuciones, en los últimos dos años los estratos más sensibles en su demanda frente a variaciones en los precios del gas natural han sido los estratos 2, 3 y 6. Entre 2014 y 2015 su elasticidad promedio estuvo en un rango de 0,4 – 0,8, mientras que los sectores productivos, representado básicamente por la industria, han incrementado la sensibilidad de su consumo por el incremento del precio en los últimos años, hecho que muestra la mayor exposición de este sector frente a cambios en el precio, el cual pasó de 1.6 en 2014 a 0.23 en 2015.

En términos generales, la demanda de gas natural en Colombia redujo su sensibilidad a los precios, al disminuir la EPD de 2,33 a 0,3, durante la presente década, lo cual muestra gran capacidad de la demanda para absorber el choque externo generado por precios más altos de gas interno, por efecto devaluación del peso.

En el largo plazo se estima que la EPD de los sectores regulados son altamente inelásticas, particularmente en los hogares y comercial, en tanto que industria, pese a ser el sector que presenta la mayor elasticidad dentro de los sectores económicos, también muestra trayectoria a la baja.

4.4 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 esta fuente energética en los distintos sectores de consumo, y que comprenden el residencial, el comercial (terciario), industrial, petroquímico, petrolero, 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.

⁹ Proyección de demanda de gas natural en Colombia 2016-2030 UPME Subdirección de Demanda
<https://www1.upme.gov.co/demanda-y-eficiencia-energetica>

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; 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; y la consideración de resultados de estudios particulares adelantados por la Unidad y por otras instituciones gubernamentales.

Es importante señalar que se presentan mayores eficiencias de consumo en los equipos de uso final debido a los avances tecnológicos, lo cual reduce de forma importante los consumos específicos, siendo los hogares el segmento donde se aprecia con mayor fuerza esta circunstancia, al pasar de consumos de 20 metros cúbicos por hogar a finales de los noventa a 13 metros cúbicos en los últimos años, generando ahorros significativos de gas natural, gracias a la eficiencia energética y otros factores como el cambio del tamaño de las familias. Igual realidad se presenta en los demás sectores de consumo, por los cambios tecnológicos.

Respecto a la disponibilidad nacional de petróleo y gas natural en el mediano y largo plazo, existe una gran incertidumbre que se refleja en los escenarios y resultados presentados en el numeral 3-5. El agotamiento del crudo liviano y la producción de crudos pesados (hoy en descenso por la declinación natural de los yacimientos) son circunstancias con grandes implicaciones en el esquema de abastecimiento de combustibles líquidos para el país.

Para que estos crudos puedan ser recuperados y refinados, la industria debe realizar operaciones de reacondicionamiento y mejoramiento, con el propósito de obtener mayores niveles de recuperación de petróleo (que contribuya al abastecimiento en el largo plazo con recursos locales) y máximos niveles de conversión, así como la reducción del costo de producción de cada barril, para poder obtener combustibles de mayor calidad, acorde con las nuevas exigencias, a la luz de los cambios en los patrones de demanda y las restricciones ambientales.

De lo contrario, en el mediano plazo se debe iniciar también la importación de crudo y de combustibles líquidos, además de la adecuación de la infraestructura de almacenamiento y transporte, para que dichos energéticos puedan llegar a la totalidad de la población colombiana y satisfagan plenamente sus necesidades.

Si bien el desarrollo del sector de hidrocarburos en las últimas décadas ha estado sustentado en la activa participación del sector privado, asegurar el abastecimiento de petróleo y gas natural es una responsabilidad del Estado, para lo cual debe utilizar los esquemas y mecanismos de planeación indicativa que le permitan desarrollar análisis integrales del mercado y el señalamiento de las acciones a seguir, para encauzar y orientar el desarrollo del sector hacia la garantía del abastecimiento energético y el bienestar del conjunto de la sociedad.

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.

4.4.1 Sector Residencial

En la actualidad, el servicio de gas natural cubre a más de 7.9 millones de hogares¹⁰, y mantiene un consumo promedio relativamente estable por hogar, que se aproxima a los 13 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.

Si bien en 2015 la demanda de gas natural en el sector residencial presentó una contracción frente a 2014, una de las causas puede ser la reducción del calentamiento de ambientes y de agua como consecuencia del Fenómeno de El Niño, particularmente en las regiones Centro y Suroeste, cuya reducción fue de 8.9% y 0.95% respectivamente, en donde, de acuerdo con un estudio adelantado por la UPME en 2012¹¹ sobre caracterización del consumo en los hogares, el calentamiento de agua representa el 3% el total del consumo final.

Para modelar el crecimiento de las conexiones residenciales se utilizó una función logística, cuyos parámetros se calcularon mediante algoritmos genéticos¹². 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 trimestral con rezagos de un período con las series del precio de suministro del gas en La Guajira, el precio de suministro promedio del GLP (valores históricos y proyectados) y la cobertura del servicio de gas natural¹³, también rezagados un período.

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.

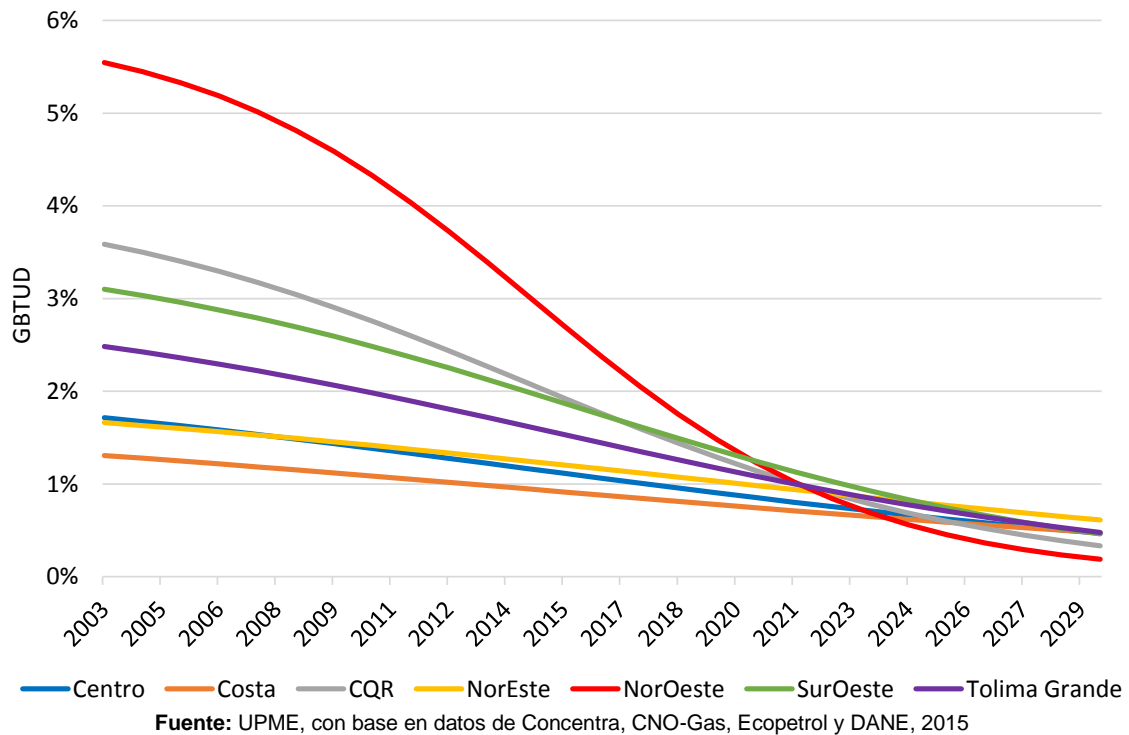
¹⁰ Cobertura Gas Combustible Diciembre 2015. Ministerio de Minas y Energía. En línea: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1157884/4_Coberturas+gas+combustible-Dic2015_GN+%281%29.pdf/467b08cf-a2aa-47e3-ae29-7030321c887e

¹¹ Caracterización de la Demanda del Sector Residencial en Colombia- CORPOEMA

¹² 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

¹³ 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

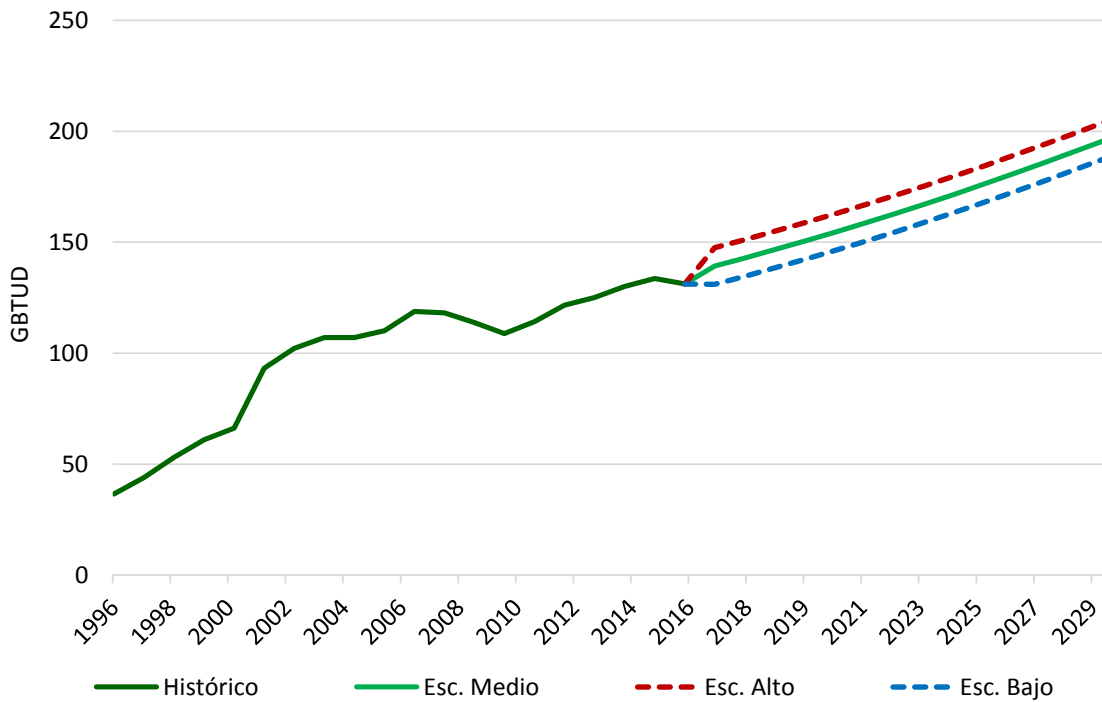
Gráfica 4-6 Crecimiento del número de hogares con servicio de gas natural



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.

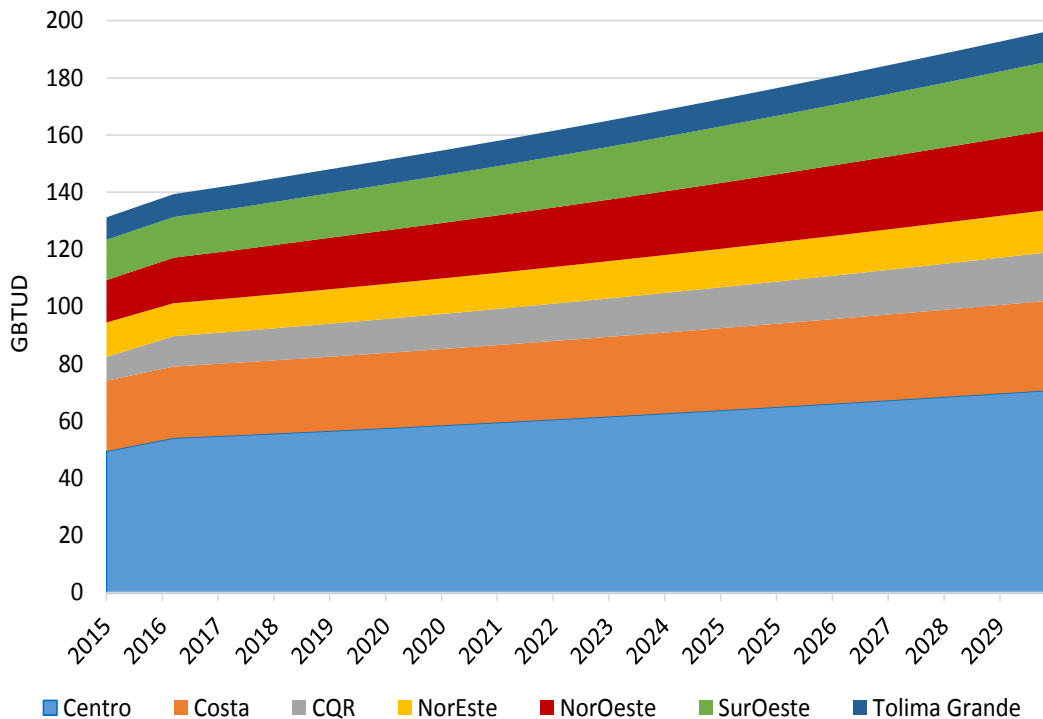
La Gráfica 4-7 presenta los resultados de la estimación del escenario medio. Se consideran además dos escenarios, alto y bajo, construidos a partir del escenario medio con un intervalo de confianza correspondiente al 95%. La proyección regional de largo plazo para el sector residencial se muestra en la Gráfica 4-8.

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

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.

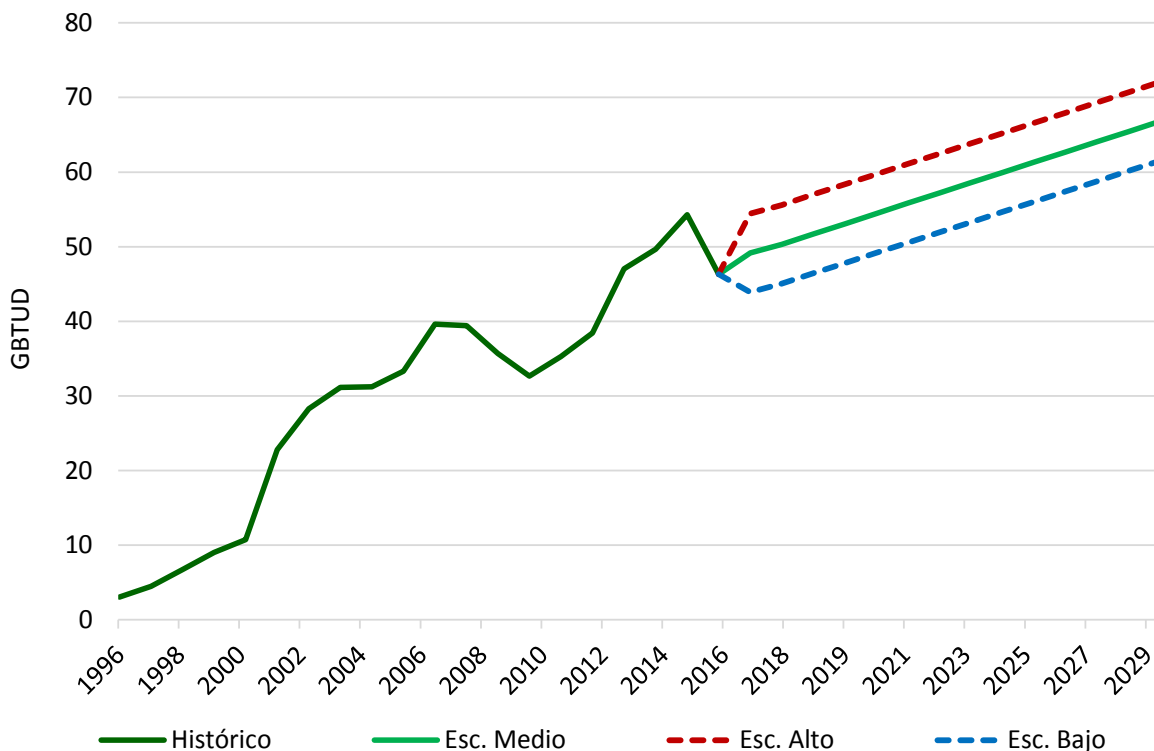
La región que seguirá teniendo el mayor consumo de gas natural es Centro, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2.2%, mientras que la región Noroeste presenta la mayor tasa de crecimiento anual de 4.9%, ubicándose en el tercer lugar de consumo en el sector residencial.

4.4.2 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 total.

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 rezagada un periodo con los precios de suministro del gas natural de la Guajira y los precios promedio de suministro del GLP¹⁴, con rezagos de un periodo. 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

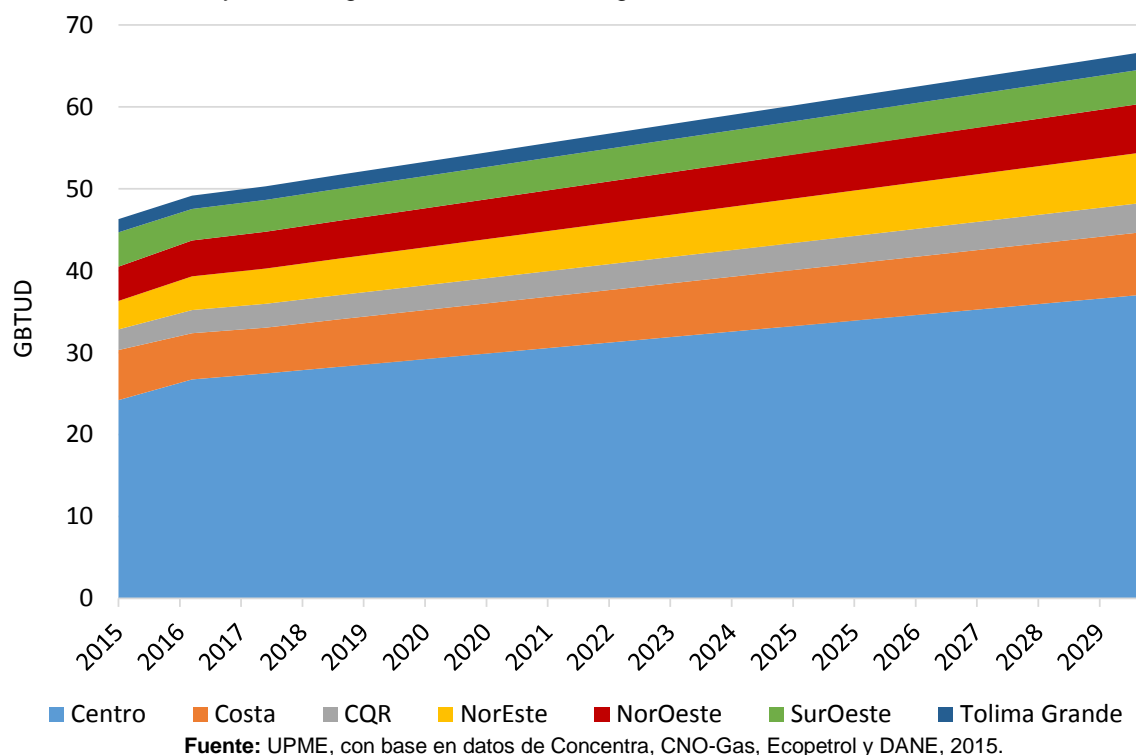


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

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

La demanda comercial regional presentada en la 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 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.



4.4.3 Sector Petroquímico

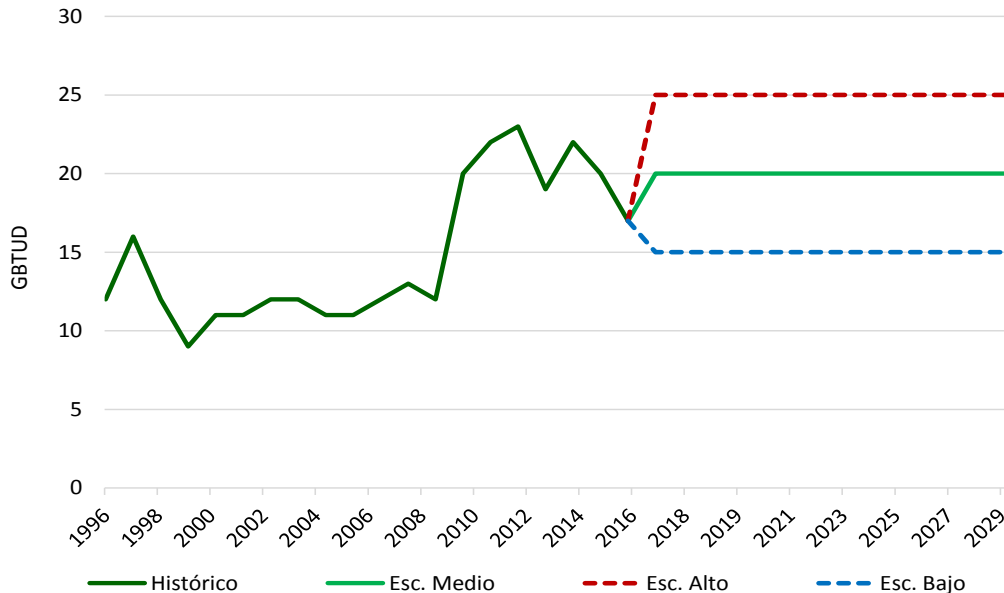
La demanda de gas natural del sector petroquímico está concentrada en dos regiones: Costa y Noroeste, con una participación de 95% y 5% respectivamente. Comparando los años 2014 y 2015, la demanda de este sector experimentó una importante disminución con respecto a 2014 al llegar a un 14.2% negativo, 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%¹⁵ 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 rezagada un período, 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, con rezagos de un período también.

¹⁵ 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

La Gráfica 4-11 muestra los resultados de la estimación del escenario medio y los construidos con los intervalos de confianza del 95%, donde no se espera cambios significativos a futuro.

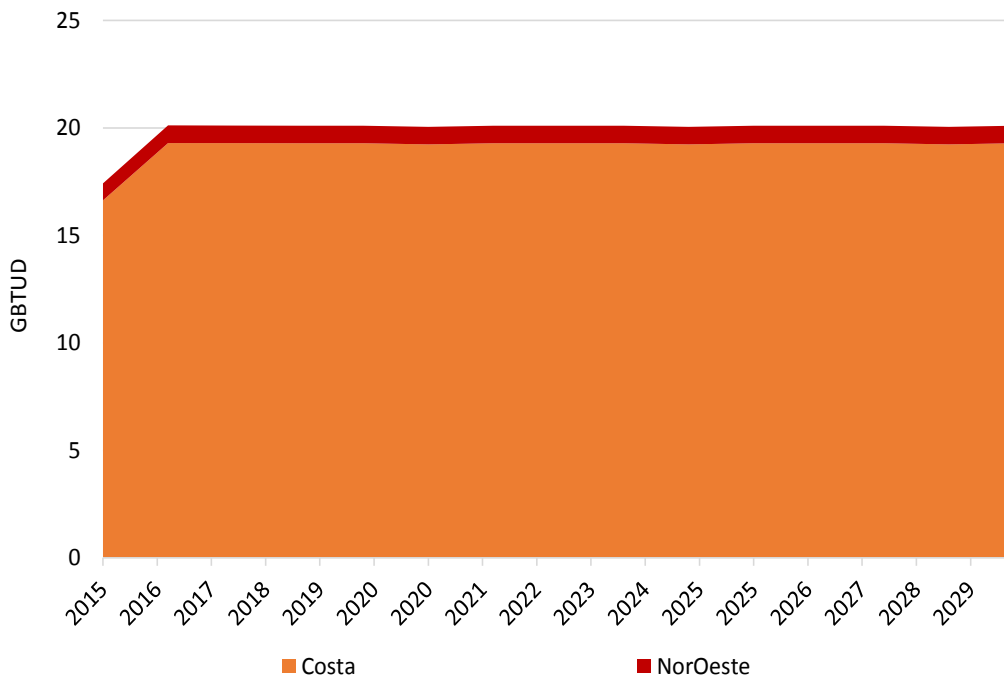
Gráfica 4-11 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico



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 manera regional, la cual indica que los consumos parecen 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.

4.4.4 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%. Como se mencionó anteriormente, una de las posibles causas fue el intercambio en el uso del gas natural destinado al sector industrial para generación de electricidad por la presencia del Fenómeno de El Niño (fueron efectivas OCG y en otros casos oportunidades de negocio).

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.

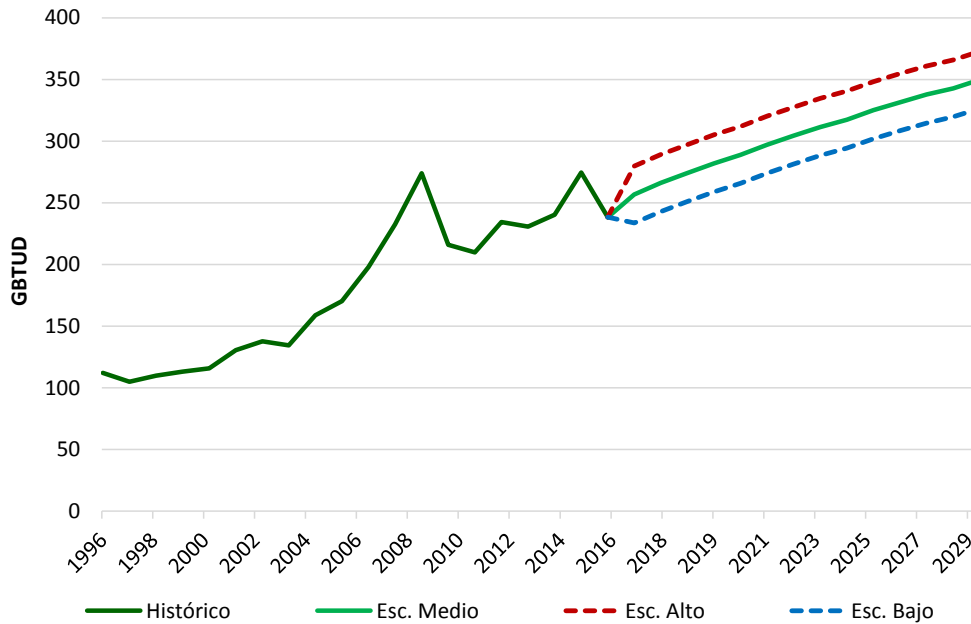
La proyección de demanda del sector industrial fue modelada mediante vectores de corrección del error –VEC-, en los que se relacionó la demanda nacional del sector con el precio del gas natural de La Guajira, el precio del carbón como sustituto en procesos de calentamiento y el PIB proyectado del sector Industrial¹⁶. 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.

¹⁶ 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

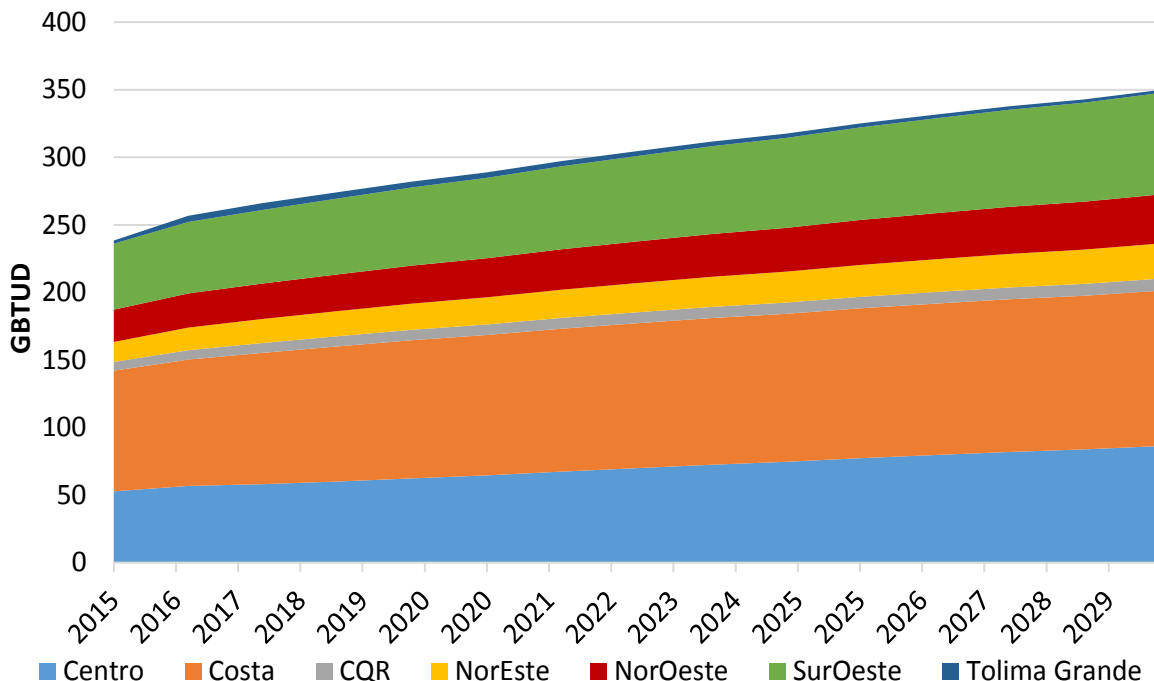
Regionalmente, Centro y Costa se mantienen con las mayores participaciones, llegando a 60% al final del período de estimación, pese a que las tasas de crecimiento medio solo alcanzan 2.4% y 1.7% promedio año, crecimiento superado por el de regiones como Noreste, Suroeste y Noroeste, que detentan valores de 3.8%, 2.9% y 2.8% respectivamente, pero con pequeños aportes, tanto al inicio como al final del horizonte de la proyección. Ver Gráfica 4-14.

Gráfica 4-13: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial



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.

4.4.5 Sector Transporte Vehicular

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. Si bien las regiones Centro, Costa y Noreste, que representan el 65%, mostraron crecimientos por encima del 3%, el 35% de la demanda restante disminuyó en cantidades superiores al 7%.

Uno de los factores por los cuales la demanda disminuyó es la devaluación del peso frente al dólar, y como es sabido, el gas natural se transa en dólares, mientras que el precio de los combustibles se realiza en pesos, perdiendo competitividad el primero frente a los líquidos, además que el petróleo ha caído a niveles de 30 USD/barril y, por tanto, el precio internacional de los combustibles ha disminuido, guardando los precios en Colombia una relación directa con los de la Costa del Golfo.

La estimación de demanda de gas natural como combustible para vehículos se realizó mediante un modelo analítico denominado ENPEP¹⁷, 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.

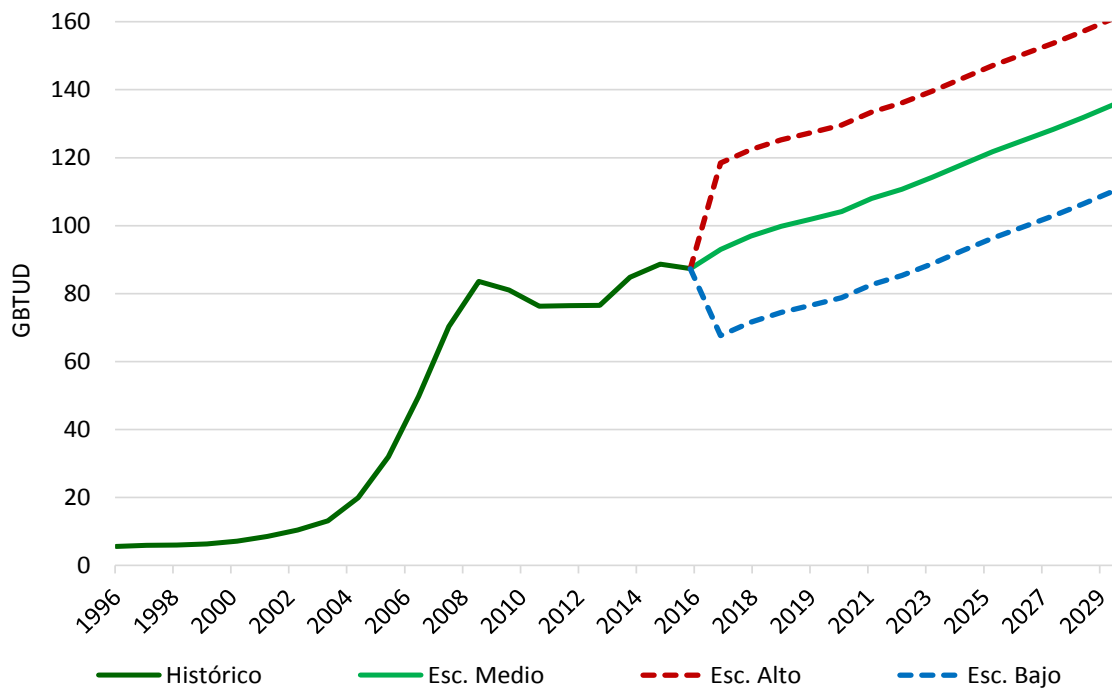
El escenario medio crecerá al 3.2%, al pasar de 87 GBTUD en 2015 a 135 GBTUD en 2029, tal como se muestra en la Gráfica 4-15, considerando que los precios del petróleo a futuro muestran una recuperación notable, lo que se traduce en aumento de los precios de los combustibles en nuestro país. Como en los demás sectores, se presentan escenarios alto y bajo definidos por un intervalo de confianza del 95%.

Igualmente se espera que por los compromisos de Colombia en la COP21 este sector sea uno de los principales aportantes en el proceso de transición energética y descarbonización del sector energético, mediante la sustitución de líquidos por gas en la movilización de pasajeros y carga.

Regionalmente se estima que Tolima Grande, Noroeste y CQR serán las de mayor crecimiento con 5.1%, 4.6% y 4.5% respectivamente, mientras que Noroeste, Suroeste y Centro muestran los menores crecimientos con 1.7%, 1.8% y 2.1% respectivamente. No obstante, la región Centro será la de mayor participación relativa en todo el horizonte de análisis, seguida de Costa, como se aprecia en la Gráfica 4-16.

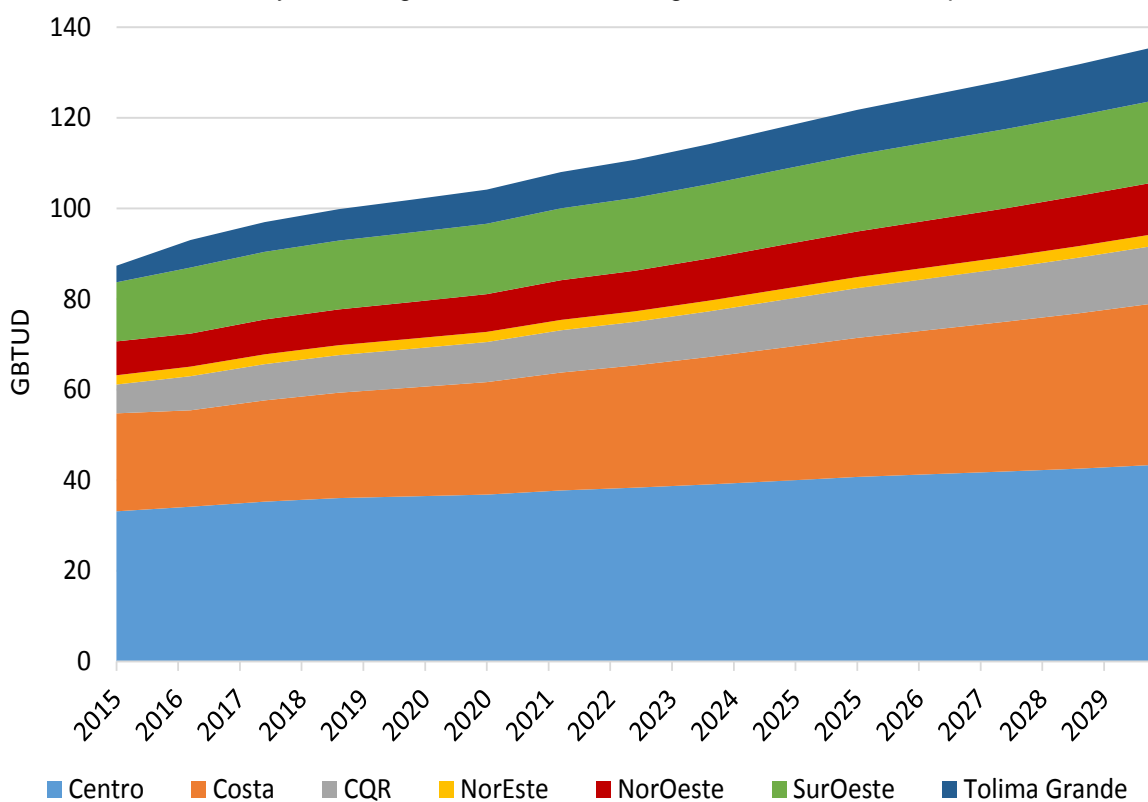
¹⁷ Energy and Power Evaluation Programme. Argonne National Laboratory

Gráfica 4-15: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector vehicular



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

Gráfica 4-16: Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte vehicular



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

4.4.6 Sector Termoeléctrico

El cálculo de la demanda de gas natural del sector termoeléctrico depende principalmente de los aportes hidrológicos, así como de la senda de expansión de la capacidad de generación eléctrica en el largo plazo. En este sentido, se formulan varios escenarios, los cuales tienen una relación directa con el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029, el cual fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40095 del 01 de febrero de 2016.

Para determinar la demanda de gas en este sector, se utiliza el modelo energético *Stochastic Dual Dynamic Programming* –SDDP–, el cual simula la operación futura del Sistema Interconectado Nacional y proyecta el costo marginal del sistema, la generación de energía por central, junto con los respectivos consumos de combustible asociados a cada tecnología de generación.

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 seguridad¹⁸, 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:

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

¹⁸ 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.

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

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

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 natural 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 la etapa t .

n : Es el número total de plantas térmicas en el 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 plena disponibilidad.
- 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.

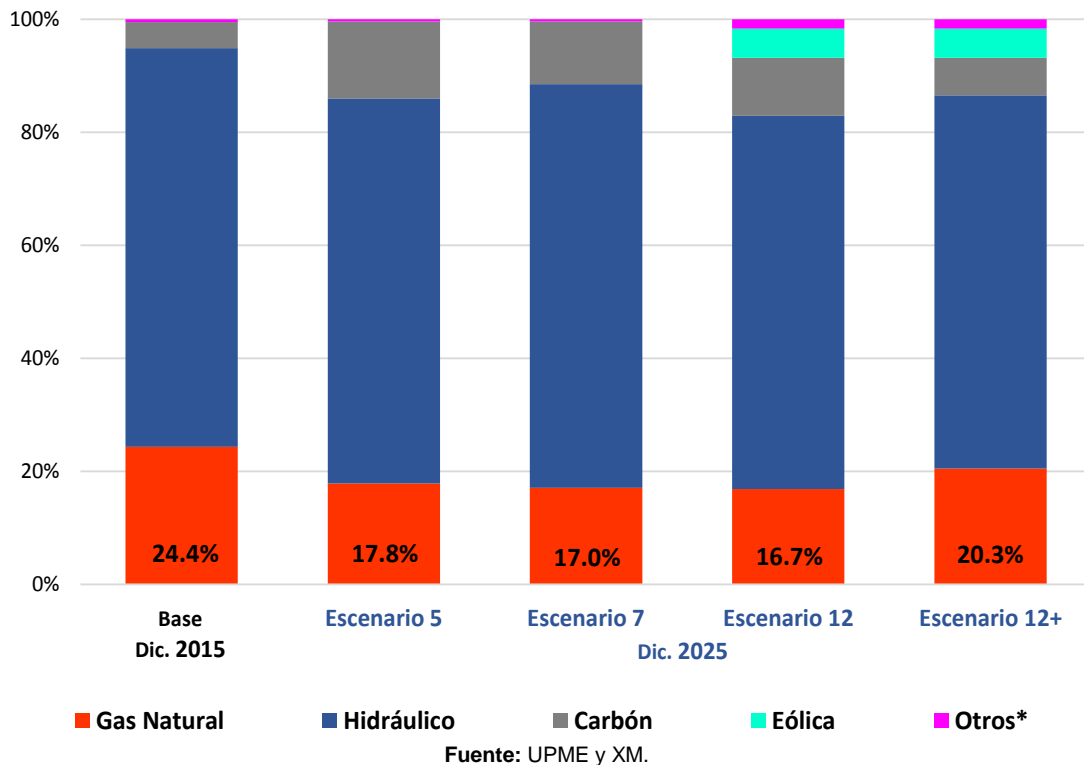
De los escenarios formulados para la proyección de la demanda de gas natural se tuvieron en cuenta tres (3): los escenarios 5, 7 y 12, destacándose este último con la mayor resiliencia hidráulica (la capacidad de adaptación ante eventos hidrológicos extremos), el buen comportamiento relativo a bajos 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 4-17¹⁹.

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.

¹⁹ Vale la pena señalar que en la versión preliminar del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión para el período 2016-2030 se mantiene un escenario similar al escenario 12 del Plan de Expansión de Gy T del año anterior como el más robusto.

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

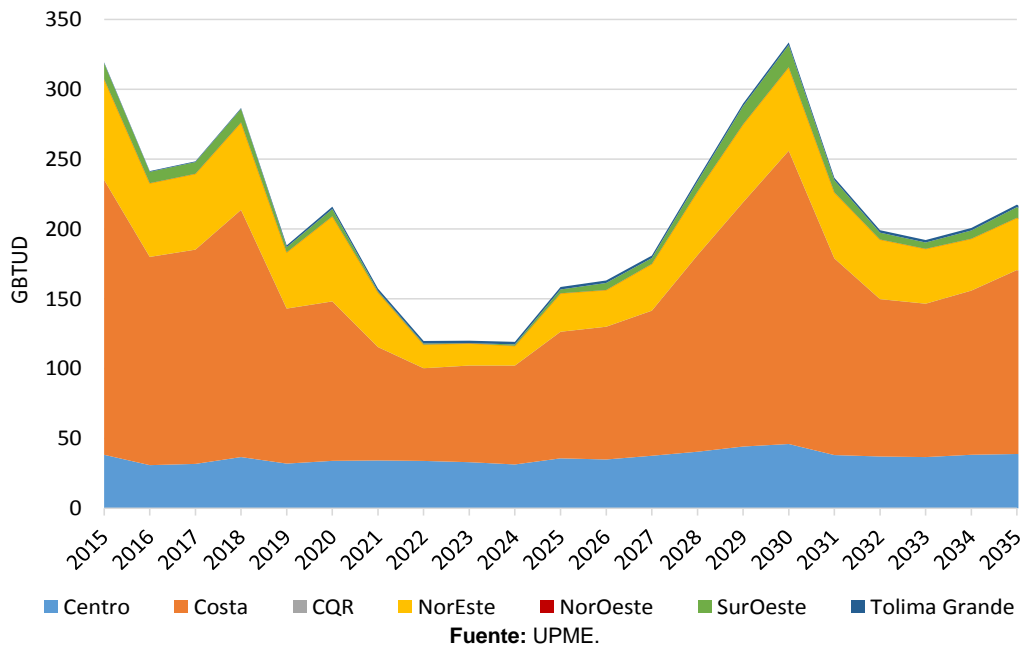


Fuente: UPME y XM.

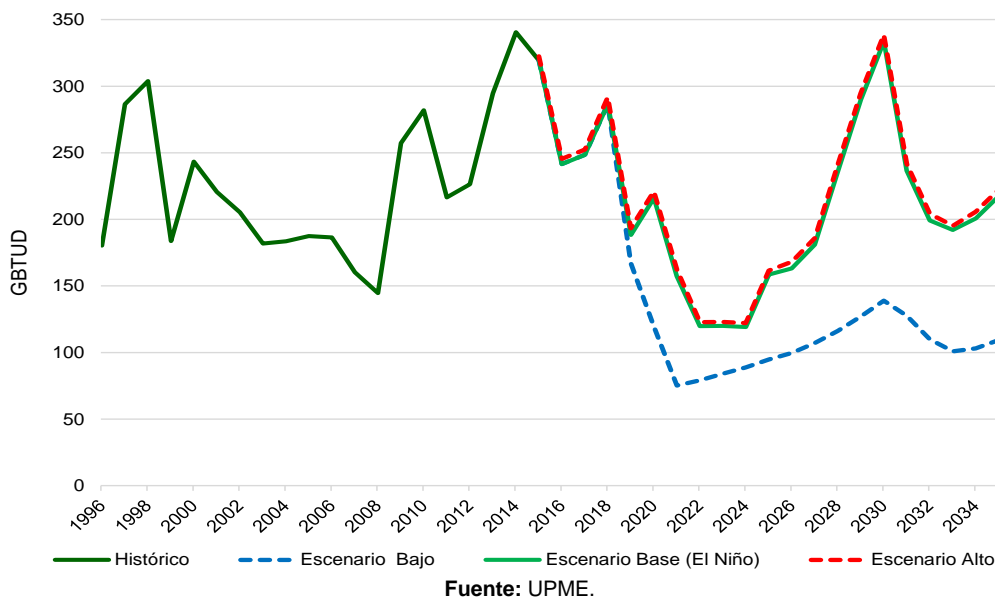
También es necesario mencionar que lo anterior es debido a la dependencia de la generación eléctrica de la hidrología y la incertidumbre de ésta última que implica una banda de posibilidades de consumo de gas natural para este sector. Tal banda de posibilidades es aún mayor si se considera que sobre 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

Si bien, en la estimación se utiliza el promedio de la demanda de los escenarios de la expansión de largo plazo y tres de los cuatro casos estudiados no contemplan la expansión con gas, la demanda de gas natural aplicada considera situaciones de muy baja hidrología tipo Fenómenos de El Niño, que si bien no registran la amplitud de la brecha que se genera (atención de demanda total del Niño con gas natural), si permite establecer necesidades de infraestructura que consideran obligaciones de energía en firme declaradas con esta fuente energética.

Es evidente que para el sector termoeléctrico no se está incluyendo el escenario de mayor demanda posible, que puede ser altamente probable como lo han demostrado las demandas de gas para termoeléctricas durante los dos últimos Fenómenos del Niño. Tal escenario supone considerar que la totalidad de las obligaciones de energía en firme de todas las termoeléctricas distintas a las que operan con carbón, sean atendidas con gas natural. Por ello se realiza un ejercicio de sensibilidad que se presenta en el Anexo 4, en el cual puede observarse que la demanda termoeléctrica, en la situación descrita, puede llegar a los 660 GBTUD.

Es claro que una sobrestimación del déficit podría conducir a generar una visión distorsionada y a decisiones que implican una sobreinversión. Al mismo tiempo, no enviar una señal de magnitudes de escenarios críticos implicaría ignorar una crisis previsible con costos muy elevados para la sociedad colombiana en términos económicos (cortes de gas o electricidad, sustitución por combustibles muy costosos, improvisación, entre otros). Por tanto, resulta conveniente considerar un escenario crítico como el que se propone, adicional al escenario base de generación eléctrica presentado, que de por si no incluye nuevas plantas operadas con gas natural.

4.4.7 Sector Petrolero

La proyección de demanda del sector petrolero corresponde a los consumos previstos de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, a los proyectos de incorporación de reservas de petróleo y al desarrollo de proyectos de refinación de petróleo. El escenario bajo corresponde a la estimación de demanda futura de ECOPETROL de consumos en las refinerías antes mencionadas.

Los escenarios alto y medio (iguales) corresponden a los consumos esperados de proyectos que, desde las previsiones de la UPME, son fundamentales para el autoabastecimiento de petróleo y combustible líquidos (ver Gráfica 4-20) y que pueden ser desarrollados por un agente distinto a ECOPETROL.

El país requiere contar con los recursos energéticos y de infraestructura adecuada para atender las necesidades de los diferentes sectores de consumo. La sociedad colombiana tendrá un mayor nivel de bienestar cuando los recursos se encuentran en el territorio nacional, en tanto ello promueve mayores ingresos fiscales y tiene un positivo impacto sobre el crecimiento económico, el empleo y las posibilidades de mejorar ingresos.

Como es necesario acelerar el recobro de las reservas de crudo existentes para garantizar el abastecimiento, se deben adelantar los programas de recuperación secundaria de petróleo propuestos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos por las empresas operadoras. Esto debido a que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en nuestro país se han visto afectadas por la caída de los precios internacionales del crudo, y la baja actividad no ha permitido la incorporación de nuevas reservas. Además, se ha reducido el CAPEX del sector y se amenaza la viabilidad de diversos proyectos.

Factores como la liberalización del mercado en México, que compite con las oportunidades de inversión en Colombia, la creciente producción de crudo en USA, genera la necesidad de llevar el crudo a mercados lejanos afectando su competitividad. Estas y otras razones, como la disminución de las reservas probadas de crudo y gas, amenazan el desarrollo del sector y se está alcanzando un punto de inflexión, donde la falta de grandes hallazgos apunta hacia una fuerte declinación en el corto y mediano plazo.

Aunque en el país se han realizado ajustes en los términos contractuales en el último año, para atraer inversión y mitigar los efectos adversos de la caída de los precios del petróleo, la actividad exploratoria en 2016 ha sido baja, lo que presupone resultados adversos en términos de nuevos hallazgos y aumento de reservas, por lo que proyectos de recuperación mejorada representan una de las mejores opciones para detener la caída de las reservas en el corto y mediano plazo.

De otra parte, existen compromisos contractuales en algunos contratos de exploración y producción, que exigen inversiones tendientes a realizar procesos de producción incremental de crudo que utilizan gas como energético para la producción de vapor.

Considerando la situación del país, sería poco estratégico dejar de un lado las operaciones de recuperación mejorada, puesto que, además de las dificultades para mantener la producción de crudo actual, las empresas y el país no podrán compensar con volumen la caída de precios internacionales.

Por otra parte, el aumento en el consumo de combustibles líquidos en Colombia exige un sistema que garantice la disponibilidad de los distintos energéticos en los centros de consumo, los cuales mayoritariamente se localizan en el Interior del país. Como la capacidad de producción de combustibles líquidos nacional es insuficiente para atender la creciente demanda, se requiere la adecuación de la refinería de Barrancabermeja o la construcción de nuevas plantas de refinación, que ofrezca al país seguridad en el abastecimiento interno de derivados.

La ejecución de los proyectos permitirá la producción de combustibles de mayor calidad, a costos asequibles y la obtención de máximos rendimientos de los crudos procesados, dadas las características de los crudos que se producen en el país, además de generar valor agregado y polos de desarrollo industrial, así como competencia en la actividad de refinación.

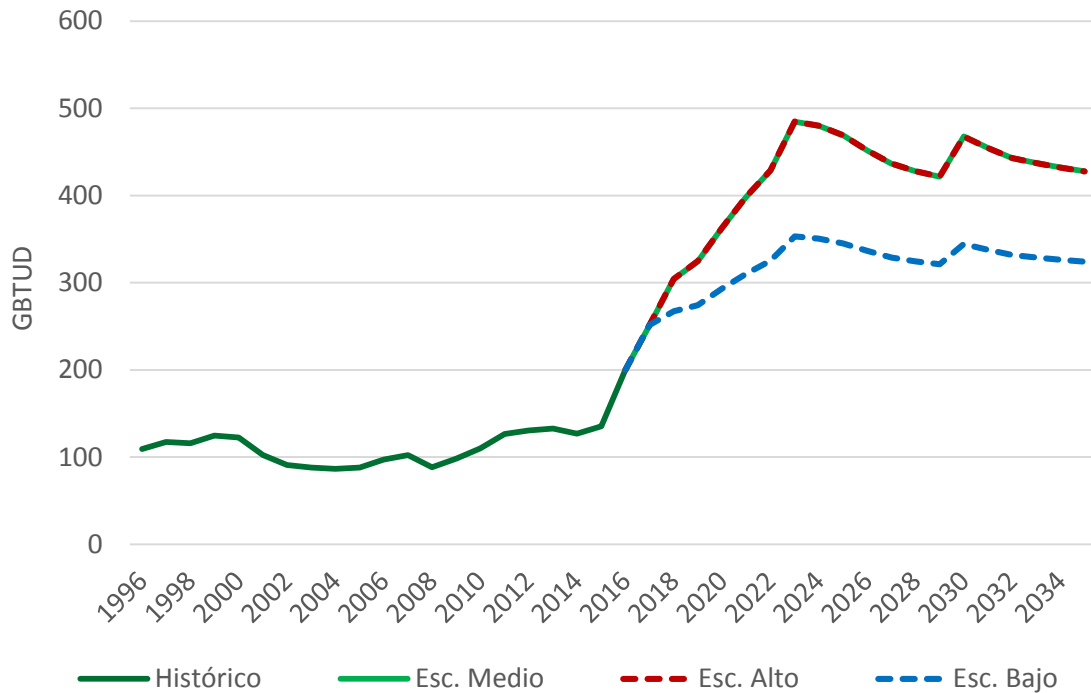
Disponer de la oferta de gas natural requerida para la producción de combustibles es un elemento que contribuye a la seguridad energética de nuestro país, pues es evidente que esta variable cada vez más frágil, se torna insuficiente para el abastecimiento interno, por causa de una demanda creciente de combustibles y una capacidad de refinación inferior –pese a que la refinería de Cartagena duplicó su capacidad y aumentó la disponibilidad de algunos de los productos-.

Dicha fragilidad puede acentuarse por el grado de deterioro y obsolescencia de la principal refinería colombiana que, sumado a la cautela para invertir en producción primaria y transformación industrial, pone en peligro el desarrollo y crecimiento económico del país, obligando a elegir alternativas logísticas de alto costo para el normal abastecimiento de líquidos.

En tal sentido, se considera como asunto de interés público y de conveniencia para el país el desarrollo de los proyectos de recuperación mejorada de crudo y el aumento de la capacidad de refinación o la actualización tecnológica de la refinería de Barrancabermeja, para garantizar el abastecimiento de crudo y combustibles líquidos que demanda la sociedad colombiana. En la proyección se destacan los siguientes eventos Gráfica 4-21:

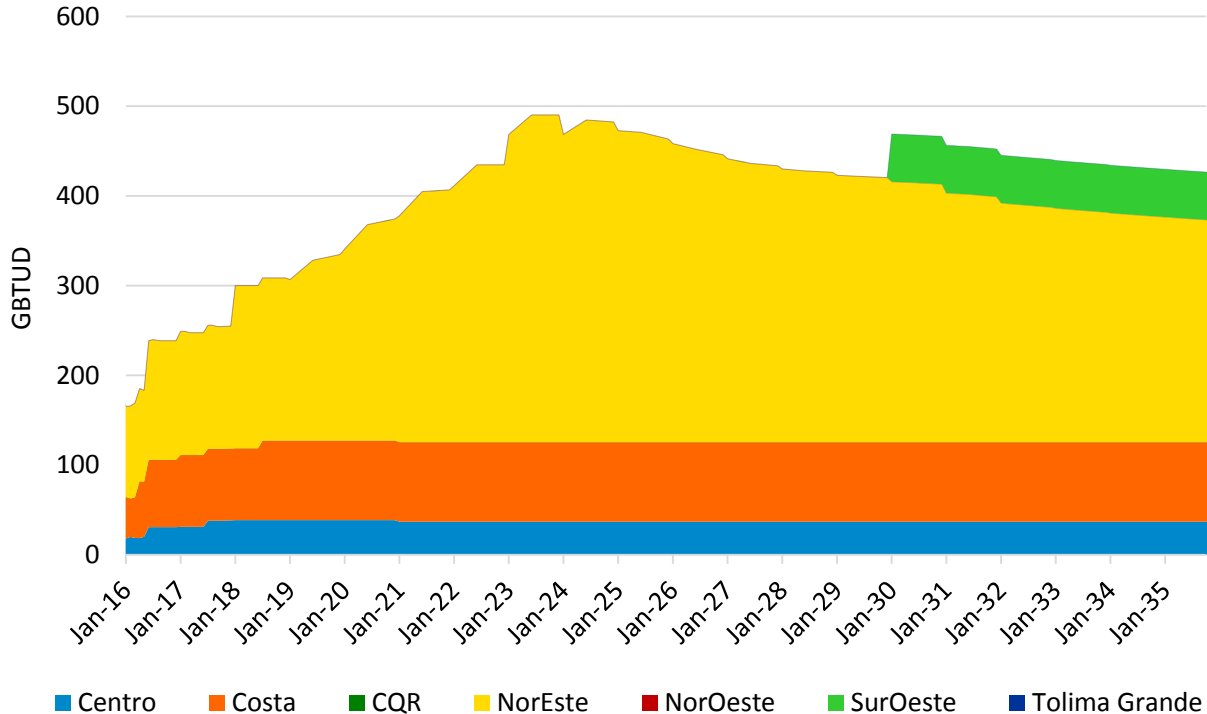
- Ampliaciones en la refinería de Cartagena hasta 87 GBTUD en la región Costa, entre los años 2016-2018.
- Modernización de la refinería Barrancabermeja o instalación de nueva capacidad de refinación.
- Consumo de gas para producción de petróleo (recuperación mejorada) en el Magdalena Medio (Centro, nodo Vasconia).

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.

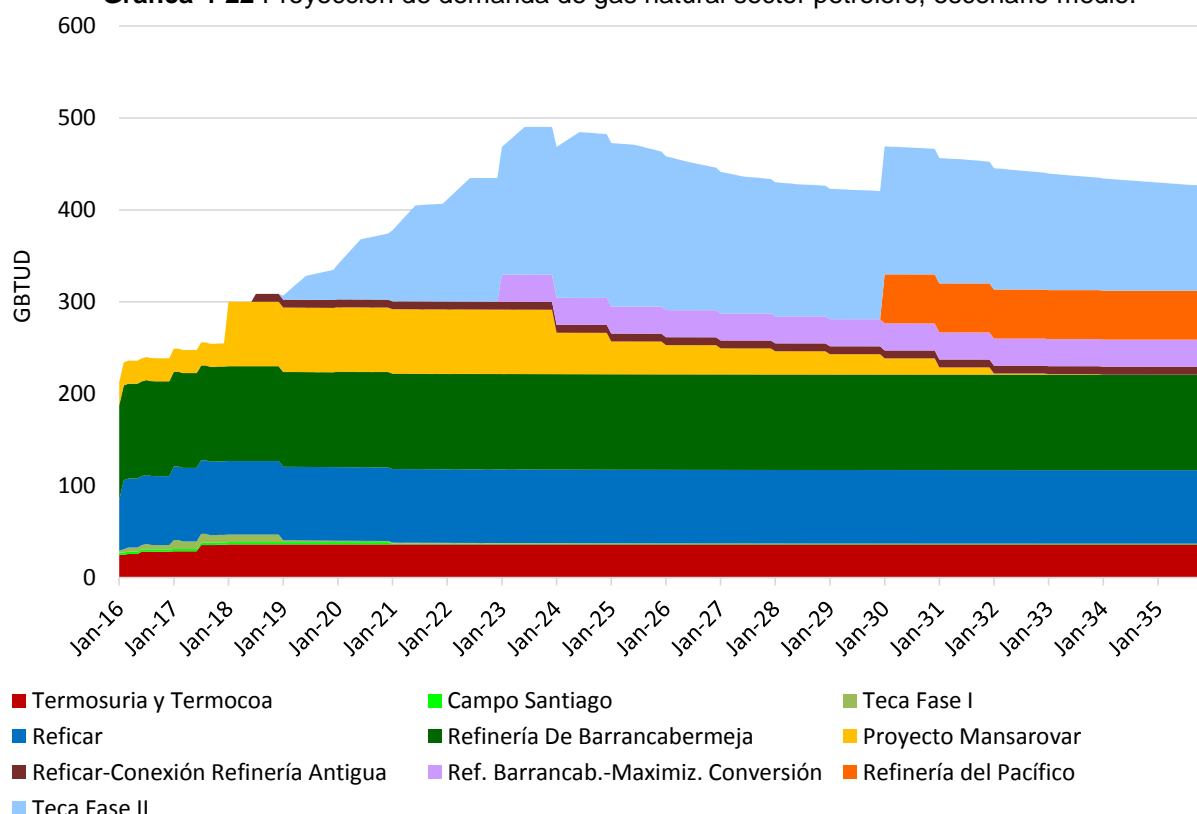
Gráfica 4-21 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.



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

A continuación en la Gráfica 4-22 se presenta una desagregación de los requerimientos de gas natural para la atención de la demanda del sector petrolero diferenciado por proyectos. Son varios los proyectos en ejecución actualmente que consumen gas para producir petróleo vía inyección de vapor, tal es el caso de los campos Jazmín, Under River Casabe, Yariguí-Cantagallo, Cocorná (Teca Fase I), Tello, etc, algunos de los cuales podrían incrementar su demanda en el evento de disponer de mayores volúmenes de gas natural (campos Jazmín y Under River). Sin embargo, no hay estadísticas oficiales disponibles para determinar con precisión las cantidades de gas utilizadas en cada proyecto.

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



Fuente: ANH, ECOPELROL, Cálculos UPME

4.5 Proyección demanda gas natural nacional

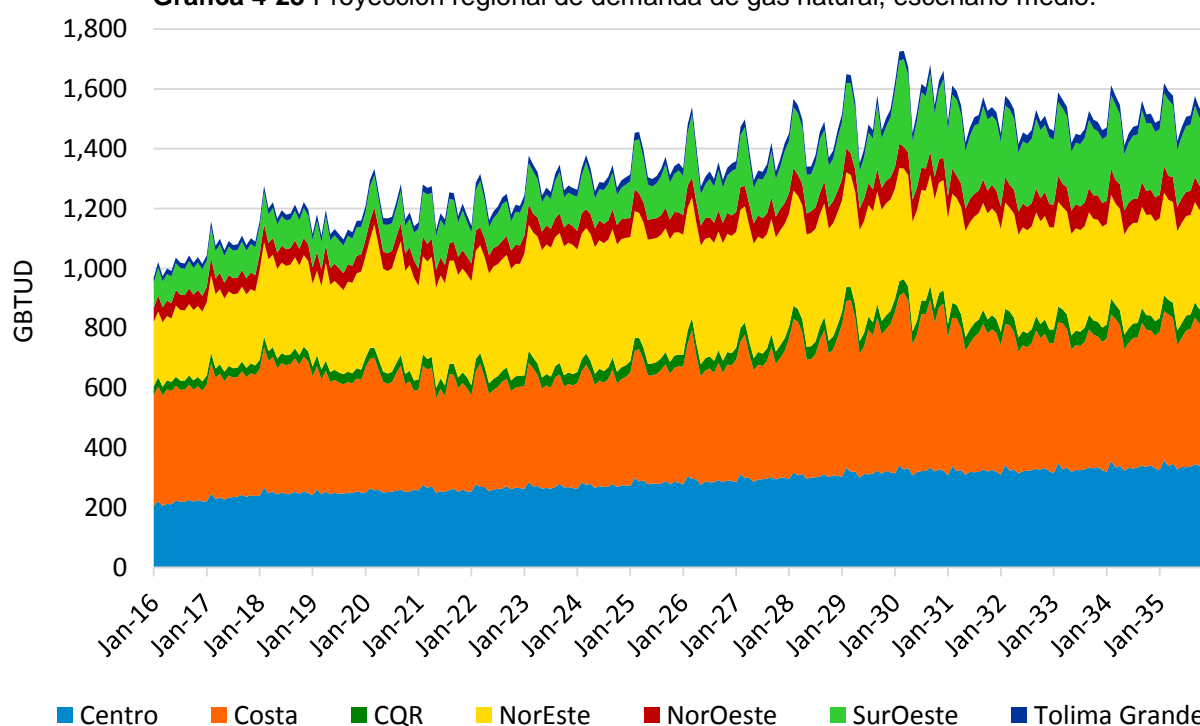
A nivel nacional, se estima que la demanda de gas natural en el escenario medio alcanzará un crecimiento promedio año de 2.2 % entre 2015 y 2035, pasando de 1,060 GBTUD a 1,707 GBTUD, impulsada por el crecimiento económico, aumento de la población y sustitución de algunos energéticos menos eficientes 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 4-23 se aprecia como en la región Noreste, después del año 2020, la demanda aumenta significativamente como consecuencia de la construcción de una nueva planta de refinación, o en su defecto la modernización de la refinería de Barrancabermeja, y en la región Centro, desarrollo de extracción de petróleo con mecanismos de recuperación secundaria, campos que en su mayoría se localizan en el Valle Medio del Magdalena (nodo Vasconia).

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

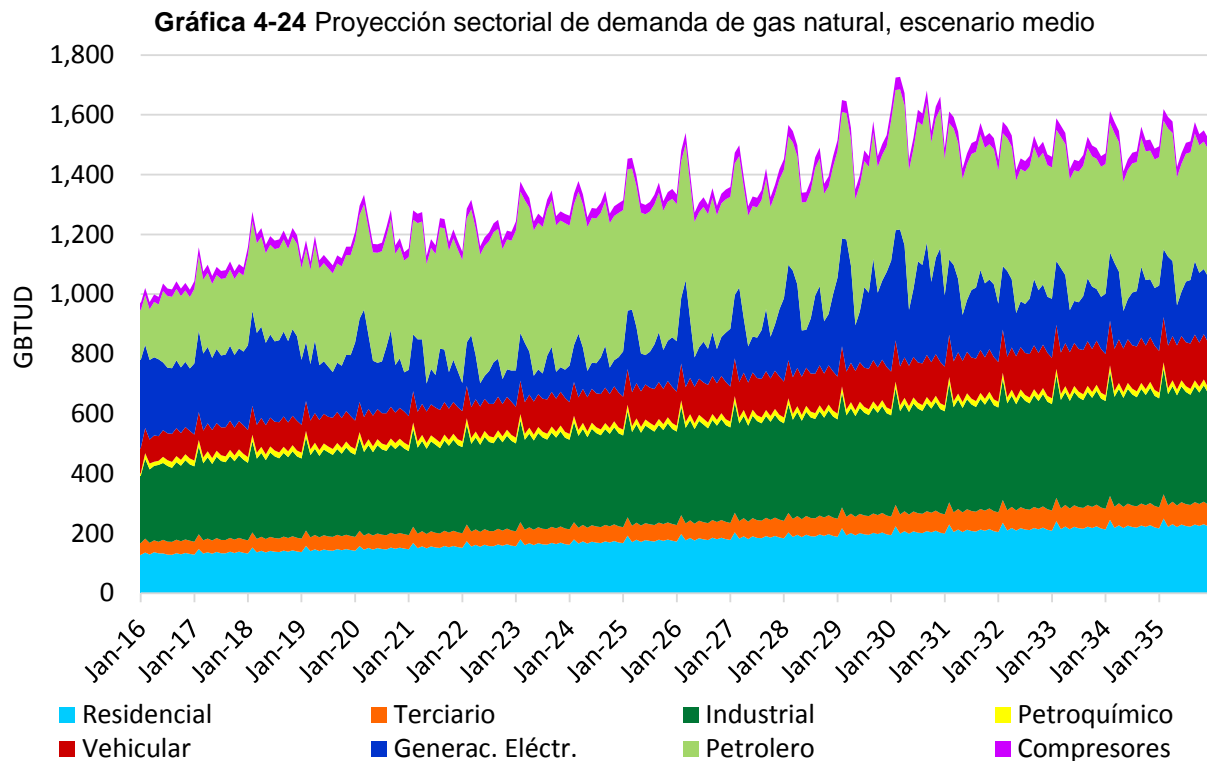


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

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 4-24 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 y los consumos para incrementar la producción petrolera, necesaria para el país.



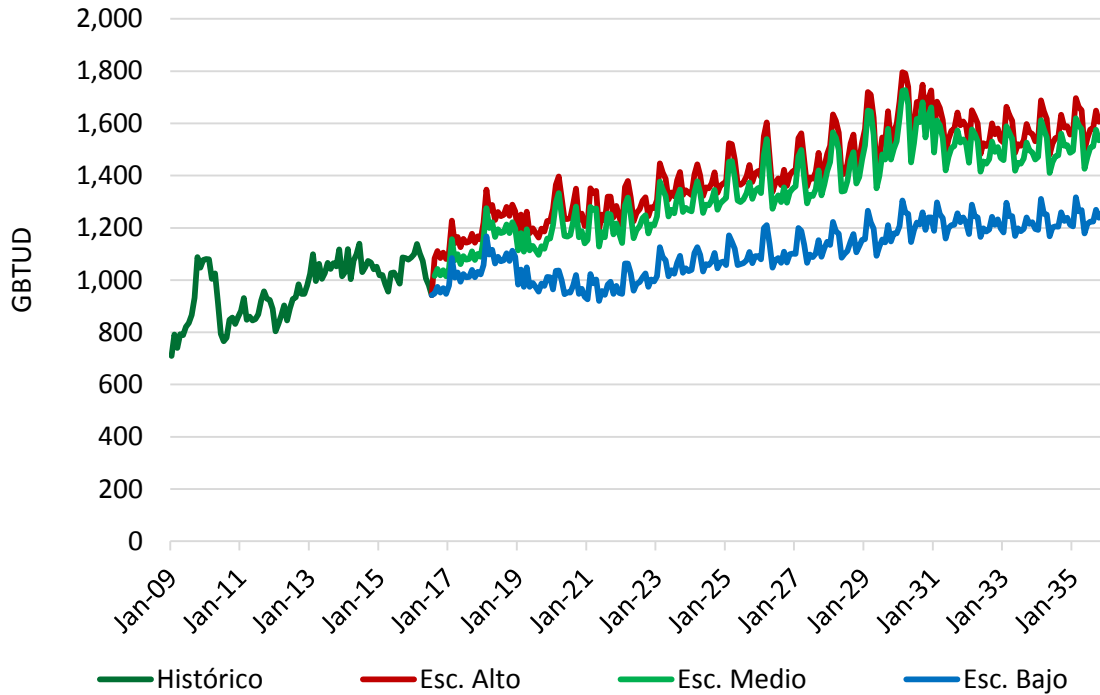
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

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 climáticos (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 4-25, así como la Tabla 4-2 que incluye de las tasa de crecimiento del escenario base en distintos periodos del horizonte de estimación.

Gráfica 4-25: Escenarios de demanda nacional de gas natural



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

Tabla 4-2 Tasas de crecimiento escenario medio de demanda de gas natural

Sector	Tasas de Crecimiento Demanda		
	2009-2015	2015-2025	2025-2035
Residencial	2.4%	3.0%	2.4%
Comercial	4.5%	2.9%	1.9%
Industrial	1.4%	2.9%	1.4%
Petroquímico	- 2.4%	1.4%	0.0%
Transporte (GNVC)	0.6%	3.4%	2.4%
Petrolero	8.4%	8.8%	2.1%
Eléctrico	3.7%	- 11.4%	1.4%
Eléctrico ENSO		- 6.8%	3.2%
Compresores	1.5%	2.0%	1.9%
Total Demanda	3.1%	1.6%	1.9%
Total Demanda ENSO		2.1%	2.1%

Fuente UPME, CONCENTRA

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 las reservas disponibles por parte de los productores al Ministerio de Minas y Energía efectuada en marzo de 2016. 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.

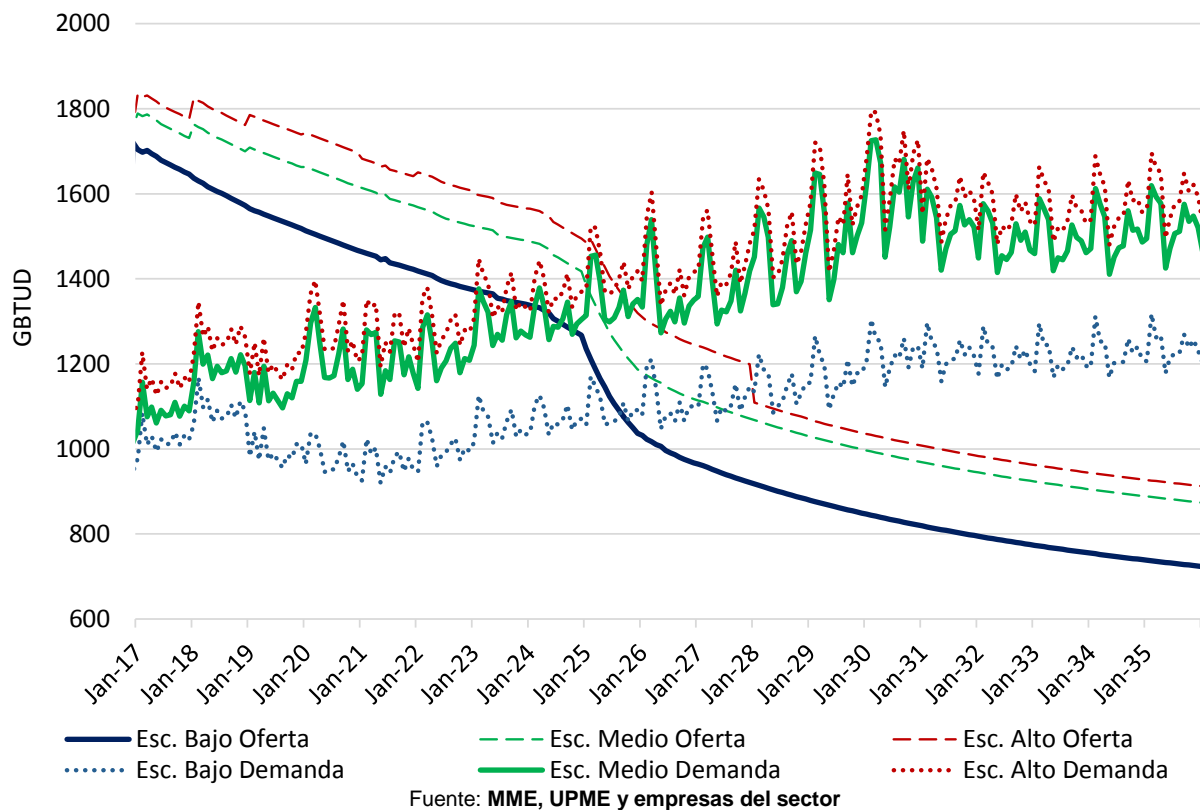
Así, la finalidad de este análisis es la determinación del grado de desabastecimiento en términos físicos, sin tener en cuenta factores comerciales, contractuales o de infraestructura que están presentes en el mercado, que condicionen el análisis aquí presentado.

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



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

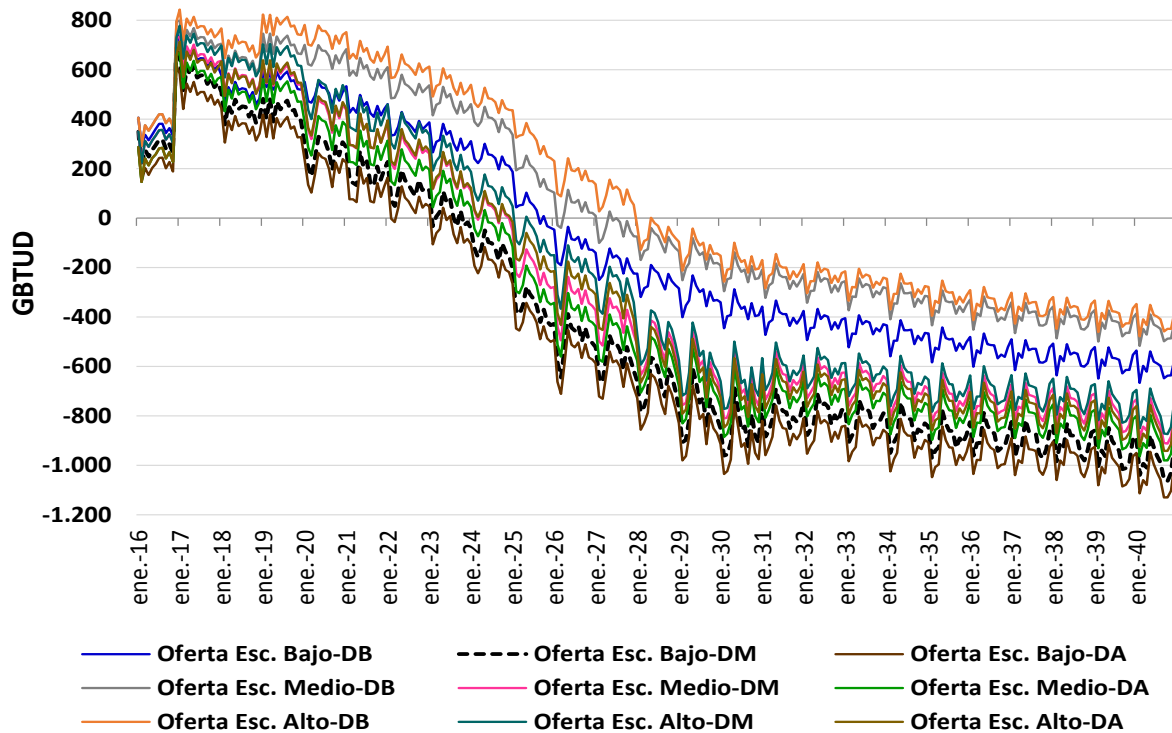
Es evidente que al combinar escenarios de oferta baja y demanda media o alta se alcanzan los máximos de insuficiencia después de 2024. Por el contrario, los mayores excedentes se logran con demanda baja y oferta alta, reiterando que este análisis solo se limita a balances de energía y no considera el 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 ubicada 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 económicas 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 151,000 m³ de GNL.

En consecuencia y para todos los análisis, el escenario de referencia incluye, además del suministro de terminal de regasificación de Cartagena desde enero de 2016²⁰, un aporte adicional de segundo terminal de igual capacidad en Buenaventura desde enero de 2023 desde el punto

²⁰ 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.

de vista de balance de oferta y demanda y desde enero de 2021, considerando los beneficios logrados por confiabilidad del servicio, como se observa en el Anexo 5 del presente documento.

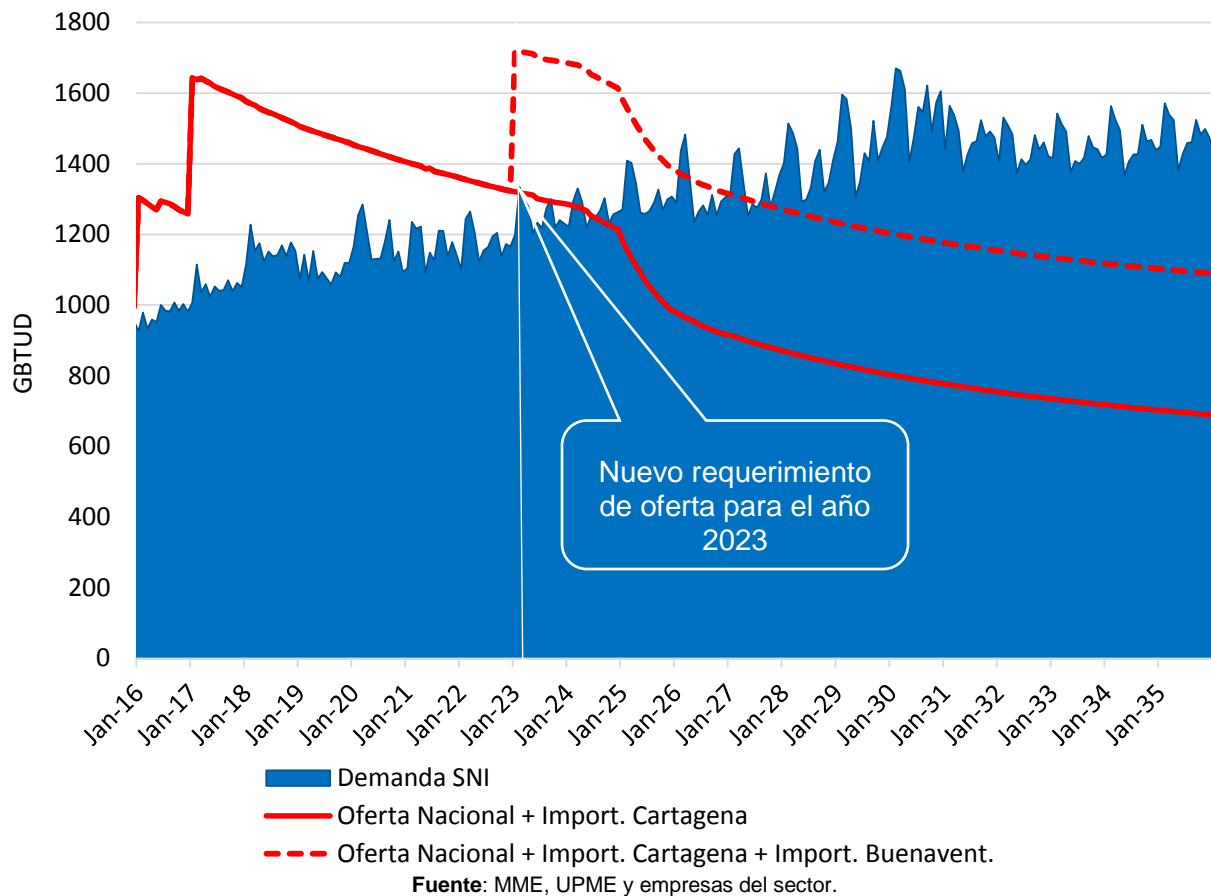
5.2 Balance regional con escenario de referencia (2016-2035)

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 2023, causado por el crecimiento de la demanda y la rápida declinación de los campos de Guajira y Llanos Orientales.

La línea punteada de la misma gráfica muestra el comportamiento de la disponibilidad de gas natural del país, sin incluir una oferta adicional, independiente de su origen, que a todas luces muestra un déficit estructural, que es necesario suplir para garantizar el abastecimiento continuo.

Si bien el volumen adicional requerido para equilibrar la oferta y la demanda tiene mayor beneficio para la sociedad colombiana al ser de origen nacional, la incertidumbre de incorporación de recursos propios es alta, como se presenta en el numeral 3.5, lo cual obliga a buscar una segunda opción de oferta desde el mercado externo, razón por la cual se propone la construcción de la planta de regasificación en Buenaventura, cuya certidumbre elimina riesgos geológicos y proporciona garantía de abastecimiento.

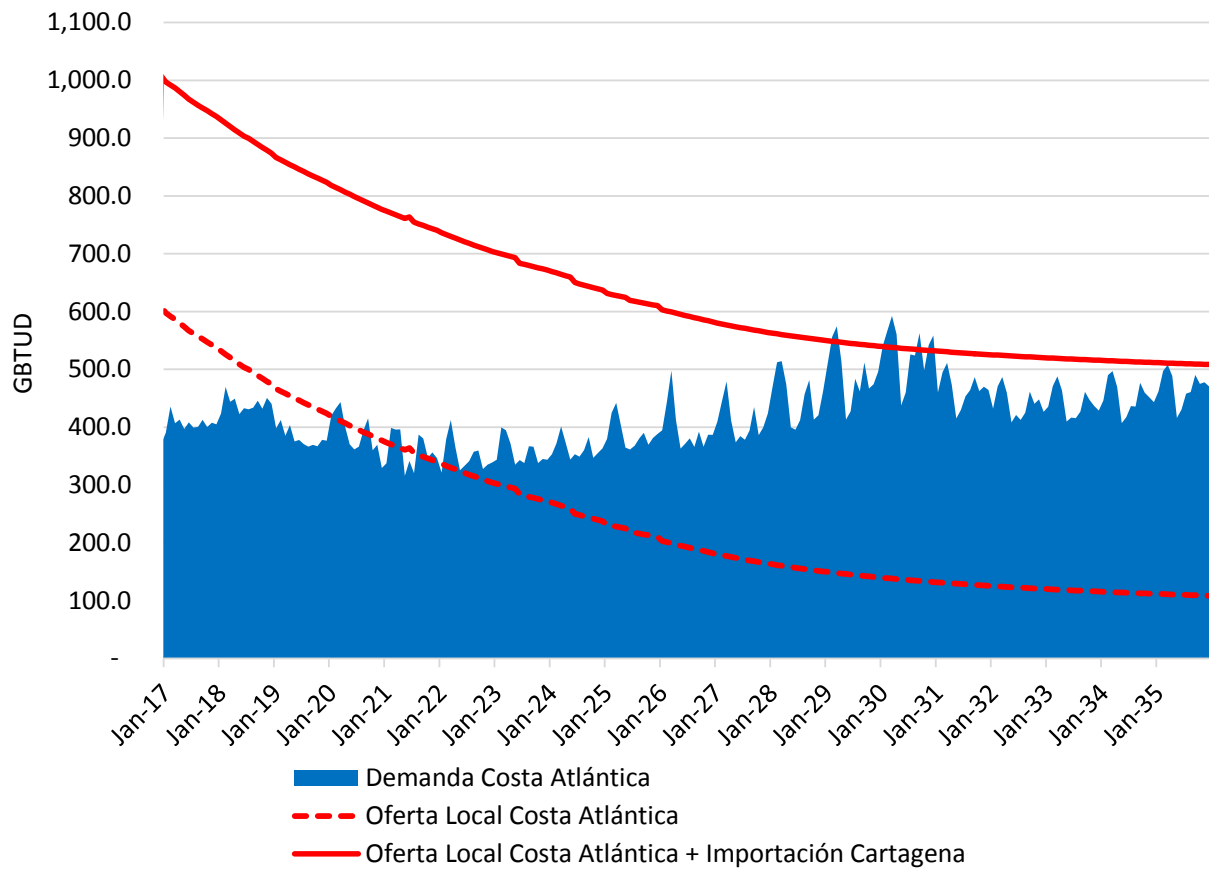
Gráfica 5-3 Balance nacional S.N.I. Escenario de Referencia



Debido a la restricción que impone la capacidad de transporte, a renglón seguido se realiza un balance regional dentro del SIN, Costa Atlántica e Interior, con el propósito de realizar un análisis más detallado e identificar requerimientos de suministro, expansión o volúmenes de gas atrapados que en el balance nacional no es posible identificar y que eventualmente llevan a generar desbalances que no son reflejados en demanda no abastecida, pero que reducen el desarrollo del mercado de gas interno frente a la percepción de incertidumbre sobre condiciones de abastecimiento, cantidades disponibles y tipos de contratos, entre otros factores.

El balance de la Costa Atlántica muestra excedentes de gas natural durante más de una década, pues en su oferta está incluida la planta de regasificación de Cartagena, tal como lo evidencia la Gráfica 5-4, y se estima que estos excedentes abastecerán parcialmente el Interior del país, cuando las condiciones así lo permitan.

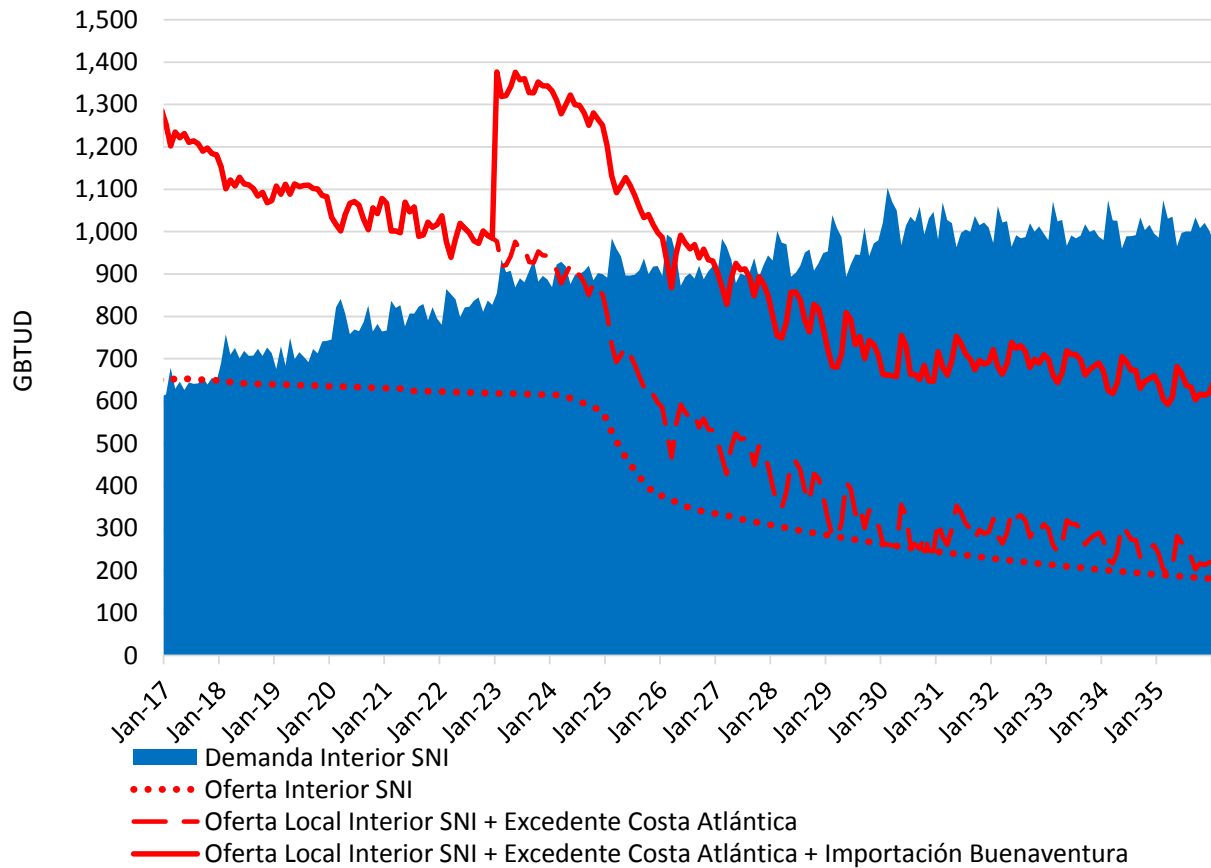
Gráfica 5-4 Balance Costa Atlántica, Escenario de Referencia



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 todo el horizonte de estudio. Bajo el modelo de precios y transporte desarrollado para este *Plan*, cuyas premisas son: i) **minimizar los costos operativos del sistema** y el **precio** al cual llegaría este energético a cada uno de los nodos de demanda (ver numerales 6.3 y 7.3), y ii) consumir primero la fuente nacional, el Interior del país tendría riesgo de déficit físico hacia el año 2025 (ver Gráfica 5-5), consecuencia de un crecimiento sostenido de la demanda e insuficiencia de oferta, déficit que debe ser solventado con gas nacional procedente esencialmente del *offshore* colombiano, considerando que para la época ya se habrán surtido todas las etapas de maduración de los proyectos y se tendrá total certeza de su disponibilidad.

Tal sentido de flujo se da incluso en los casos de disponer del terminal de regasificación en Buenaventura (ver Gráfica 7-18) y de construirse el Gasoducto Nor-Occidente que se identifica más adelante (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

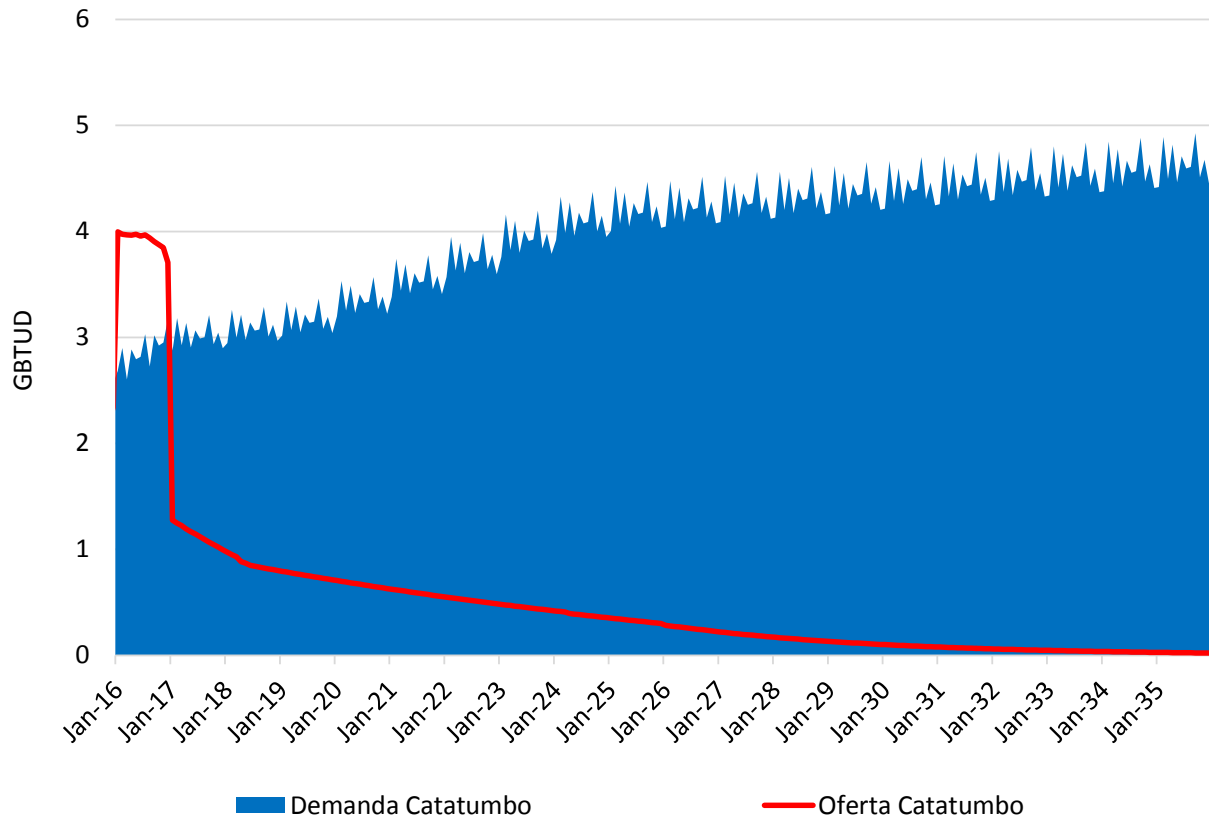
Gráfica 5-5 Balance Interior, Escenario de Referencia



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 región, el balance muestra desequilibrio desde el año 2017, indicando la necesidad inminente de abastecer la ciudad de Cúcuta y su zona de influencia desde campos diferentes a los que actualmente lo hacen. Para dar continuidad al servicio, se requiere gas del Campo de Gibraltar, el cual deberá ser movilizado por gasoducto virtual (ver numeral 9.4.2).

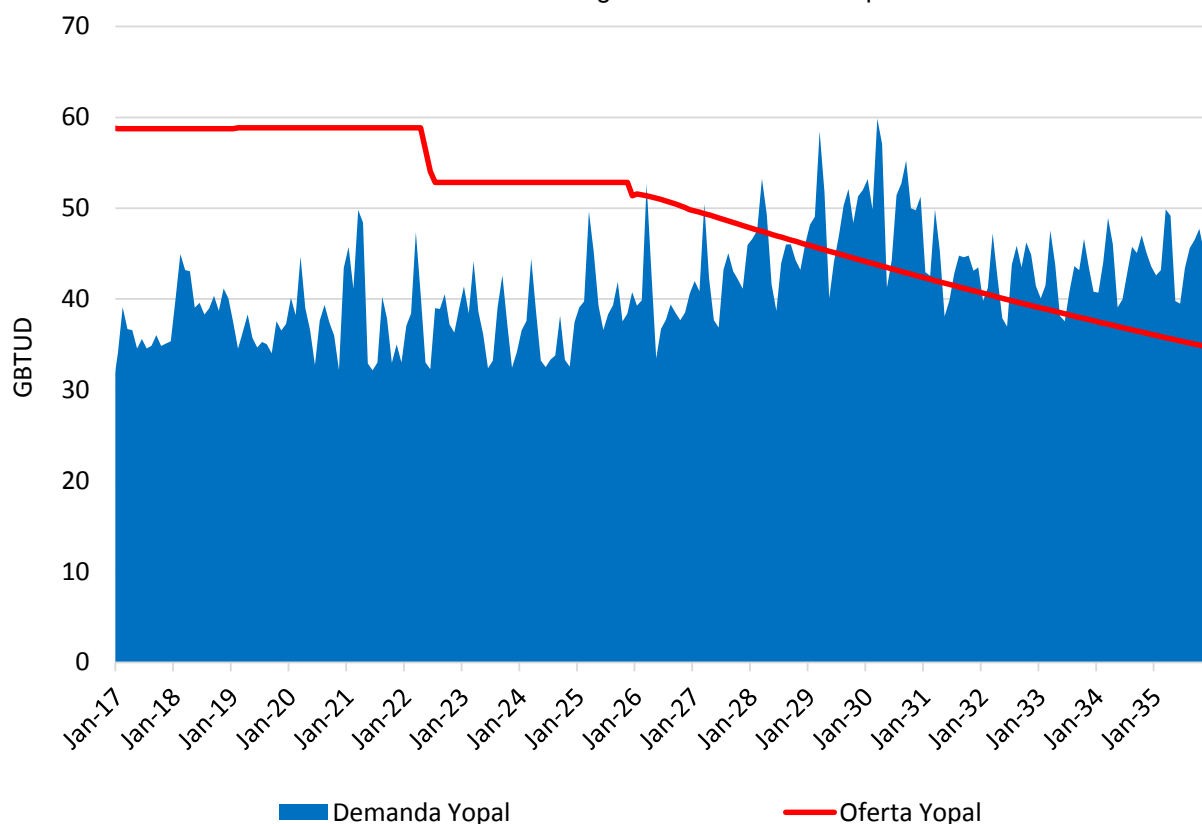
Gráfica 5-6 Balance gas natural área de Cúcuta



Fuente: MME, UPME y empresas del sector.

Para el caso de Yopal, situación contraria a Cúcuta, el balance muestra excedentes de gas natural hasta inicios del año 2028, escenario que favorece en el corto y mediano plazo la región, permitiendo continuidad del servicio y garantía de abastecimiento hasta ese período.

Gráfica 5-7 Balance gas natural área de Yopal



Fuente: MME, UPME y empresas del sector.

5.4 Balance con escenario alternativo de demanda

A continuación se presenta el balance de gas natural bajo las siguientes consideraciones:

Oferta: Escenario bajo de oferta y entrada de la planta de regasificación del Pacífico en el año 2023.

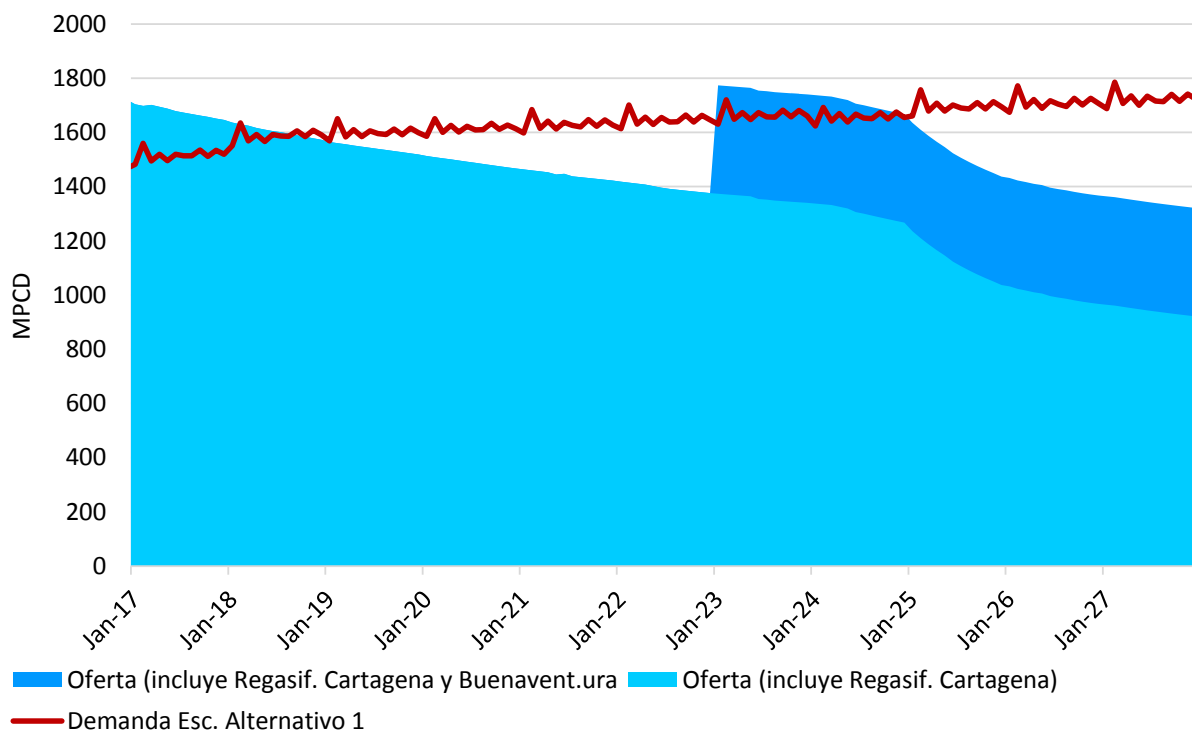
Demanda: En el sector eléctrico, hacerse efectivas las obligaciones de energía en firme del cargo por confiabilidad (ver ANEXO 4) en cualquiera de los años siguientes²¹ respaldadas con gas natural y sustituyendo combustibles líquidos por su equivalente en gas natural. Para el sector petrolero, la no entrada en operación de la demanda petrolera de Teca II y el aplazamiento de la ampliación de la Refinería de Barrancabermeja para el año 2025 (ver **Gráfica 4-22**).

Las Gráfica 5-8 y Gráfica 5-9 evidencian como la entrada en operación de la planta de regasificación de Buenaventura en el año 2023 implicaría una reducción significativa del déficit de gas natural en caso de tener que recurrirse, bajo un escenario de baja hidrología, a las obligaciones de energía en firme de las plantas térmicas consideradas en este escenario. Como

²¹ Se asume que las obligaciones de energía en firme establecidas hasta el final de esta década se prolongarían en los mismos volúmenes.

se observa, la oferta disponible cubriría en su totalidad las obligaciones respaldadas con gas natural y las que sustituyen combustibles líquidos por gas natural hasta el año 2026. Se observa en este escenario (Gráfica 5-8), que de hacerse efectivas las obligaciones de energía firme de los generadores considerados, sería conveniente disponer de la Planta de Regasificación a partir del año 2019.

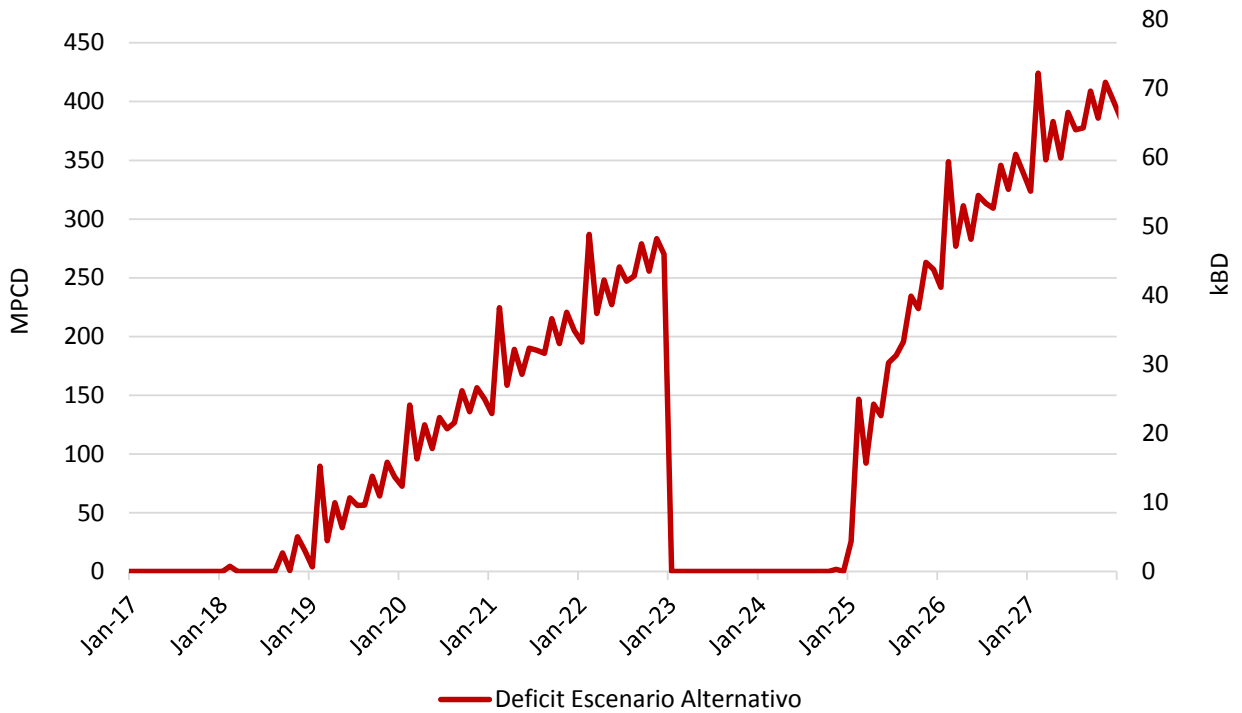
Gráfica 5-8 Balance oferta – demanda escenario alternativo



Fuente: XM, MME, UPME. Cálculos UPME.

Así mismo, se observan en la siguiente Gráfica los déficits que se presentan en gas natural o en combustibles líquidos equivalentes, en caso de presentarse el escenario de demanda propuesto y no disponerse de una la Planta de Regasificación en el Pacífico.

Gráfica 5-9 Déficit de gas natural y equivalente de combustibles líquidos bajo escenario alternativo



Fuente: XM, MME, UPME. Cálculos UPME.

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.

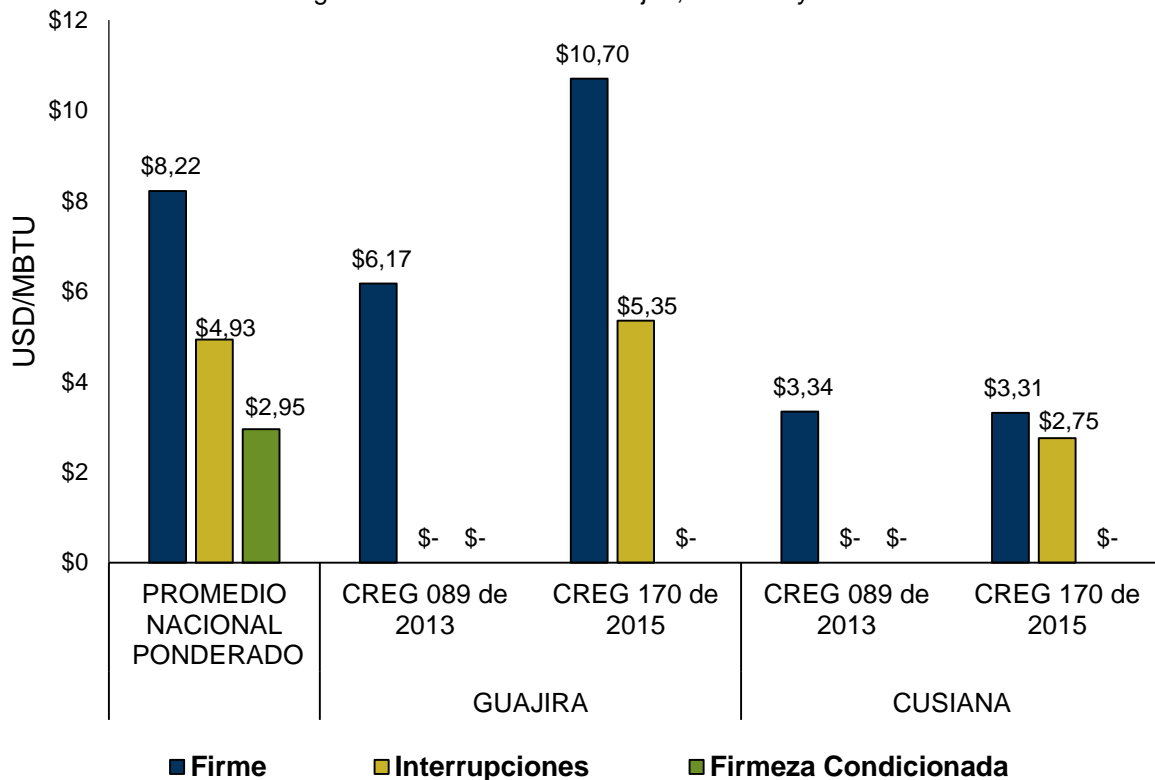
A mediados de 2015 se intensificó el Fenómeno de El Niño, y era evidente la necesidad de gas natural para generación térmica. Por tal razón, la CREG emitió adicionalmente la Resolución 170 de octubre 2015, en virtud de la manifestación de algunos productores-comercializadores de gas natural de ajustar 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 se desarrolló, según las disposiciones 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



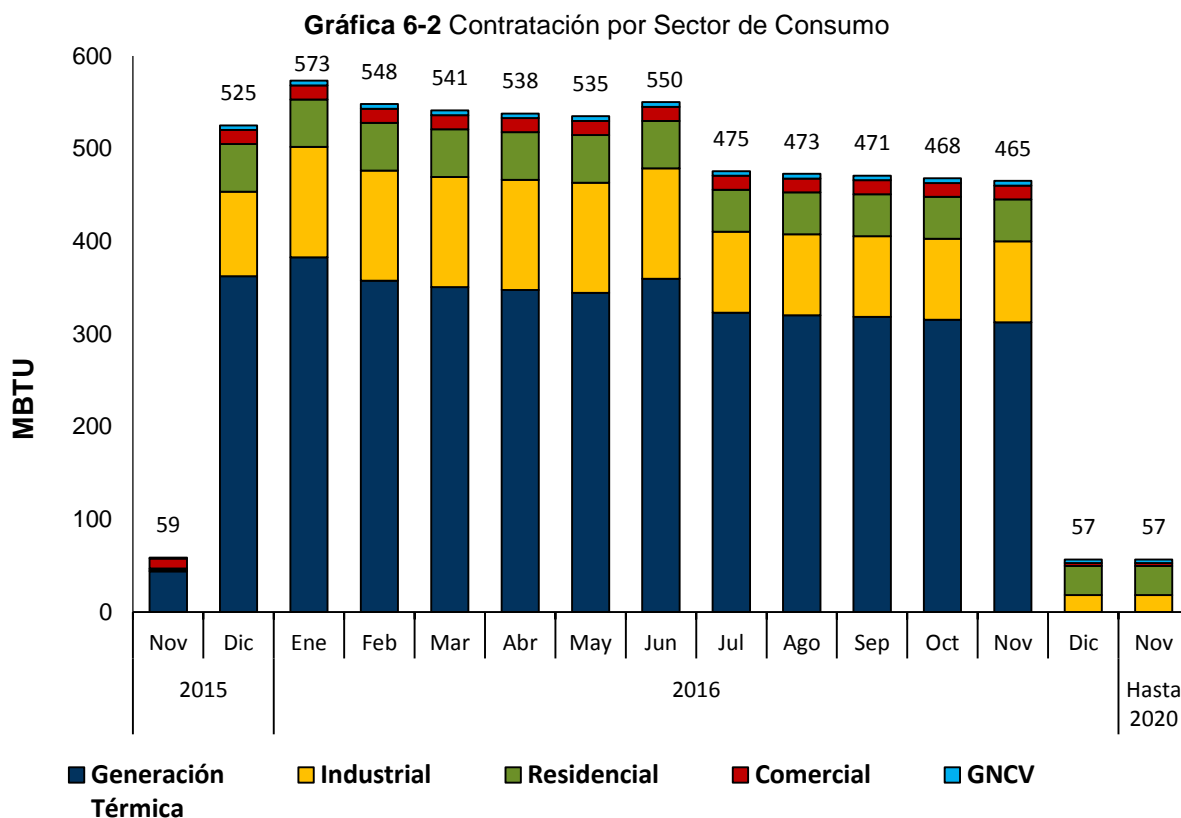
Fuente: Gestor del Mercado - BMC

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 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, 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, considerando que la producción está concentrada en campos maduros cuyos procesos de declinación natural se viene presentando, y a los cuales se les ha aplicado técnicas para maximizar las reservas.

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.

De otra parte, las perspectivas de nuevos hallazgos de gas se centran en la búsqueda de gas natural en el Caribe colombiano, costa afuera, por el potencial mostrado en las cuencas allí localizadas, cuyo desarrollo requiere de tecnología de punta con importantes inversiones, debido a las distintas variables a tratar en las áreas marítimas, las exigencias para evitar afectación de ecosistemas y altos costos de montaje y operación de las facilidades necesarias, factores que hacen que las actividades sean costosas y de riesgo, lo que exige retribuciones que hagan rentable la extracción de hidrocarburos de dichas zonas.

Consecuentemente, existe la dificultad de acceder a estos hidrocarburos en el corto y mediano plazo, además de que los precios del gas producto de estas operaciones deberán ser proporcionales a los gastos de su extracción, indicando que tales precios se asimilarán a los referentes internacionales, situación que indica que en el inmediato futuro los precios internos crecerán progresivamente a medida que hay mayor proporción del gas importado, y en el largo plazo si la exploración costa afuera fructifica, los precios igualmente se mantendrán en niveles de los marcadores, pues no por ser gas local su precio debe disminuir, y por el contrario, obedecerá a las condiciones de oferta y demanda en el mercado.

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 descendan, 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, y con la existencia de sobreoferta 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:

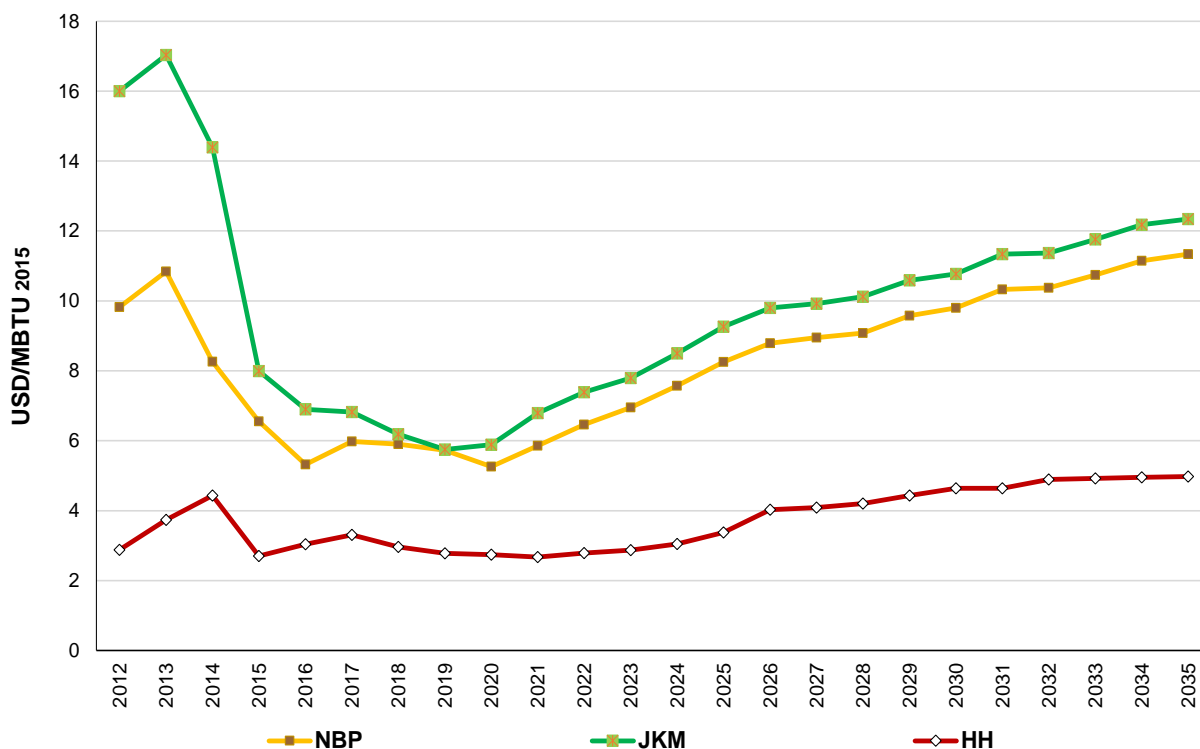
- Precio internacional JKM (Japan Korea Marker), que sirve para tranzar los precios *spot* de GNL en Corea y Japón, vinculado con los precios del petróleo y que desde junio de 2014 a la fecha ha mostrado una reducción cercana al 50%.
- Precio Internacional NBP (National Balancing Point) es el marcador 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.

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 y al cual debe adicionársele una prima 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.

Gráfica 6-3 Proyección de precios internacionales del gas natural



Fuente: Wood Mackenzie. Cálculos UPME.

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”.

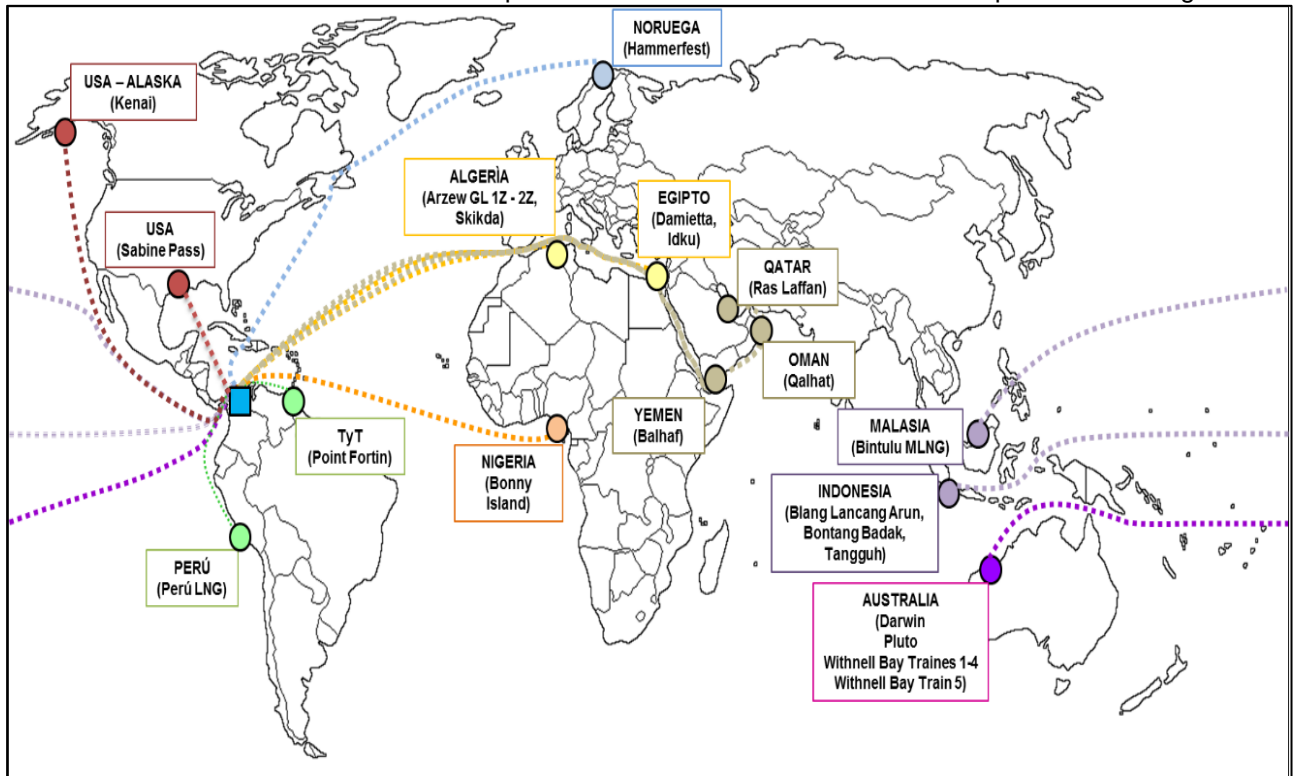
A partir del documento UPME: “precios de los combustibles para generación eléctrica (enero 2016 – diciembre 2035)”, se determinaron los diferentes mercados potenciales de exportación para Colombia desde el año 2017, teniendo en cuenta la capacidad de exportación real y, como función objetivo, la optimización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

En la medida que las exigencias de importación son crecientes, fue necesaria una evaluación de los diferentes potenciales exportadores a nivel mundial que puedan suplir los requerimientos del posible desabastecimiento en Colombia, considerando la información sobre capacidad actual de licuefacción y exportaciones de GNL. Los resultados muestran que las plantas localizadas en la cuenca del Atlántico, particularmente en América y África, serían las más favorables por los costos, y luego las plantas ubicadas en la cuenca del Pacífico, los localizados en Asia Occidental y en menor medida los ubicados en el Este Asiático y el norte de Europa.

Se consideró que de las diferentes fuentes y rutas marítimas presentadas en la **Gráfica 6-4**, la óptima para Colombia sería desde Trinidad y Tobago, conociendo que actualmente cuenta con una capacidad de exportación de 12 millones de m³ de GNL al año y que gracias al auge del gas de esquisto en Estados Unidos, este último está liberando contratos de suministro de GNL

procedentes de Trinidad y Tobago, lo que aumenta la disponibilidad de GNL para comercializar con otros agentes, además de constituirse en la región más cercana a las costas colombianas y con menores costos de transporte.

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



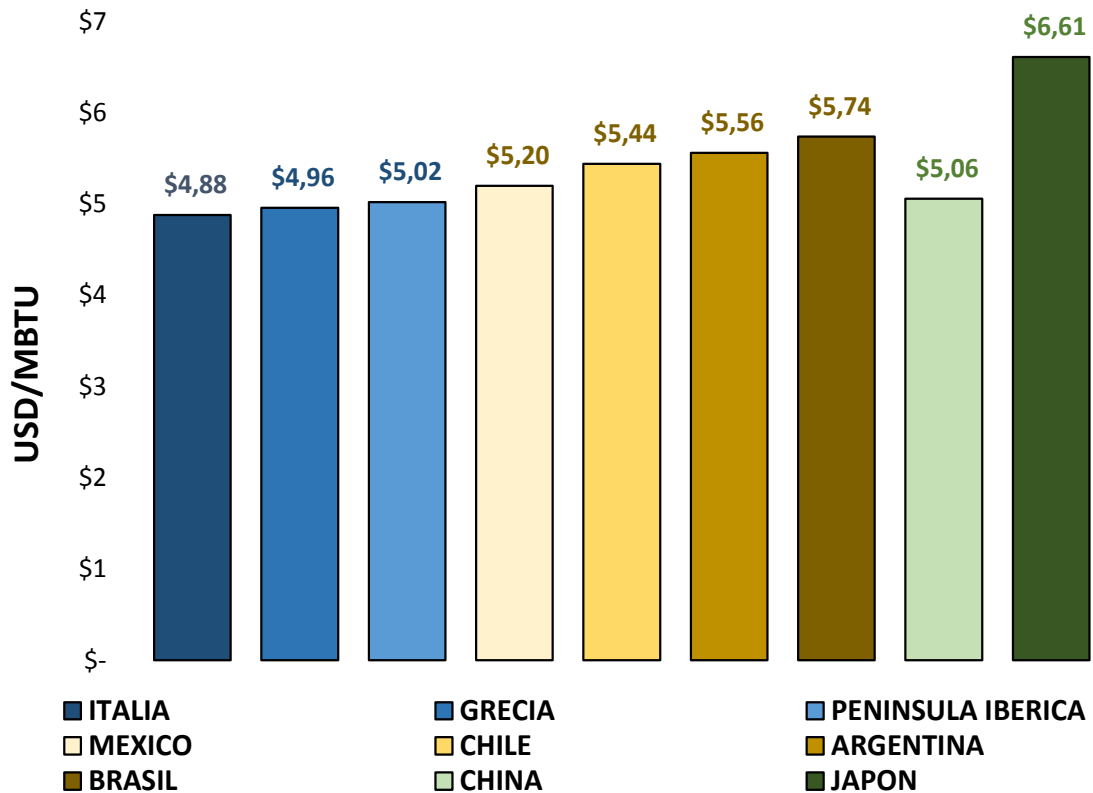
Fuente: UPME y Port World Distancie - <http://www.portworld.com/map/>.

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). Una vez identificados los precios CIF (Cost Insurance and Freight), en los distintos puntos de entrega (tomado de Argus LNG data), se les excluyó el costo de transporte marítimo, obteniendo los precios FOB en Trinidad y Tobago, para cada uno de los diferentes mercados.

El precio CIF para Colombia fue calculado como el promedio del precio FOB para los países Latinoamericanos a los cuales Trinidad y Tobago vende, adicionando el costo de transporte marítimo al puerto de Cartagena, agregando posteriormente el costo de regasificación.

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, restándoles este costo de flete marítimo (ver **Gráfica 6-5**). Los resultados son diversos y muestran valores que van desde los 4.88 USD/MBTU hasta los 6.61 USD/MBTU, dependiendo de las condiciones de mercado.

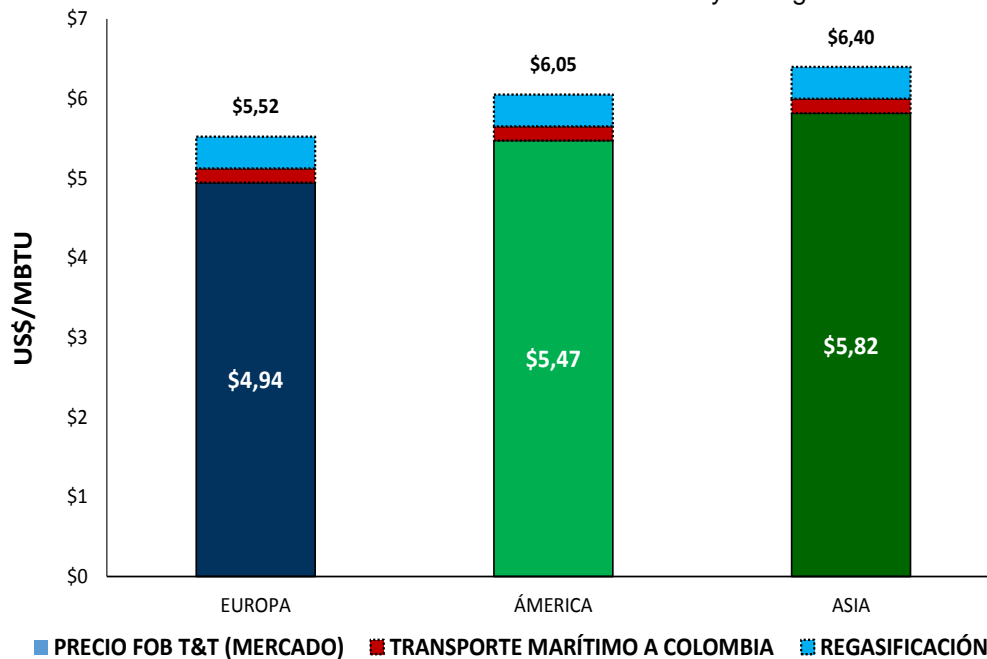
Gráfica 6-5 Precio FOB Trinidad y Tobago (Histórico)



Fuente: Argus LNG Daily, cálculos UPME.

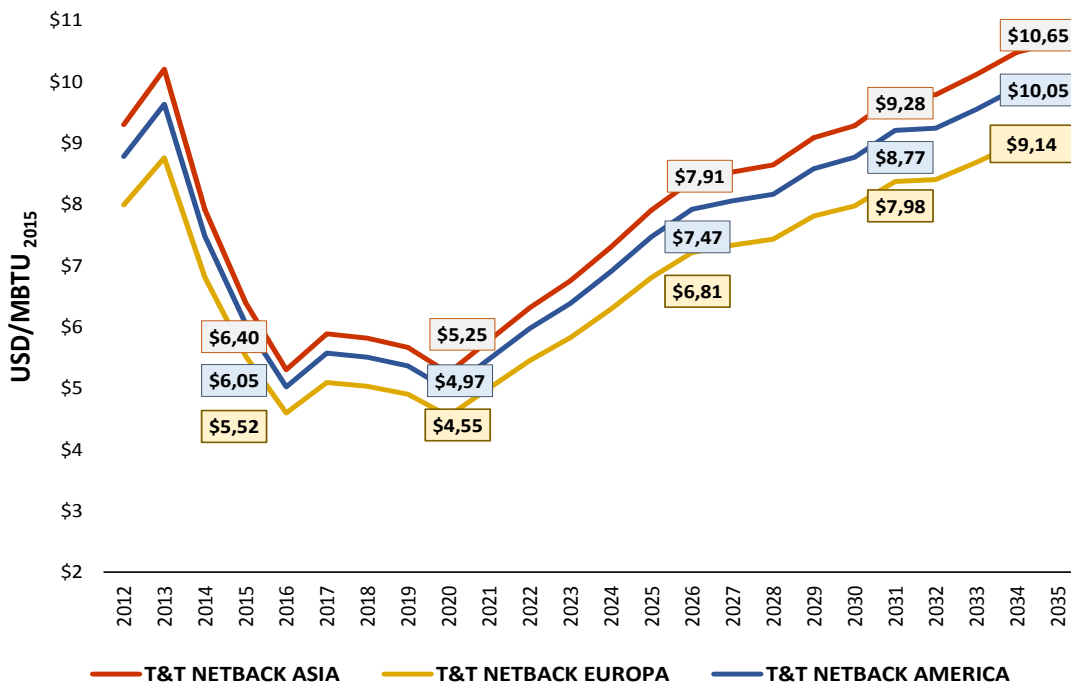
En la Gráfica 6-6, se presentan los valores totales para cada uno de los mercados considerados en el estudio (Asia, América y Europa). Los mismos señalan que el precio del GNL en Asia es mayor que en América y Europa. Los precios proyectados de gas natural importado puesto en Cartagena, partiendo de los valores calculados y presentados anteriormente, se muestran en la **Gráfica 6-7**. 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 6-6 Precio CIF Colombia – Trinidad y Tobago



Fuente: Argus LNG Daily y UPME.

Gráfica 6-7 Proyección de precios de gas natural



Fuente: UPME.

Para adelantar el análisis se consideraron tres escenarios de precios que incluyen supuestos similares con indexadores distintos:

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 alcanzó los 5.8 USD/MBTU en términos reales de diciembre de 2015. Este valor fue indexado con la estimación de largo plazo del JKM, (tomado de la publicación Global Gas Spot Prices (Long Term) - Real 2015 Terms realizada por la firma Wood Mackenzie). 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, llegando a un valor total de 6.4 USD/MBTU.

Escenario Medio. En la conformación de este escenario se utilizó el análisis Net-back del gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado suramericano (Brasil, Argentina y Chile), 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.

La estimación de largo plazo conllevó la aplicación de las tasas de crecimiento del marcador NBP al valor base del gas natural en Trinidad y Tobago, las cuales están definidas 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. Para la construcción de este escenario se siguió un procedimiento análogo al de los otros dos escenarios, es decir, al resultado del Net-back del GNL de Trinidad y Tobago puesto en el mercado de Londres, se aplicaron las tasas de crecimiento del marcador NBP de Europa definidas en las estimaciones de largo plazo del consultor Wood Mackenzie, cuyo valor en diciembre de 2015 estaba en los 4.9 USD/MBTU. Luego se le adicionó el costo de transporte desde Trinidad y Tobago hasta el puerto de Cartagena y se sumó el costo de la regasificación, cuyo valor final fue 5.5 USD/MBTU.

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

En cuanto a los precios del Interior, 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 dicho período.

Posteriormente, y cuando la participación de las importaciones sea mayor, la diferencia entre los escenarios va siendo más visible, tendiendo a los precios internacionales y convergiendo con los precios de la Costa. En la Gráfica 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 consideran los siguientes supuestos:

- 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:

$$P_x^t = (P_X^t + C_{Xx}^t) = (P_Y^t + C_{Yx}^t) = (P_Z^t + C_{Zx}^t) \dots (1)$$

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

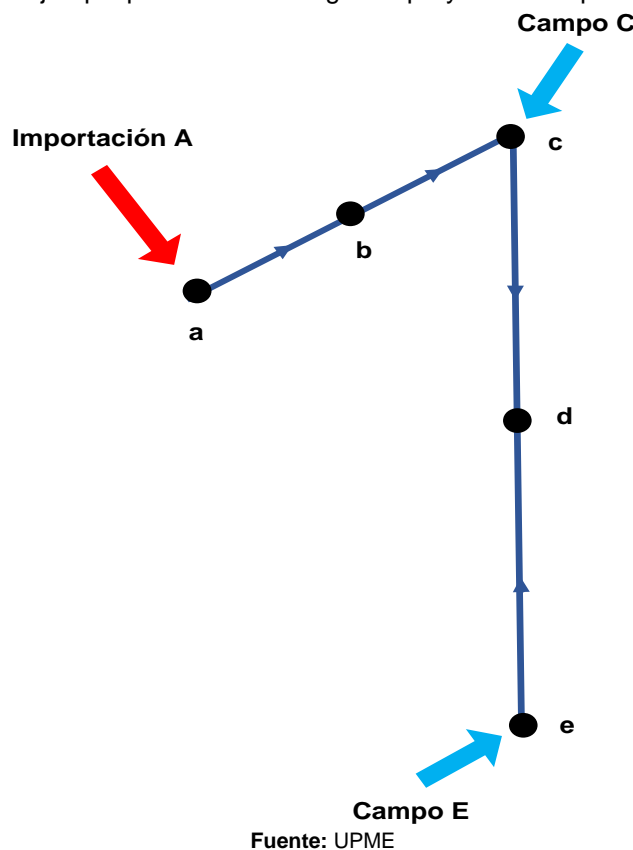
Como el mercado colombiano dispondrá desde diciembre del presente año de la posibilidad de importar gas natural, su precio puesto en el Sistema de Transporte es un valor exógeno que se conoce (Ver numeral 6.2 de este documento). Así mismo, como se conocen las tarifas de transporte de los diferentes tramos, 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 .

$$P_d^t = (P_A^t + C_{Ad}^t) = (P_C^t + C_{Cd}^t) = (P_E^t + C_{Ed}^t) \quad (2)$$

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



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

Bajo los supuestos metodológicos anteriormente expuestos y considerando que valores sobre los cuales se asumen comportamientos futuros, deben ser entendidos como cifras de referencia que emplean los modelos para definir los probables “futuros”, se determinó el precio boca de pozo de los principales campos: La Guajira, Valle Inferior del Magdalena, y Llanos Orientales (Cusiana y Cupiagua) y los posibles puntos de importación de gas natural, Mamonal y

Buenaventura en relación con su precio de importación disponible en los nodos del Sistema de Transporte, ver 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. Sin embargo, es de público conocimiento que contratos entre usuarios Mexicanos con la planta de licuefacción de Perú están culminando (por factores como la producción de esquistos), liberando gas de dicha fuente, mejorando la posibilidad de que Buenaventura pueda recibir gas de Perú.

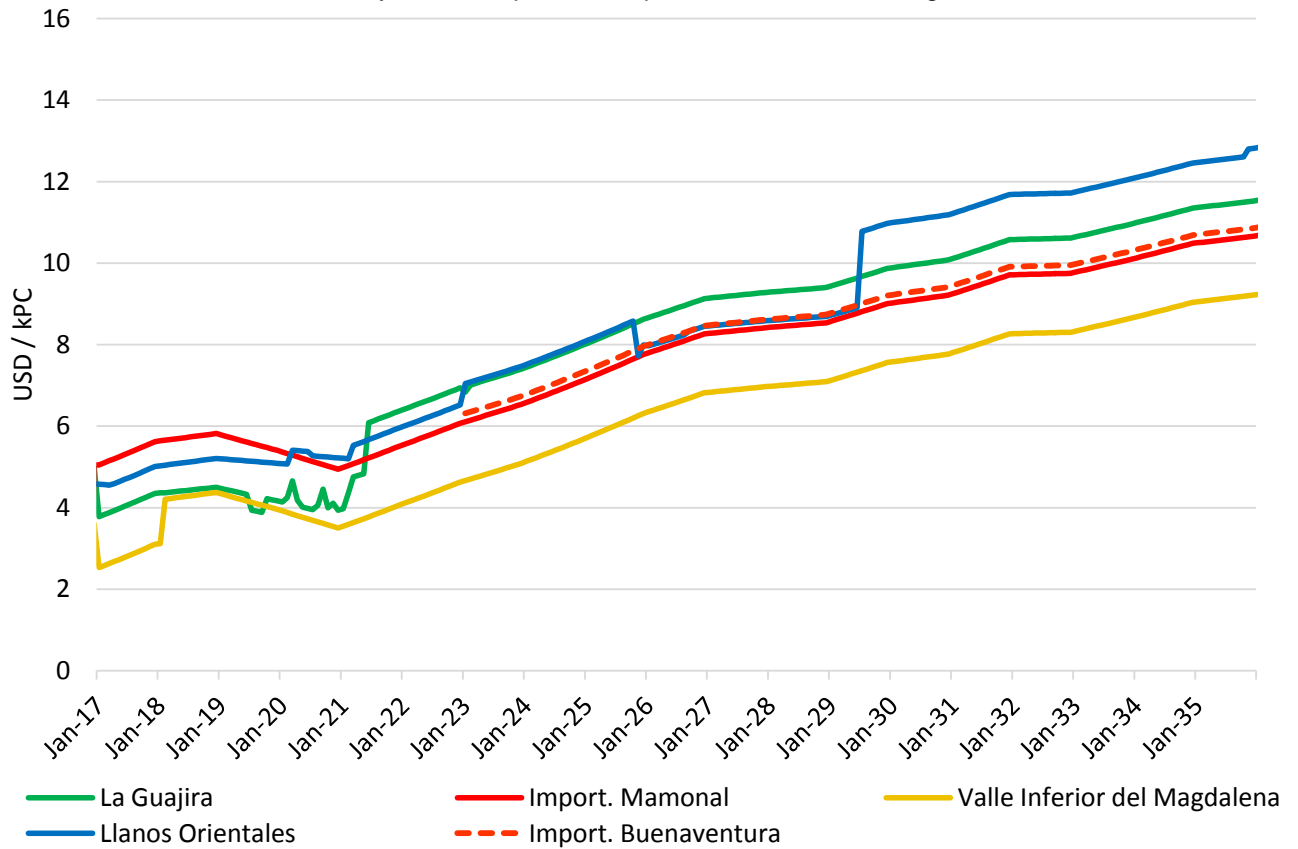
De otra parte, como desde el año 2021, el volumen de gas nacional se reduce de manera importante, la cobertura del gas local es menor. Simultáneamente, la cobertura tiene una relación directa con el costo del gas en cada nodo, dicho costo se reduce para el gas local y se aumenta para el importado. Como el precio en cada nodo deber el mismo, independientemente del origen del gas (aplicación de la ecuación 2), el precio del gas nacional resulta ser mayor que el del importado. Para verificar los precios, se realizó un análisis de gas atrapado en los diferentes nodos de fuente nacional, corroborando que no se quedara gas nacional atrapado, así, primero se consume el gas nacional que el importado.

Los resultados señalan también que para las distintas 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.

El precio mostrado en el caso de los Llanos Orientales se incrementa de manera paulatina alcanzando un valor superior al del gas importado, en razón de su declinación marcada desde enero de 2025 y por tanto su cobertura es menor, teniendo que ser compensado con producto importado. Lo mismo ocurre con Guajira. Caso contrario pasa con el Valle Inferior Magdalena, que mantiene una cobertura más estable y la competencia con la planta de regasificación es mayor.

Finalmente, por la 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.

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



Fuente: UPME

7 TRANSPORTE GAS NATURAL

En el pasado reciente se han presentado problemas de abastecimiento por limitaciones de transporte de gas natural bajo condiciones de muy alta demanda, las cuales indican la necesidad de que la infraestructura se expanda en la medida en que la demanda aumente en las diferentes regiones del país. Por otra parte, la declinación en curso de los campos de La Guajira y futura de los Llanos Orientales, además de la baja incorporación de reservas de gas, conllevan la necesidad de disponer de gas natural del mercado internacional (GNL). Por lo anterior se modificarían en los próximos años la magnitud y dirección de los flujos en los gasoductos existentes y en algunas ocasiones implicaría la necesidad de aumentar su capacidad de transporte.

En esta sección se examina la evolución futura de tales flujos de transporte de gas natural, bajo las condiciones de los escenarios bajo de oferta y medio de demanda, con el objetivo de establecer los requerimientos de expansión del sistema.

7.1 Distribución nodal de la oferta

En cuanto a oferta se refiere, el país cuenta 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). Además, se cuenta con otros campos de menor magnitud distribuidos en distintas cuencas del país (Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena) 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 tal planta de regasificación continuará también su operación después al año 2024.

La Tabla 7-1 presenta la distribución nodal de la oferta de gas natural en 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 Dificil	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

7.2 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%
	CQR	Tuluá	10.0	1.0%
		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%
		Padua	-	0.0%
	Tolima Huila	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%
		Curumaní	1.6	0.2%
	NorEste	Toledo	0.1	0.0%
		Tibú	0.0	0.0%
Cúcuta		2.1	0.2%	
Bucaramanga		9.6	0.9%	
Costa Interior	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%
		Sincedejo	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 atender la industria y el sector doméstico, consumen gas natural para generación termoeléctrica. La ciudad de

Barrancabermeja, localizada en el centro del país, es notable por sus requerimientos para la refinería de petróleo. Bogotá, donde se presenta la mayor concentración de población y por tanto de demanda doméstica, industrial y vehicular, también es importante por los volúmenes demandados.

En el futuro importantes cambios en la distribución de la demanda se originarían por la eventual ampliación de la capacidad de producción de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como por los requerimientos de gas para los proyectos de recuperación secundaria de petróleo y la entrada de nueva generación eléctrica para el sector petrolero en los Llanos Orientales, lo cual en conjunto puede exigir 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 (disminución de restricciones eléctricas), especialmente en las ciudades de Barranquilla y Cartagena, cambiando la percepción y opciones de abastecimiento.

7.3 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 y sus condiciones 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 en el numeral 5.2. La simulación de estado estable de la operación se realizó con resolución mensual, utilizando los valores medios de flujos diarios²² durante el horizonte comprendido entre los años 2015 y 2035. Igualmente, se simuló la operación del sistema de transporte con resolución horaria, a fin de considerar la curva de carga propia de los diferentes sectores de consumo.

Se hizo un doble modelamiento de la operación: en primer lugar se programó en MATLAB 2014, siguiendo la dinámica de los fluidos, usando la ecuación de rozamiento de White-Colebrooke y la ecuación de estado de hidrocarburos regida por la VVRS. 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 TGNNet de la empresa Energy Solutions, en estado estacionario y análisis de transitorios.

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

²² 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.

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.

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)	
NORDESTE	Palomino -- Santa Marta	54 km en 20" y 24" (doble) + 23 km en 20"	Si
	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)	
NOROESTE	Gibraltar -- Bucaramanga	177 km en 12"	
	Sardinata -- Cúcuta	68 km en 4"	
CENTRO	Sebastopol -- Medellín	142 km en 12" + 5 km en 14"	
	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
	TOLIMA-HUILA	Floreña -- Yopal	18 km en 6"
Morichal -- Yopal		14 km en 4"	
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"	

Región	Tramo	Longitud y Diámetro Exterior	¿Dispone de Capacidad de Compresión?
	Aípe -- Neiva	30 km en 6"	
CQR	Mariquita -- Manizales	125 km en 20"	Si
	Manizales -- 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 suficiente para la atención de la demanda y, en caso contrario, se estima la expansión de la infraestructura necesaria para la prestación continua del servicio. El aumento de la capacidad de transporte se puede efectuar mediante diversos medios que incluyen soluciones de corto plazo (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*).

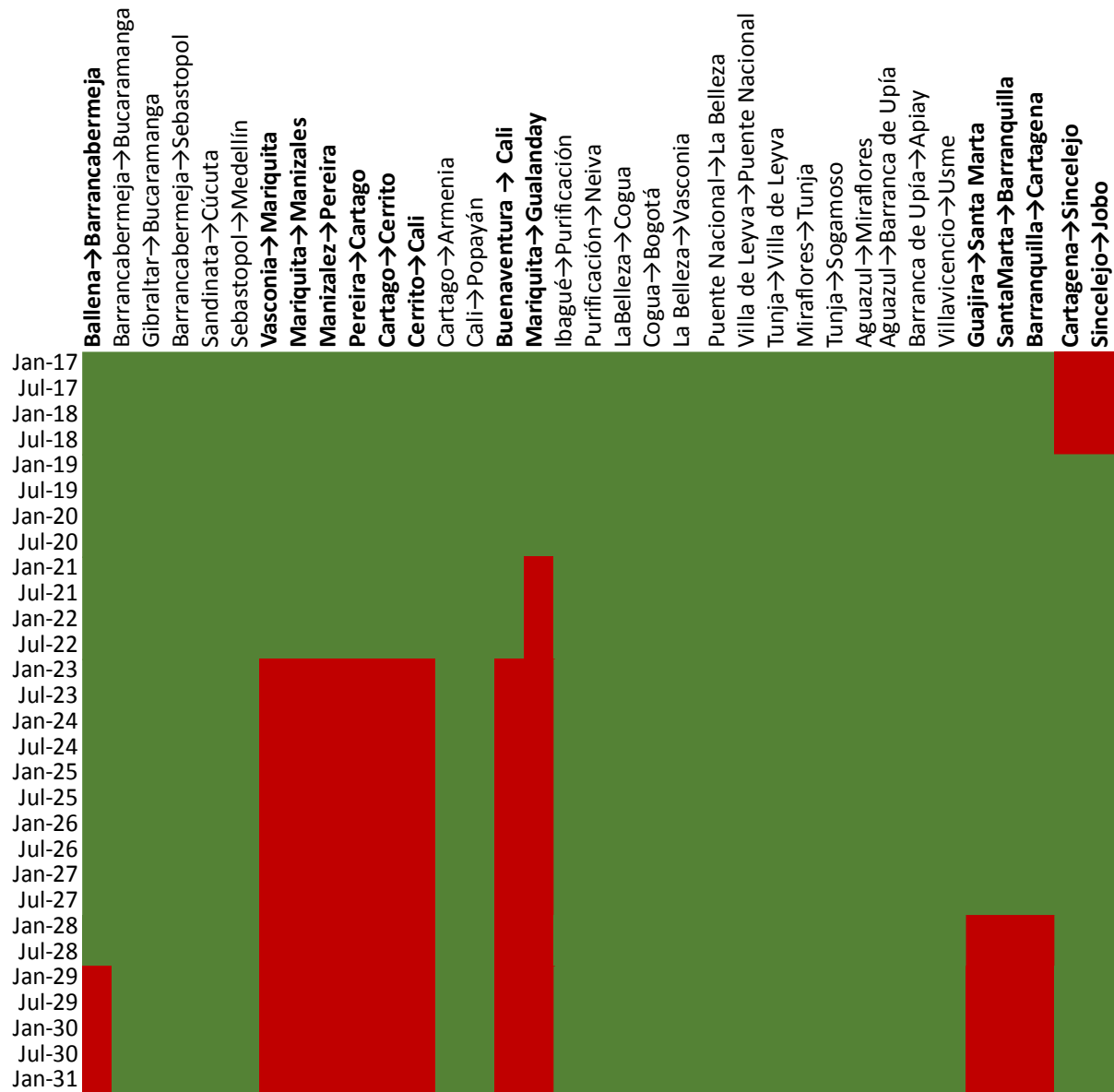
Según se definió en el Capítulo 4 sobre la necesidad de una nueva fuente de oferta, se asume que en el año 2023 se dispone de ese suministro adicional mediante importación de gas natural, el cual debe ubicarse en el puerto de Buenaventura o una zona aledaña e ingresando al sistema nacional de transporte 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 (la posibilidad de los nuevos yacimientos costa afuera) o de una tercera etapa de importación.

7.4 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 ampliación de la 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 requerirían 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, pues solo la evaluación financiera determina viabilidad para el desarrollo de cada una de las expansiones identificadas.

Gráfica 7-2 Estimación de déficit en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.



Fuente: UPME.

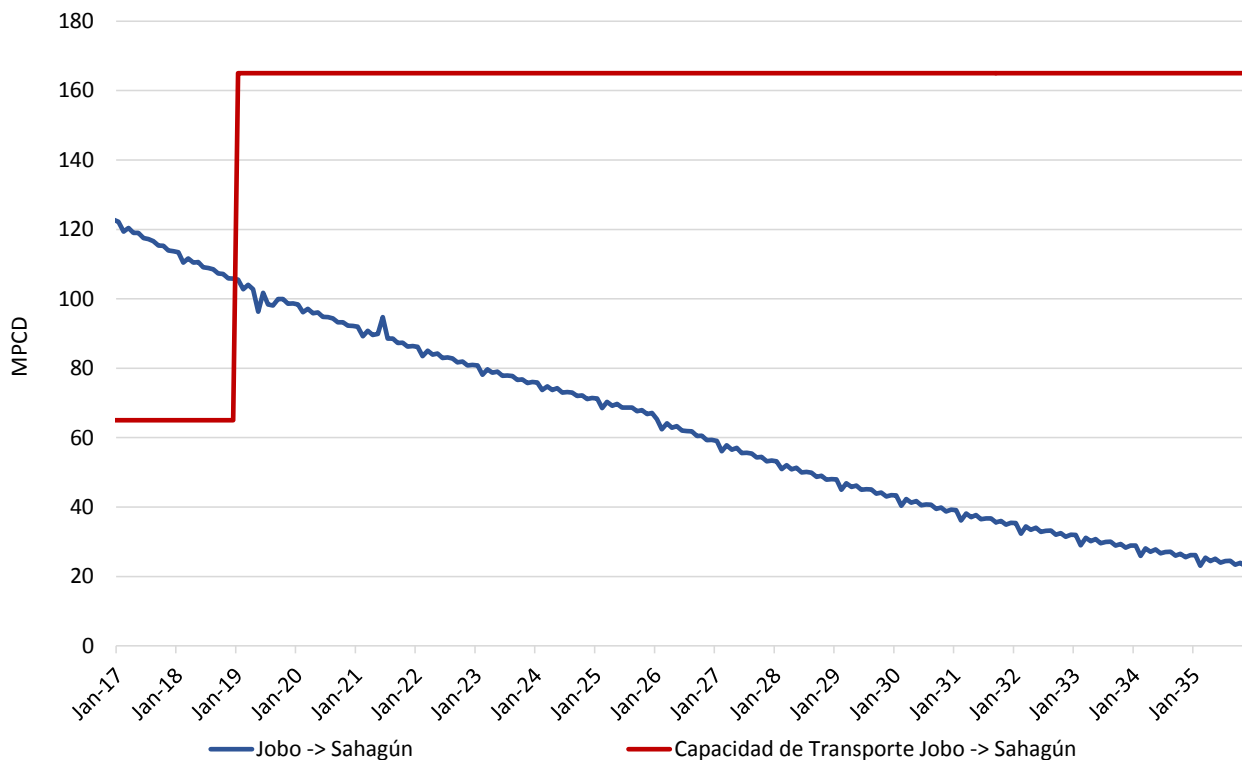
7.4.1 Gasoducto Jobo – Cartagena

Para transportar el gas natural disponible en el Valle Inferior del Magdalena (campos de La Creciente, Palmer, Bonga, Clarinete, etc.) hasta Cartagena²³, descontando la demanda local, se requeriría ampliar la capacidad actual de transporte del tramo Jobo – Sincelejo en los próximos meses mediante la construcción de un *loop*. De acuerdo a la información recibida de la empresa

²³ 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.

transportadora de la región, se proyecta para finales del año 2018 la entrada en operación de un *loop* de diámetro exterior 20” entre los nodos de Jobo y Las Majaguas. Esto se complementaría con algunas obras en las estaciones Bremen y Filadelfia, donde esta última dispondría de capacidad de compresión de 3200 hp (ver Gráfica 7-5).

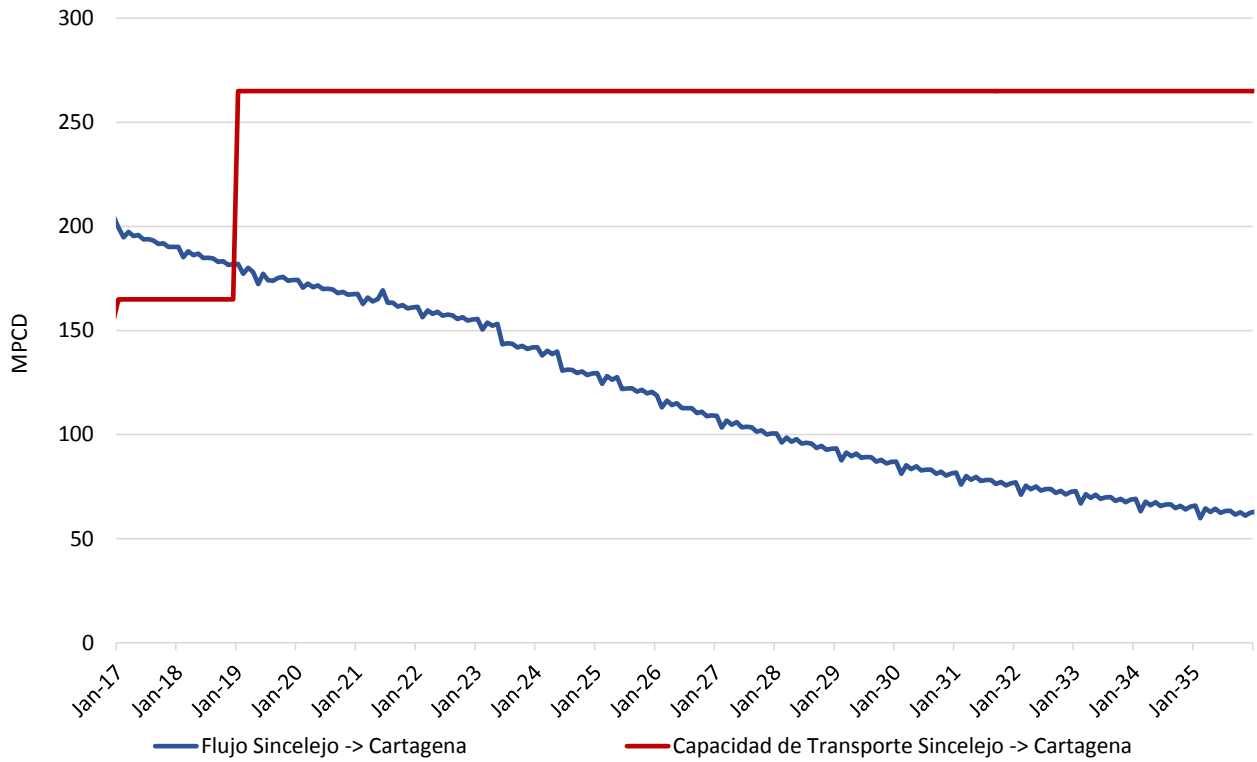
Gráfica 7-3: Proyección de flujo en el tramo Jobo-Sahagún (Córdoba)



Fuente: UPME.

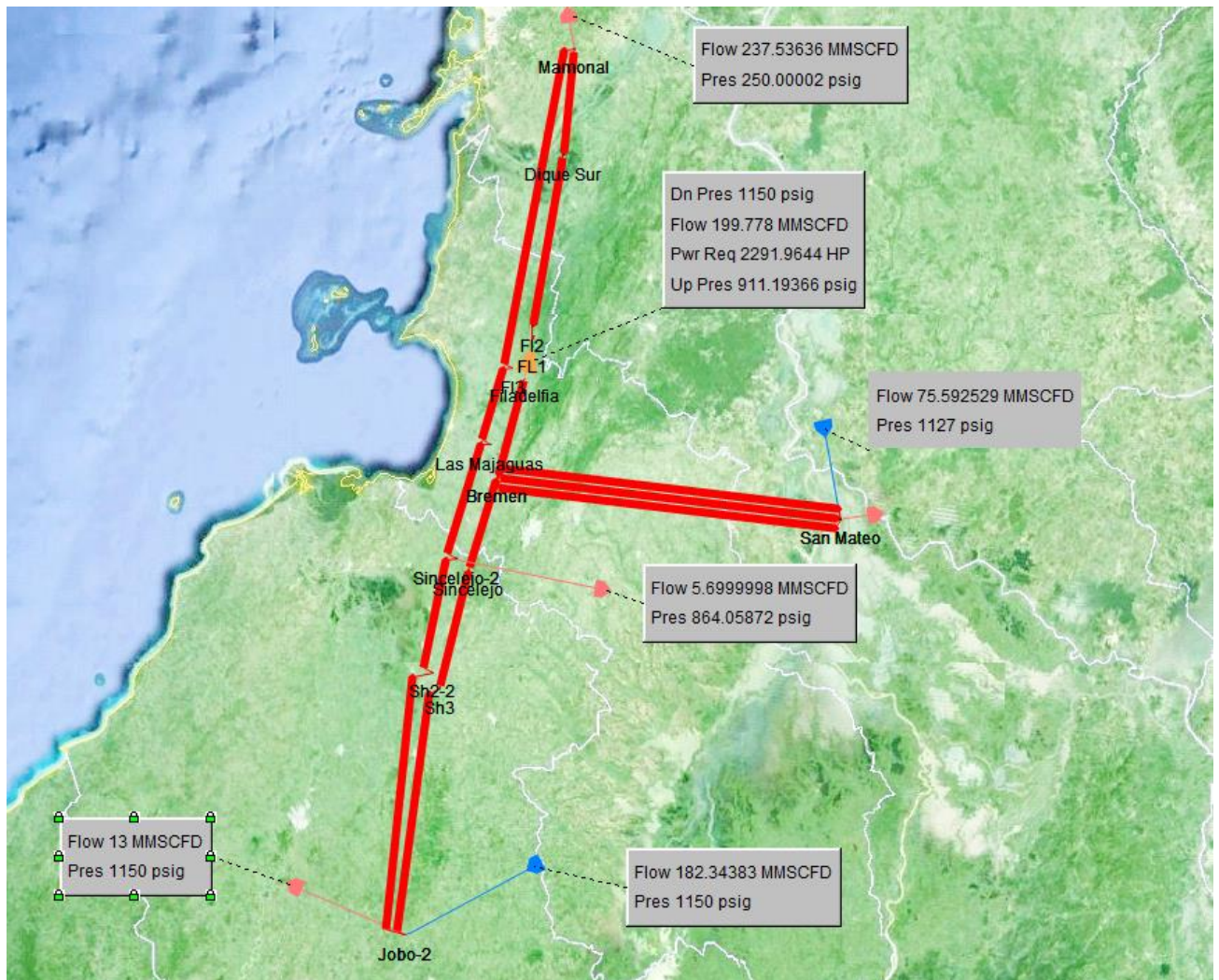
Con las obras mencionadas se espera que la capacidad de transporte en los tramos Jobo-Sincelejo y Sincelejo-Cartagena aumente de manera que pueda transportarse hasta esta última ciudad todo el gas natural producido en el Valle Inferior del Magdalena (ver Gráfica 7-3 y Gráfica 7-4). Por otra parte, teniendo como perspectiva la necesidad de una segunda interconexión de la Costa Atlántica y el interior del país (ver numeral 7.4.8) mediante el gasoducto en estudio Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá, es conveniente incluir dentro de las obras la disponibilidad de que el gas natural fluya en dirección Sur-Norte y Norte-Sur entre los nodos de Cartagena y Jobo, una vez se decida la construcción del gasoducto Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá.

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



Fuente: UPME

Gráfica 7-5 Proyección de infraestructura en el gasoducto Jobo – Cartagena para el año 2019.



Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Google Earth

7.4.2 Bidireccionalidad Gasoducto Cartagena – Barranquilla

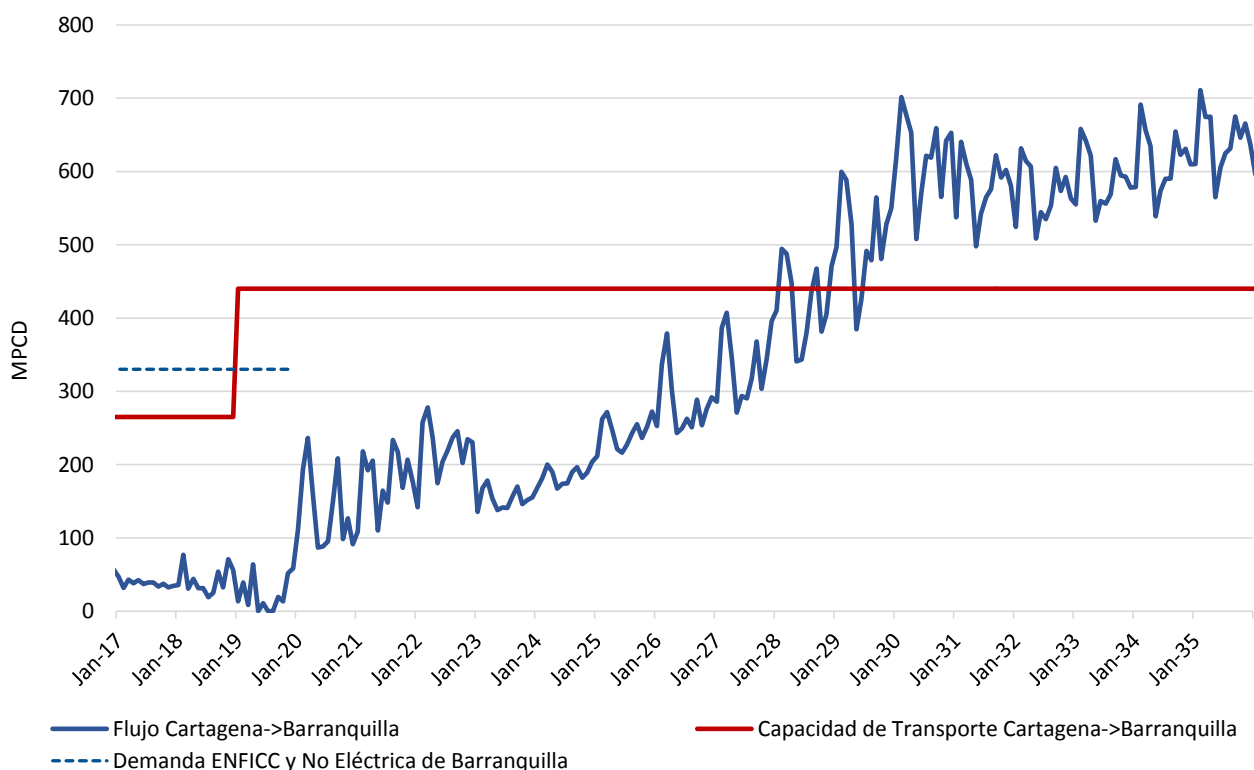
En los próximos años parte de la demanda de Barranquilla se abastecería desde Cartagena, con gas natural importado y/o procedente de los campos del Valle Inferior del Magdalena. Por tanto, se debe disponer también de capacidad de transporte en sentido Cartagena → Barranquilla, contraria a la dirección del flujo actual. Cabe anotar que, para lo restante de la década, podrían presentarse flujos en ambos sentidos, dependiendo de la ocurrencia de eventos en el sistema y/o las condiciones comerciales entre los agentes, por lo que la bidireccionalidad de este tramo se considera necesaria.

De acuerdo a la información recibida de la empresa transportadora de la región, se proyecta para finales del año 2018 la entrada en operación entre las Estaciones de Mamonal y Paiva de un *loop* de diámetro exterior 20", y otro de 24" para transportar gas natural importado. También se

trabaja en la construcción de un nuevo gasoducto entre las Estaciones de Paiva y Caracolí de 20”, lo que se complementa con nueva capacidad de compresión por 8800 hp en Paiva (ver Gráfica 7-8 **Proyección**).

Con ello sería suficiente para satisfacer la demanda esperada en el escenario de referencia o de la demanda no eléctrica más los generadores termoeléctricos en Barranquilla que tienen Obligaciones de Energía en Firme (ver Gráfica 7-5).

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



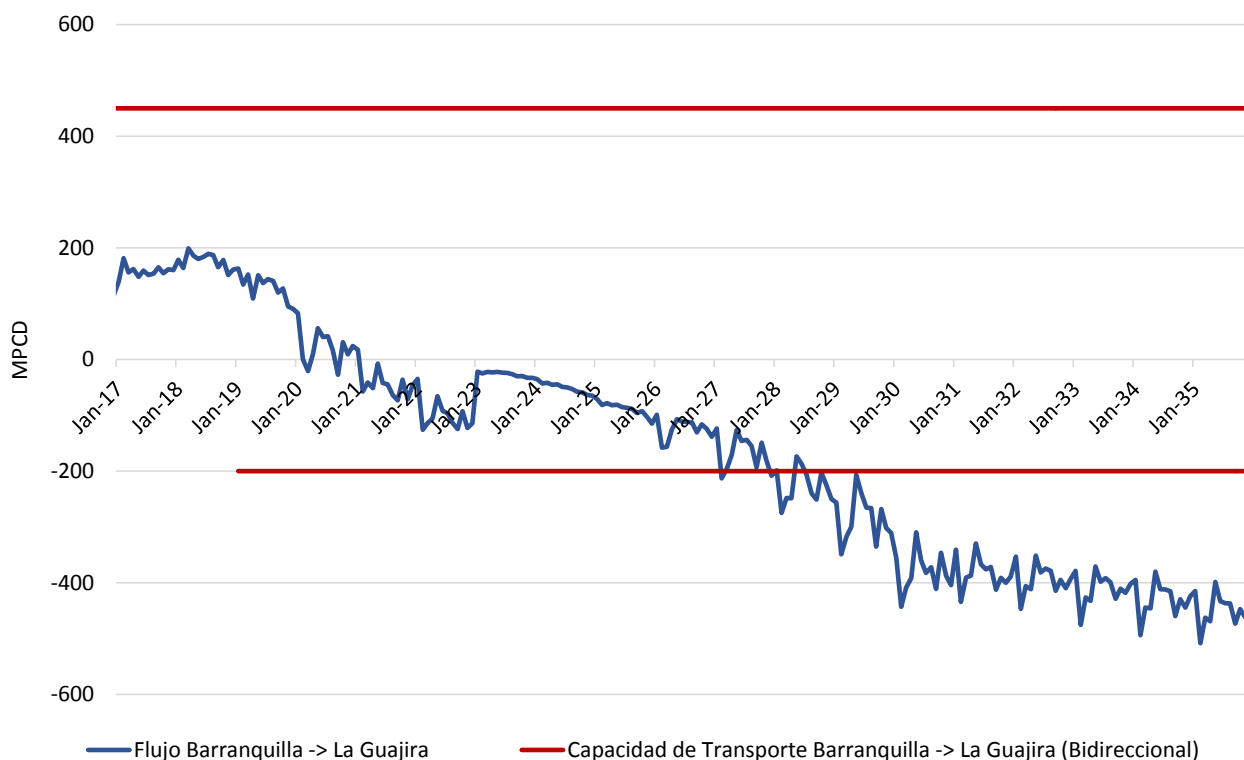
Fuente: UPME.

7.4.3 Bidireccionalidad Gasoducto Barranquilla - Ballena

De acuerdo con los resultados de la simulación y con las potencialidades de aprovechamiento de las nuevas fuentes de suministro, se establece la necesidad de disponer de flujo de gas natural en dirección Barranquilla – Ballena desde el año 2020, así como de la posibilidad de que gas importado pueda ingresar al interior del país (ver Gráfica 7-7). Adicionalmente, anticipar esta obra para el año 2018 cuando estén en operación las obras antes descritas implicaría beneficios de confiabilidad al oriente de la Costa Atlántica e interior del país frente a eventos en estas mismas zonas.

Haciendo uso de la infraestructura actual de ductos y estaciones de compresión de Caracolí y Palomino, y desarrollando las obras menores para que el flujo pueda darse en dirección Oriente, sería posible llevar hasta La Guajira cerca de 200 MPCD. Complementario a esto sería necesaria la interconexión del gasoducto de la Costa Atlántica con el gasoducto que conecta los campos de La Guajira hacia el interior del país, evitando el paso por el nodo Ballena.

Gráfica 7-7 Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-La Guajira



Fuente: UPME.

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

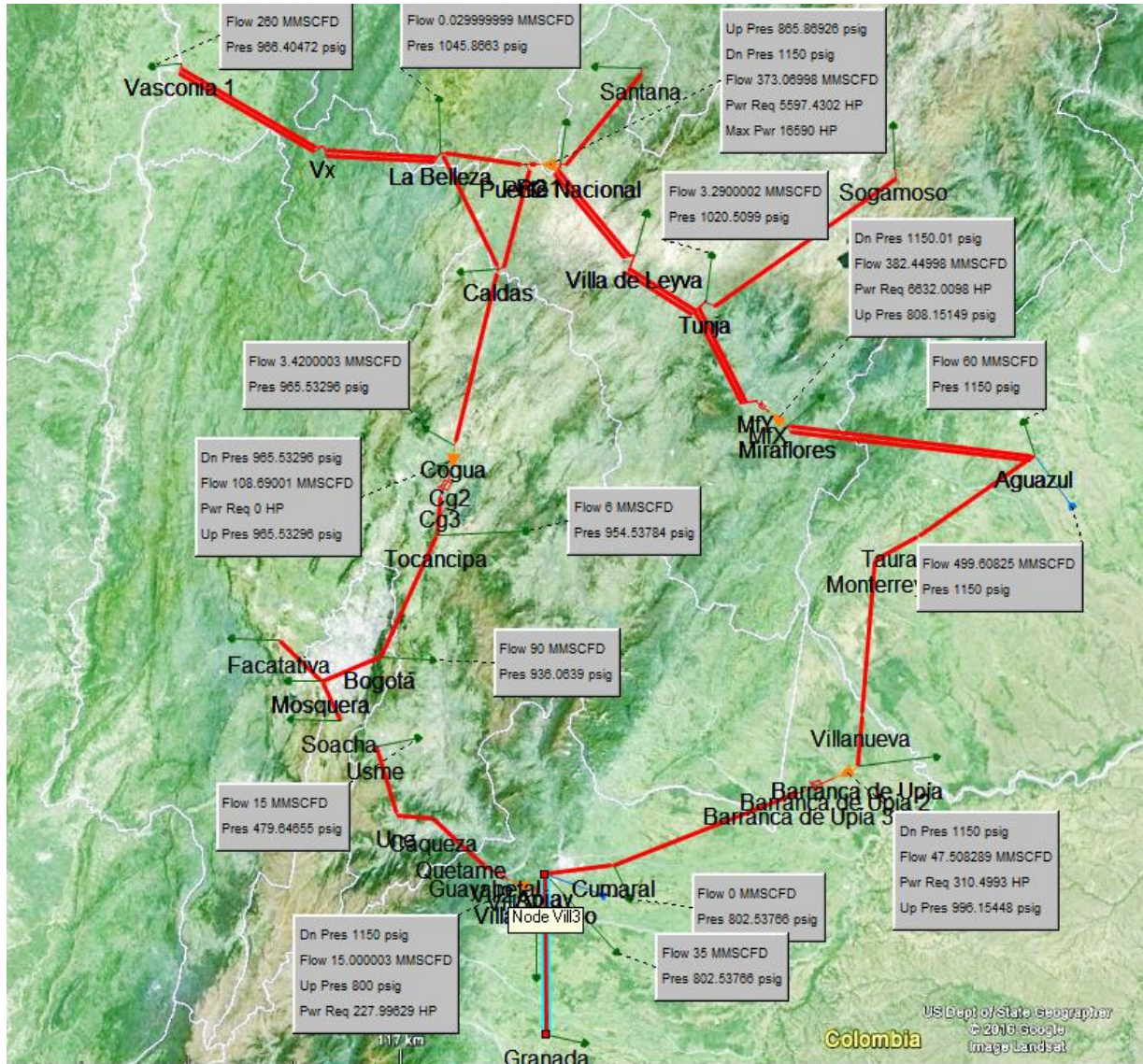


Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth

7.4.4 Gasoducto Cusiana – La Belleza – Vasconia

De acuerdo con la información suministrada por el transportador de gas natural de la zona, se proyecta la ampliación de la capacidad de transporte entre Cusiana y La Belleza y La Belleza – Vasconia para finales del año 2018 hasta 455 MPCD y 284 MPCD, respectivamente, mediante la construcción de un *loop* de 24” entre Cusiana y Vasconia y el aumento de la capacidad de compresión en las Estaciones Miraflores y Puente Guillermo (ver Gráfica 7-9)

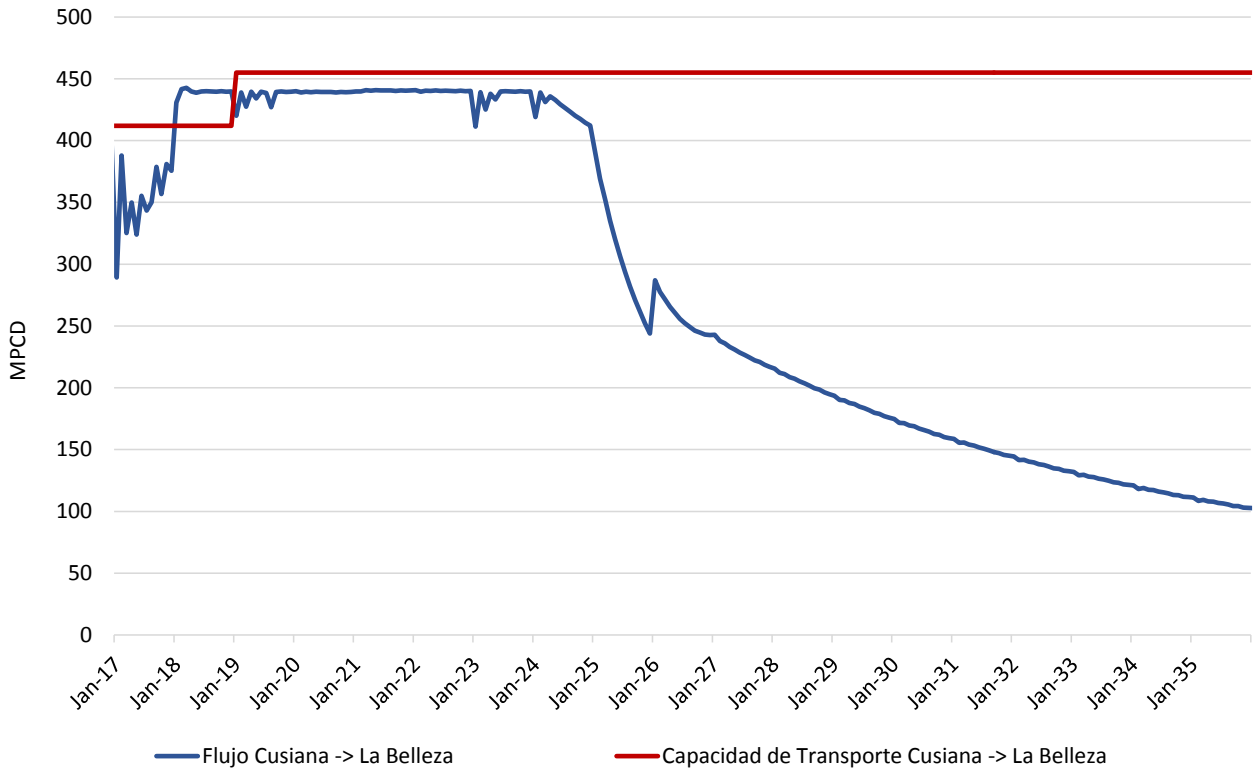
Gráfica 7-9 Proyección de infraestructura de los gasoductos Cusiana – Vasconia y Cusiana - Usme



Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth

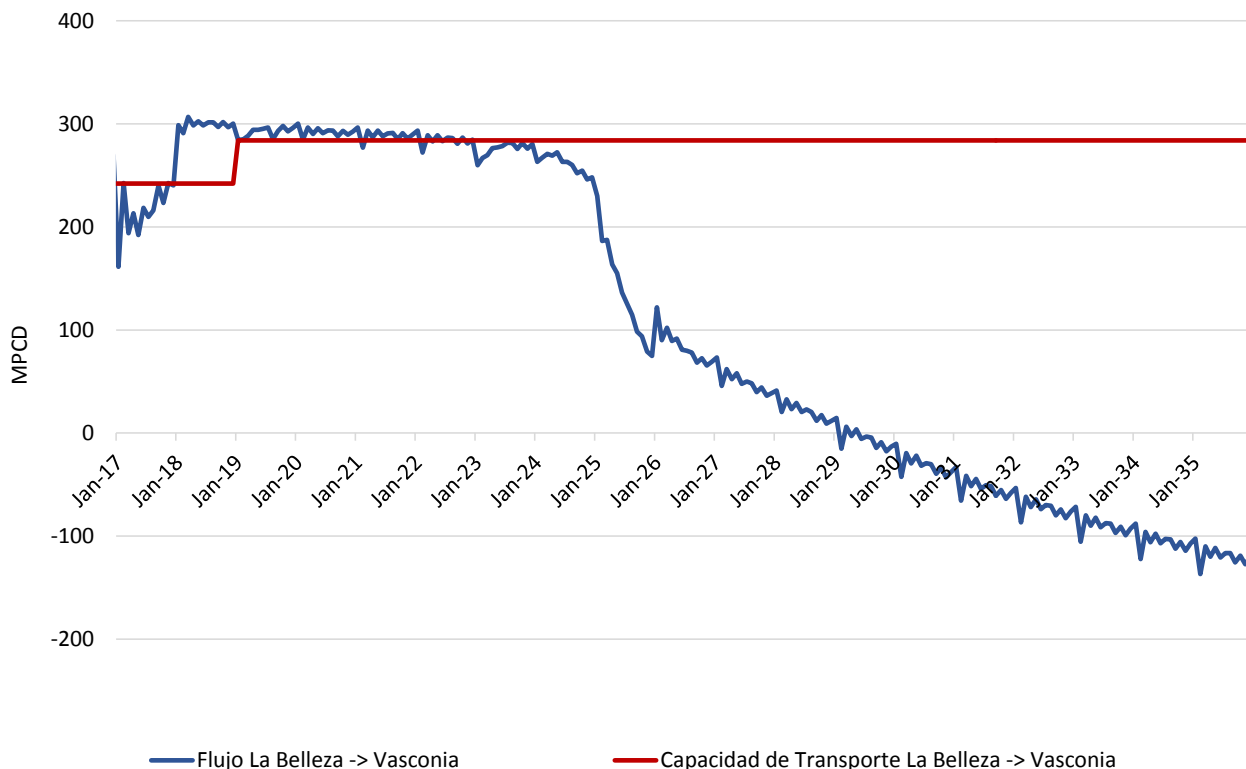
Con estas obras sería posible llevar desde Cusiana hacia Bogotá, Vasconia y en general toda la región, prácticamente toda su capacidad de producción (ver Gráfica 7-10 y Gráfica 7-11).

Gráfica 7-10: Proyección de flujo en el gasoducto Cusiana – La Belleza



Fuente: UPME.

Gráfica 7-11: Proyección de flujo en el gasoducto La Belleza – Vasconia.



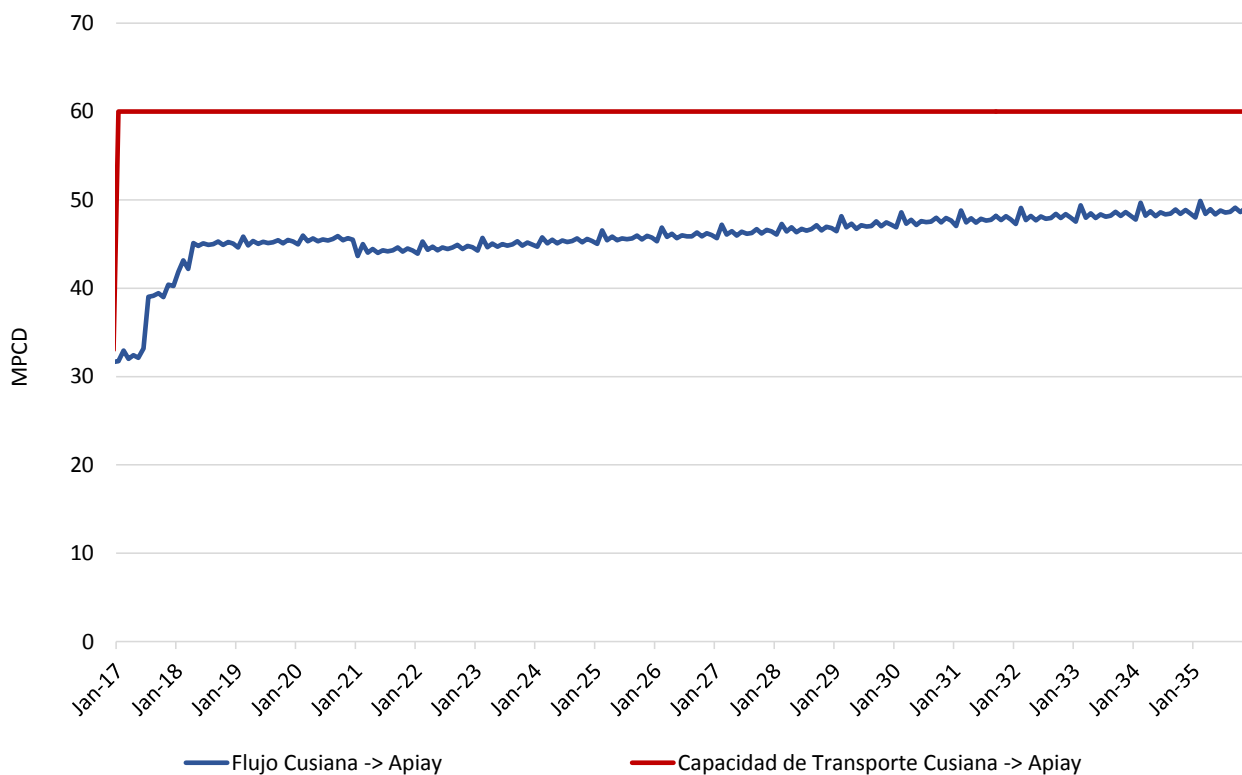
Fuente: UPME.

7.4.5 Gasoducto Cusiana – Apiay

La proyección de demanda, basada también en reportes de Ecopetrol, 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 el nodo de Apiay (ver Gráfica 7-12).

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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Dado que la obra está en ejecución no se incluiría dentro de las obras a ser adoptadas en el Plan Indicativo de Abastecimiento del presente año.

Gráfica 7-12 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo El Porvenir – Apiay

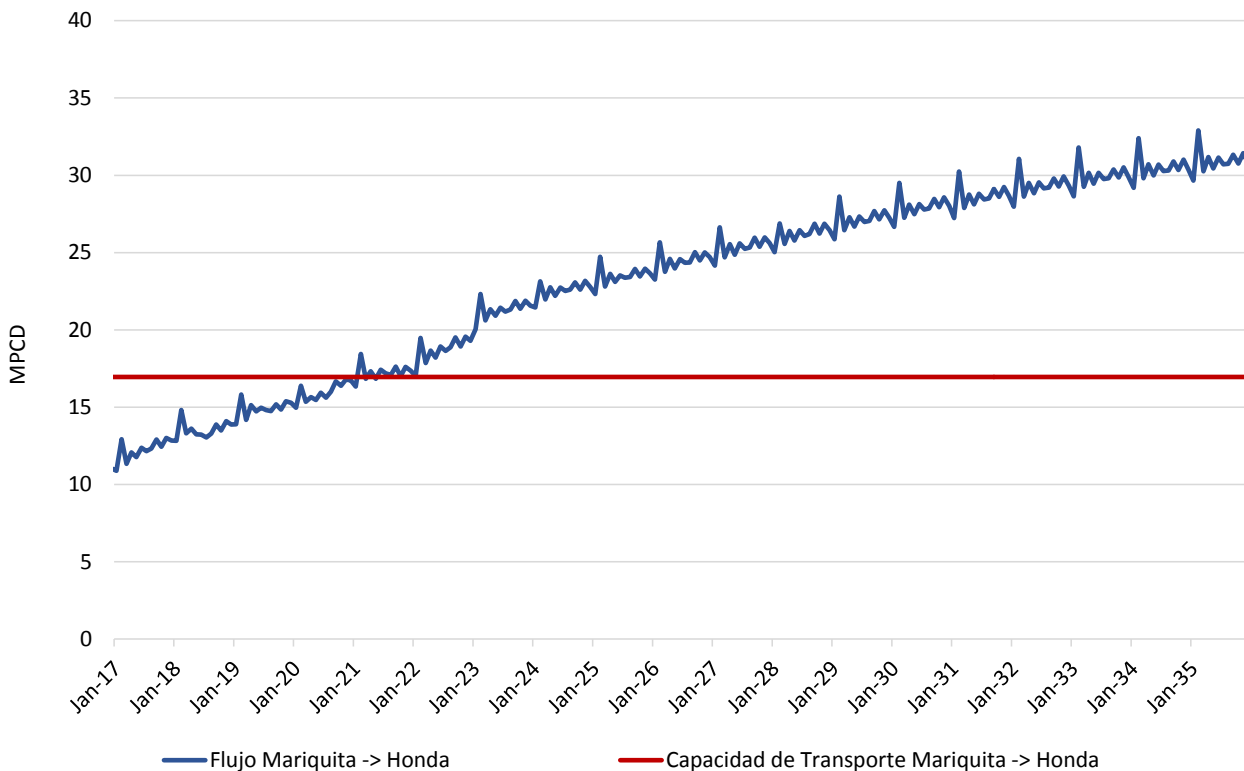


Fuente: UPME.

7.4.6 Gasoducto Mariquita - Ibagué

Este ducto alimenta los municipios de los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos del Sur de Cundinamarca. La estimación de demanda para esta región indica un crecimiento progresivo, unido a la declinación de los campos de la región, de manera que se estaría sobrepasando el límite de su capacidad de transporte hacia el año 2020 (ver Gráfica 7-13), lo cual exigiría ampliaciones en tal infraestructura.

Gráfica 7-13 Proyección de flujo y capacidad de transporte tramo Mariquita – Ibagué

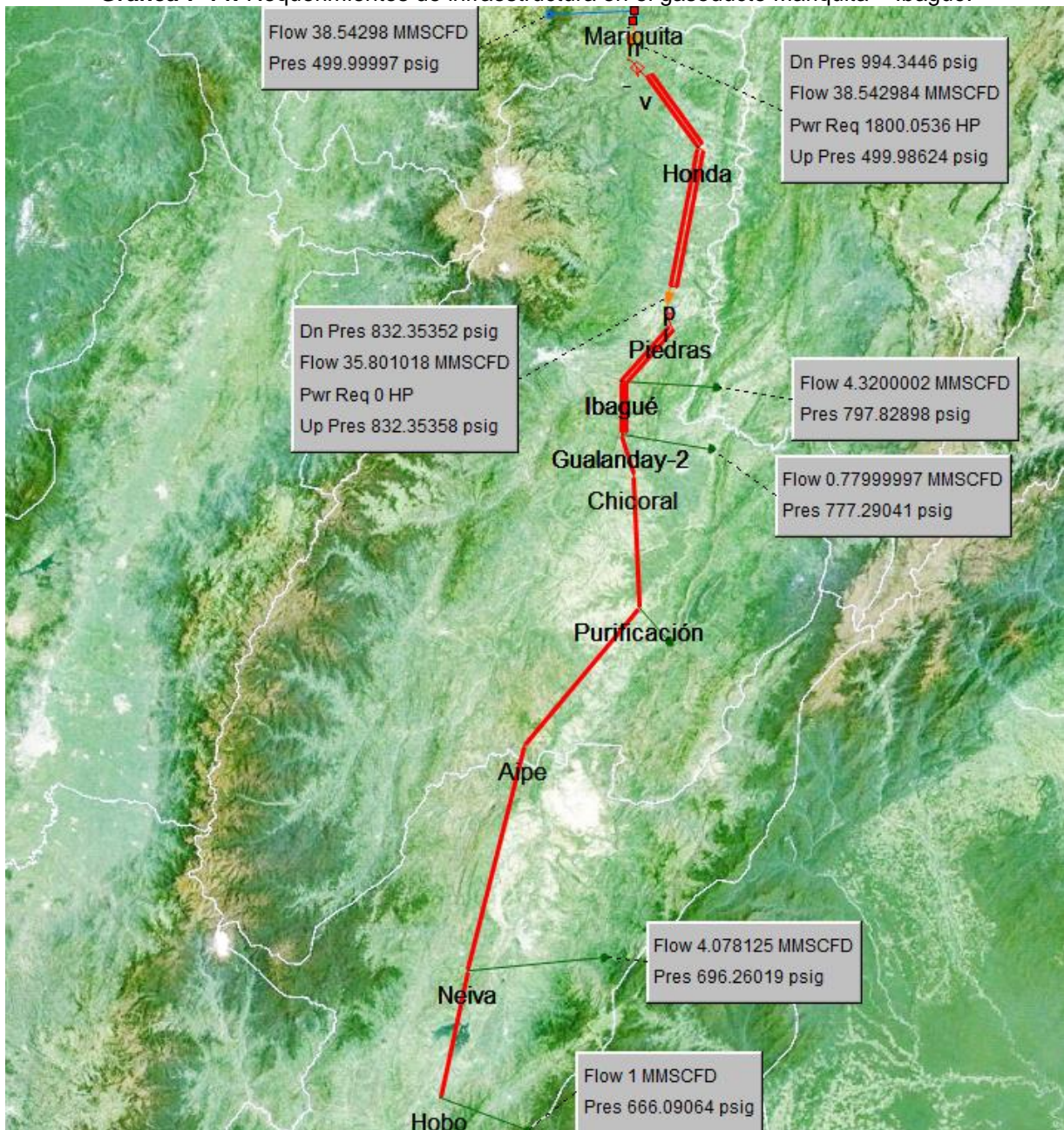


Fuente: UPME.

De los resultados de la simulación del sistema de transporte se propone construir un *loop* de diámetro de 10”, pues la ampliación de la estación de compresión en Mariquita solo incrementaría marginalmente su capacidad de transporte. La Gráfica 7-14 muestra el esquema de tal gasoducto. Vale la pena señalar que este requerimiento ya ha sido identificado por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en sus análisis de la operación del sistema²⁴.

²⁴ CNOGas (2012), “Análisis de la situación de abastecimiento de gas natural a los departamentos de Huila y Tolima”, Documento CNOGAS-04-2012, Versión 3, Junio 6 de 2012. <http://www.cnogas.org.co/documentos/Carta%20minminas-Abastecimiento%20de%20gas%20-Huila%20-%20Tolima.pdf>

Gráfica 7-14: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Ibagué.

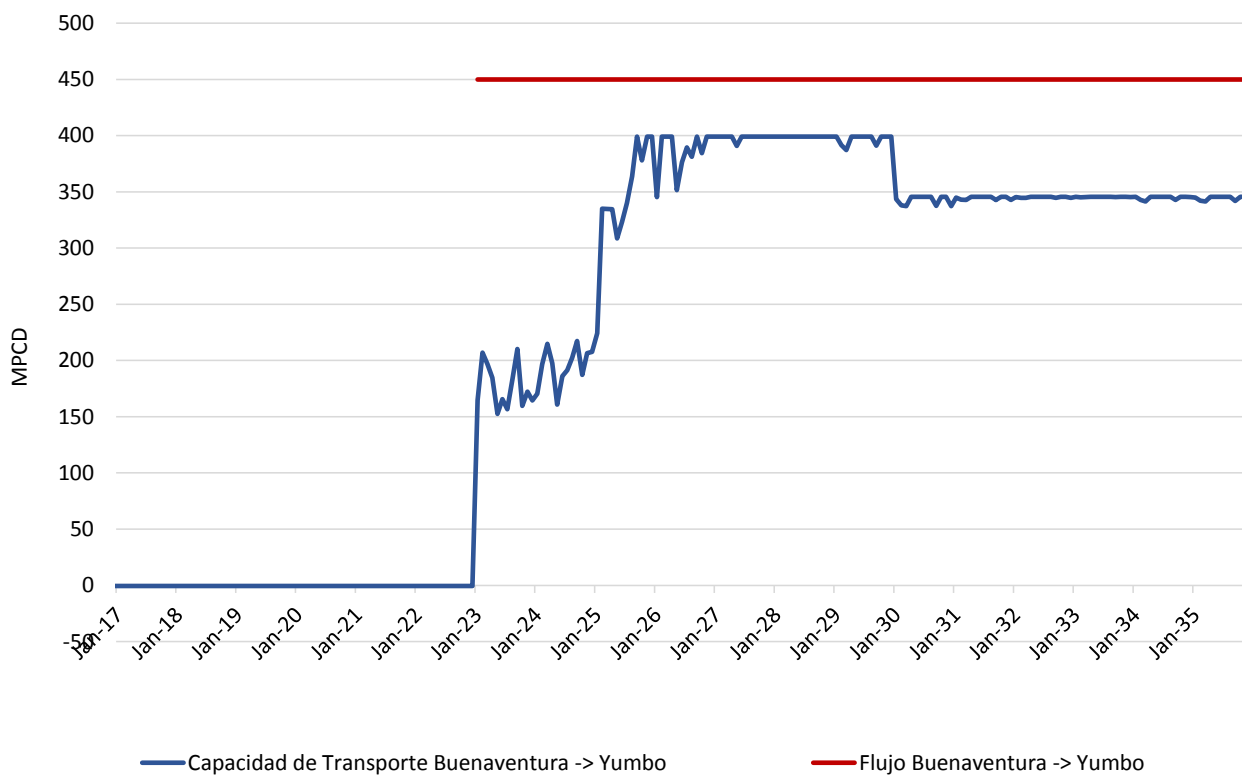


Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth.

7.4.7 Gasoducto Buenaventura – 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. No obstante, de acuerdo con la evaluación de beneficios logrados por los incrementos de confiabilidad en el

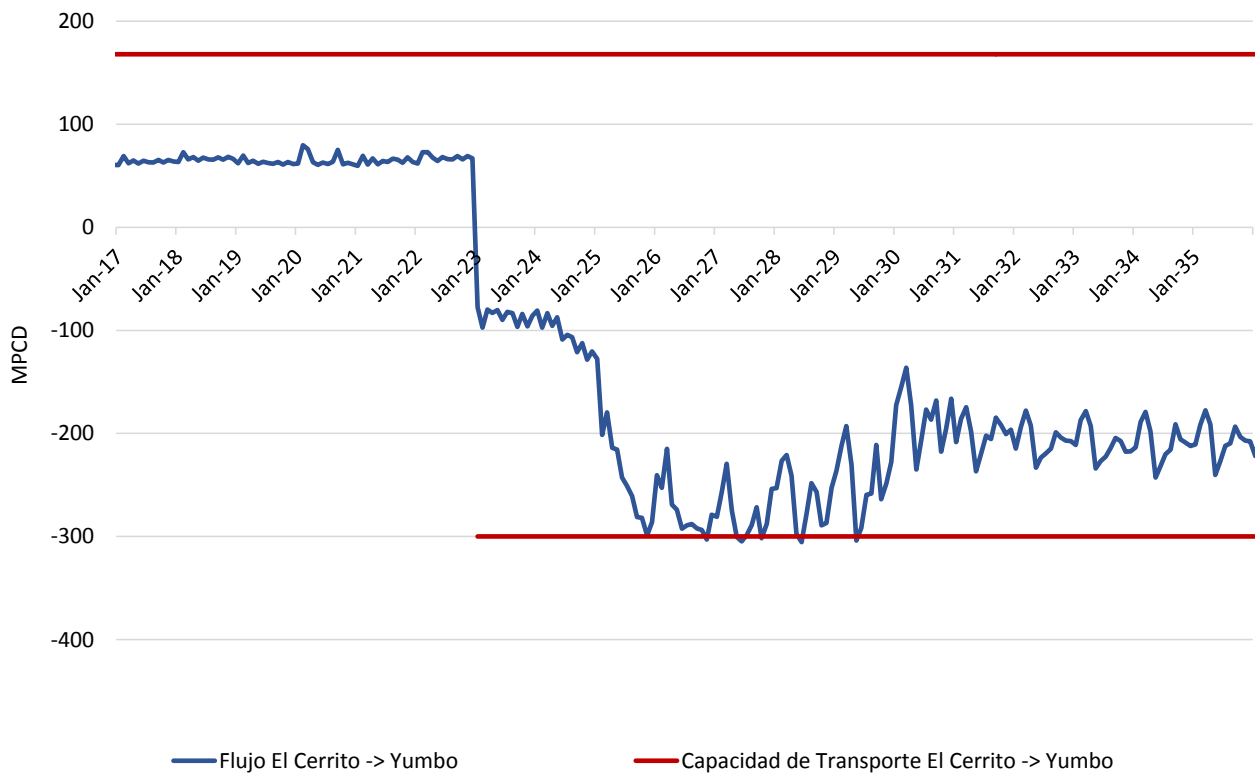
Gráfica 7-16: Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Yumbo



Fuente: UPME

ii)- Habilitar el transporte de gas natural entre Yumbo y Vasconia (bidireccionalidad): La importación de gas natural tendría como destino, en principio, la región del Valle del Cauca, la zona cafetera y el Tolima-Huila, y usuarios al norte del nodo Vasconia. Desde enero de 2023, o la fecha en que se decida la puesta a punto de la Planta de Regasificación, la disponibilidad de transporte entre Yumbo y Mariquita (bidireccionalidad) debe contar con una capacidad de 300 MPCD (ver Gráfica 7-17), y el aumento de esta capacidad implica disponer de cuatro nuevas estaciones de compresión (El Cerrito, Tuluá, Zarzal y Manizales) y el aumento de la potencia de la estación Padua. La potencia máxima total de compresión en todo el tramo sería de aproximadamente 40.000 hp. Este conjunto de obras darían además confiabilidad en el suministro a la región Centro y Sur del País, y desde el punto de vista de abastecimiento beneficiará a todo el país.

Gráfica 7-17 Proyección de flujo de gas natural entre Yumbo y Cerrito



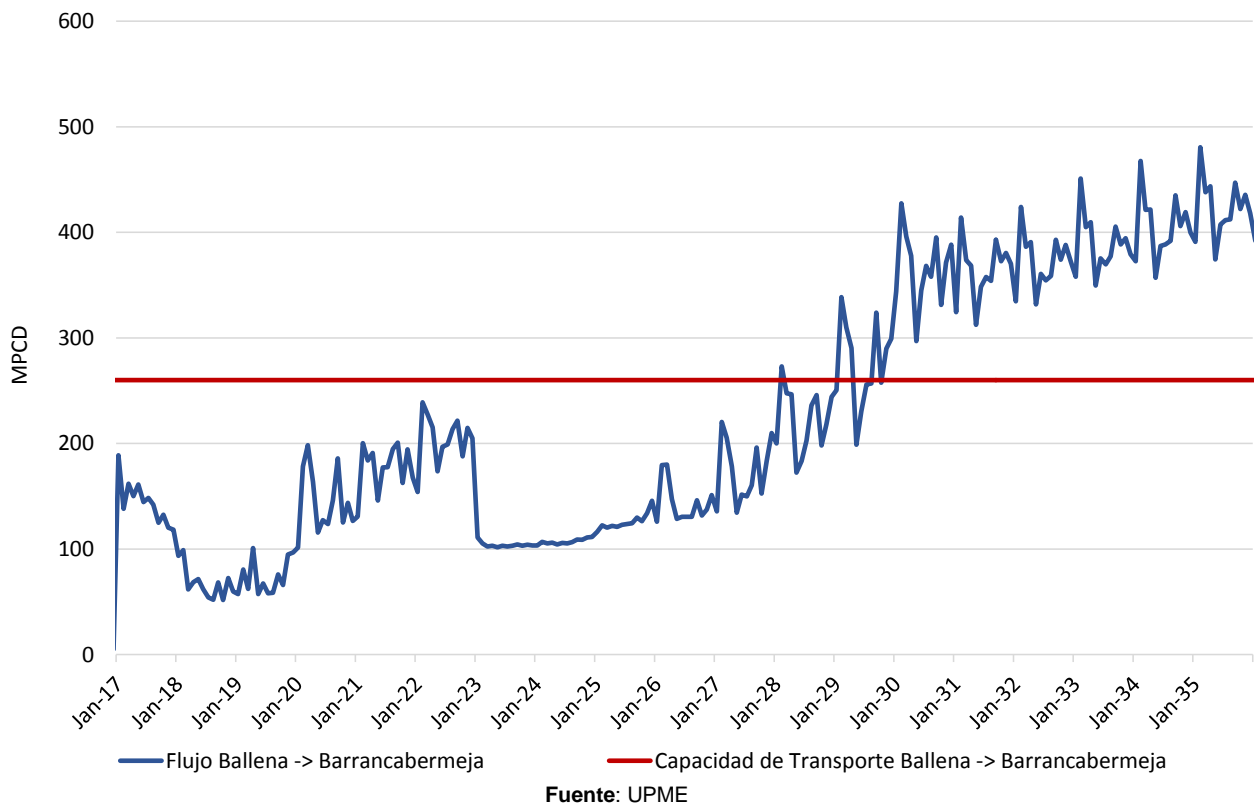
Fuente: UPME

7.4.8 Bidireccionalidad 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 7-18), éste después mantendría un alto crecimiento de manera que hacia el año 2026 se requeriría ampliar su capacidad de transporte. Para ello, de mantenerse el crecimiento de la demanda de gas natural sería necesario construir un *loop* de 24" entre los nodos de Ballena y Barrancabermeja, con longitud de 580 km (ver Gráfica 7-19).

Dado que esta obra se requeriría más allá de los próximos 10 años, la recomendación de su ejecución se efectuará de acuerdo a la evolución de las variables que la determinan en futuras versiones de este *Plan*. En particular, en la próxima revisión del Plan se presentarán los análisis técnicos y económicos relacionados con la construcción de un gasoducto alternativo que interconecte los nodos de Jobo, Medellín, Mariquita y Bogotá, así como otras alternativas que se consideren viables.

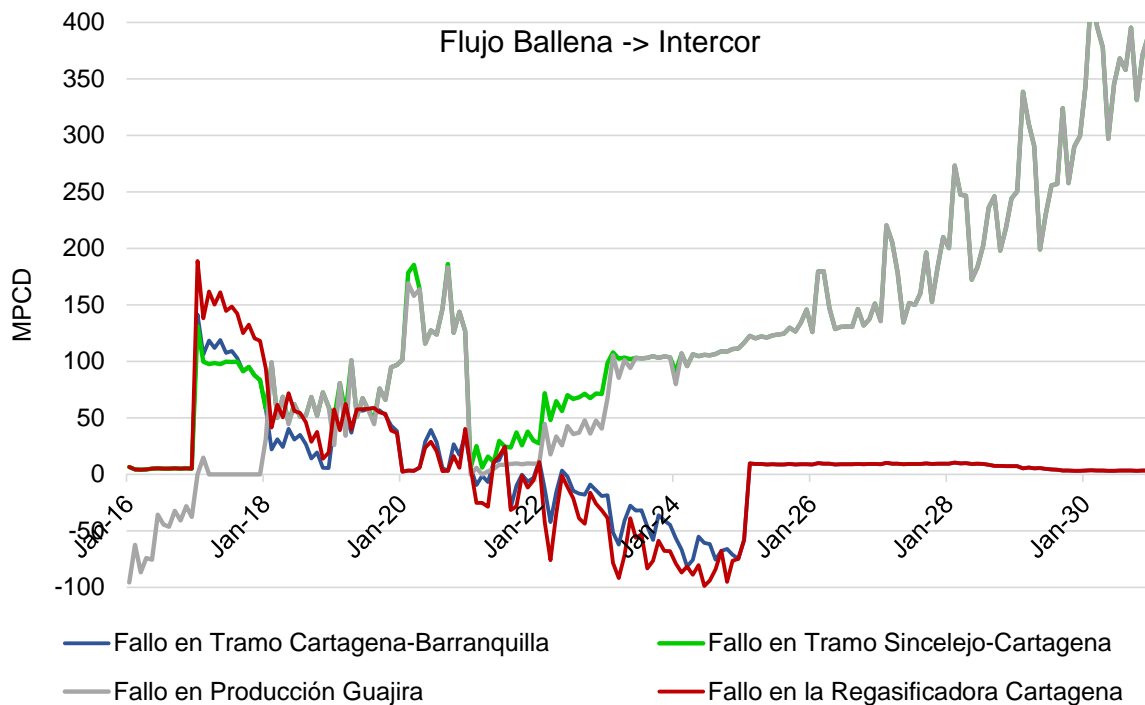
Gráfica 7-18 Proyección de flujo de gas natural entre Ballena y Barrancabermeja



No obstante lo anterior, y con el objeto de disponer de mayor flexibilidad operativa ante mantenimientos programados en los campos de producción de la Guajira, ante una salida de la planta de regasificación o frente a una falla en el gasoducto Cartagena - Barranquilla que impida disponer de los volúmenes de gas provenientes de la planta de regasificación y del gas de los campos del Valle Inferior del Magdalena, sería conveniente disponer de la bidireccionalidad Ballena – Barrancabermeja, cuyos costos de implementarla serían marginales, dado que se contaría con las estaciones de compresión existentes entre Barrancabermeja y La Guajira.

A continuación la **Gráfica 7-19** presenta los flujos entre los nodos mencionados bajo diferentes condiciones de falla. En caso de que salga de operación la Planta de Regasificación de Mamonal o el gasoducto Cartagena – Barranquilla, se necesitaría llevar gas natural desde el interior del país hacia la Costa Atlántica hasta por 100 MPCD, bajo la condición de estar en operación la Planta de Regasificación de Buenaventura.

Gráfica 7-19 Flujo Ballena - Barrancabermeja bajo diferentes condiciones de falla.

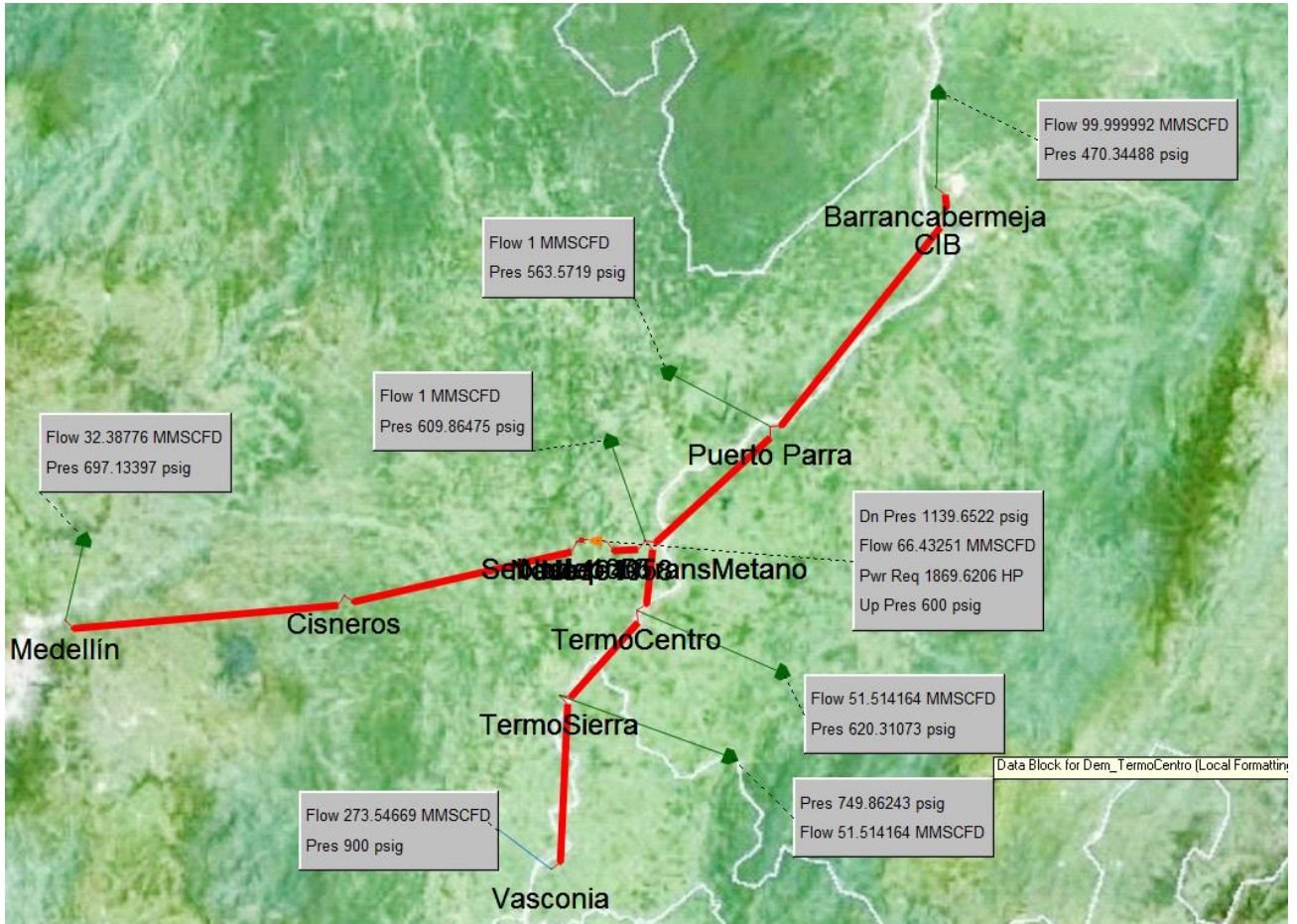


Fuente: UPME

7.4.9 Gasoducto Sebastopol - Medellín

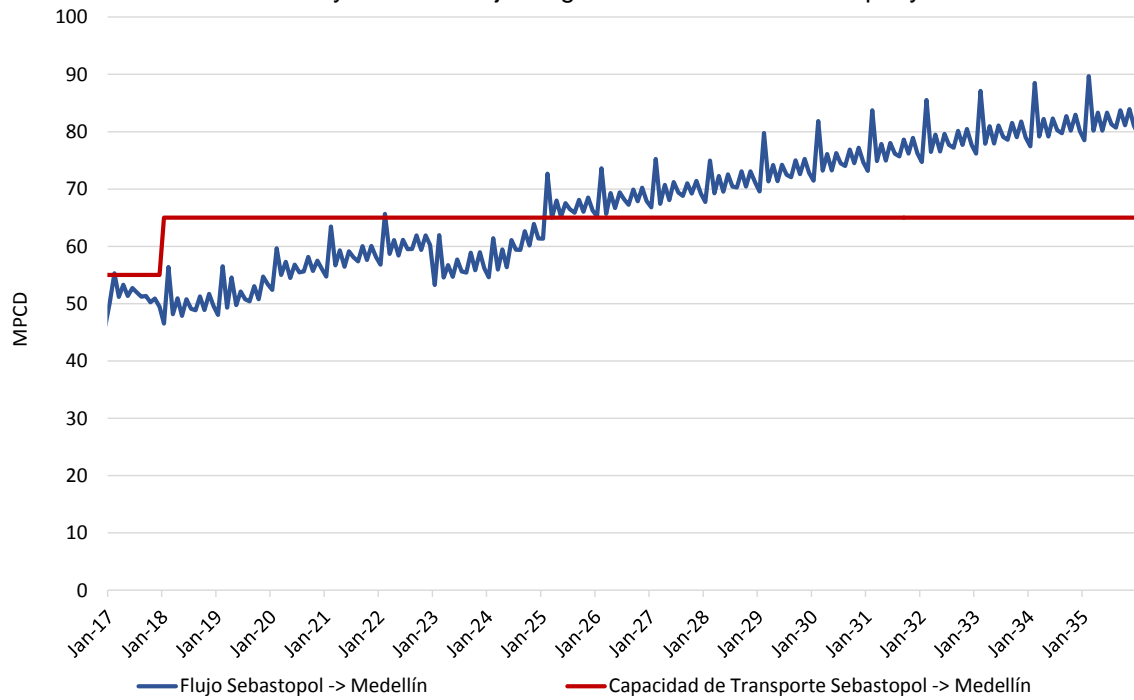
Si bien la capacidad de transporte de este gasoducto está registrada en 72 MPCD, frente a altas demandas de gas natural en el Magdalena Medio la presión en el nodo Sebastopol (desde donde se abastece Medellín y otras poblaciones antioqueñas) puede bajar significativamente, de manera que se reduce la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

Por lo anterior, ya se han iniciado por parte del transportador incumbente las gestiones para la instalación de una estación de compresión al occidente del nodo Sebastopol con 3360 hp de potencia (ver

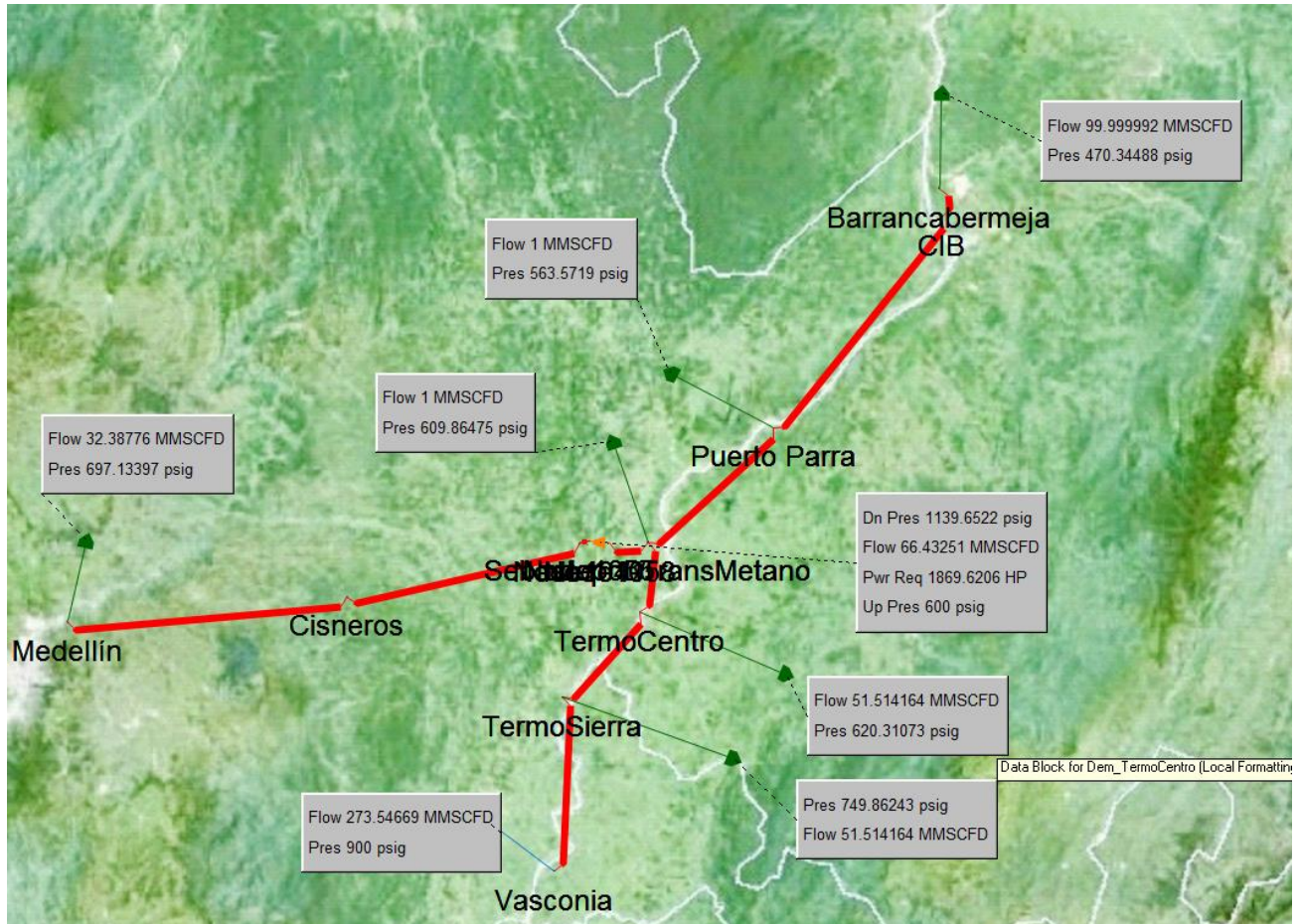


), que incremente la presión de entrada al ducto por encima de los 1000 psig y permita llevar cerca de 75 MPCD de gas natural hasta Medellín (ver Gráfica 7-20).

Gráfica 7-20 Proyección de flujo de gas natural entre Sebastopol y Medellín



Gráfica 7-21: Requerimientos de infraestructura del gasoducto Sebastopol – Medellín
 Fuente: UPME Fuente: UPME

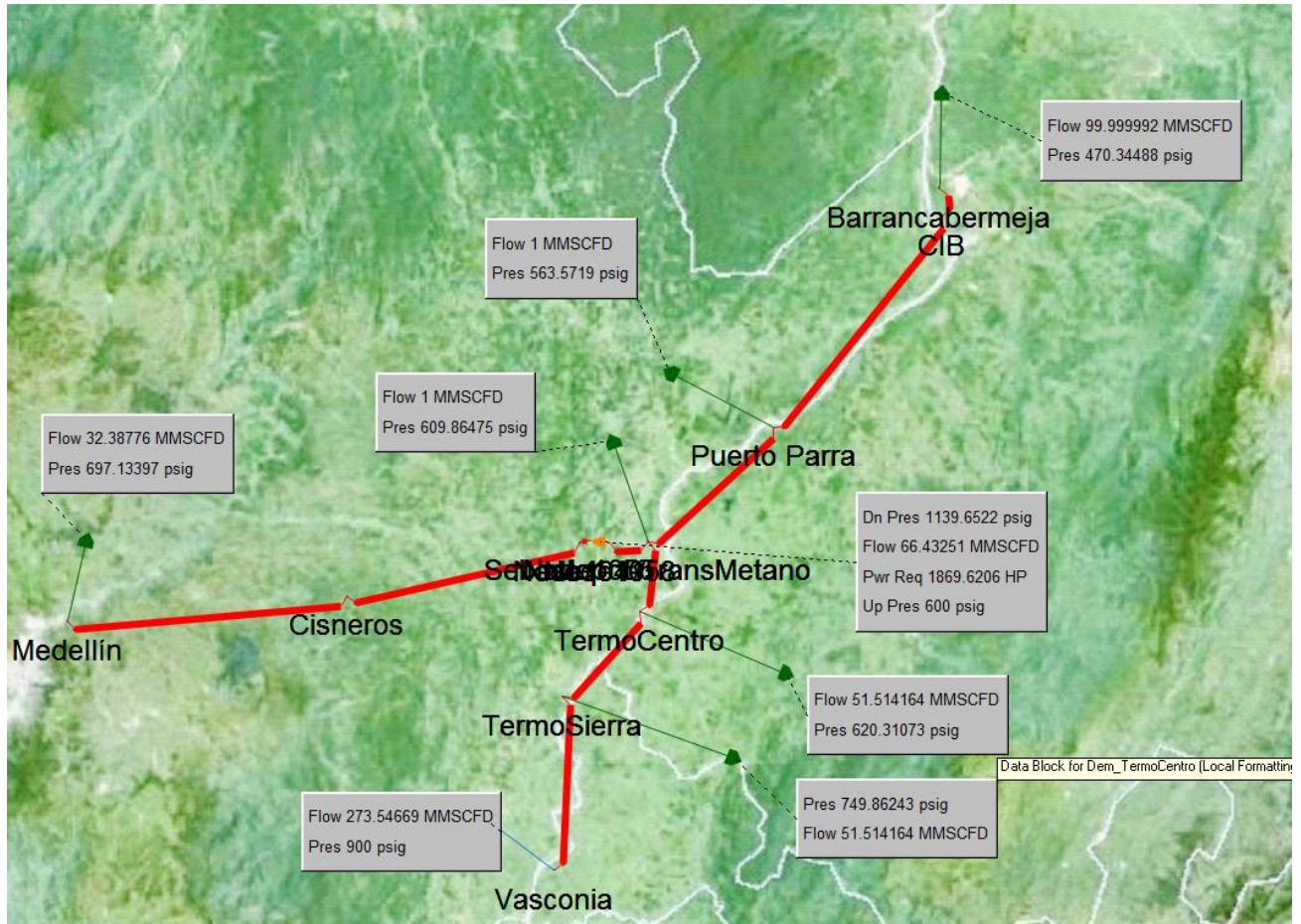


De otra parte, en el escenario de que se construya el gasoducto Jobo – Medellín, sería complementario que el gasoducto Medellín – Sebastopol se habilite para operar bidireccionalmente, de manera que gas natural de la Costa Caribe pueda llegar hasta el Magdalena Medio también por este ducto.

7.4.10 Gasoducto El Cerrito - Popayán

Si bien la capacidad de transporte de este gasoducto está registrada en 3.7 MPCD, frente a altas demandas de gas natural en el Valle del Cauca la presión en el nodo El Cerrito (desde donde se abastece Popayán y otras poblaciones del Valle y Cauca) puede bajar significativamente, de manera que se reduce la capacidad de transporte de este ducto.

Por lo anterior, se propone la instalación de una estación de compresión a la entrada del nodo Sebastopol, con al menos 500 hp de potencia (ver



), que incremente la presión de entrada al ducto por encima de los 1000 psig y permita llevar cerca de 6 MPCD de gas natural desde El Cerrito, alimentar algunos municipio del Valle y Cauca y llevar 3 MPCD en promedio hasta Popayán (ver Gráfica 7-20).

Gráfica 7-22: Requerimientos de infraestructura del gasoducto El Cerrito - Popayán



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 de los gasoductos

La indisponibilidad de cada elemento j del sistema se determina como el cociente entre el tiempo fuera de operación y el número total de horas del período bajo análisis, ambos durante un período anual. 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 diferente.

Debido a esta falta de uniformidad, para determinar la indisponibilidad de los gasoductos se utilizó el mayor entre: i) un indicador histórico de indisponibilidad reportado por los agentes a la SSPD; ii) la indisponibilidad por factores climáticos de los tramos del sistema de transporte de gas natural que tienen cruces subfluviales; y iii) la indisponibilidad por factores climáticos y topográficos de los tramos del Sistema de Transporte de gas natural.

i)- Para calcular el indicador histórico de indisponibilidad se utilizó información referente al número de fallas y la duración de las mismas suministrada por 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 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.

ii)- 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 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 considera que el tramo de gasoducto Ballena - Barranquilla que cruza bajo el lecho del Río Magdalena y abastece Barranquilla y el Occidente de la Costa Atlántica, estuvo en operación restringida en el año 2012 cerca de nueve meses, como consecuencia del incremento en las lluvias que ocasionaron un cambio del cauce del río Magdalena a la altura de Barranquilla.

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

A su vez, el factor de indisponibilidad i_l se define como:

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

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 ²⁵. 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 12.6 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 en operación restringida durante cerca de 9 meses (75% del tiempo).

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.

ii)- Respecto al tercer indicador, se tiene que en períodos de altos aportes hidrológicos los riesgos de deslizamientos de tierra aumentan las indisponibilidades de los gasoductos en el sistema. De información proveniente de los agentes del sector sobre eventos de deslizamientos que han afectado el transporte de gas natural en el centro y oriente del país e hidrológica del NOAA se forma en la siguiente ecuación:

$$\text{Indisponibilidad topográfica} = \frac{(1.4345 * L + 306.64 * IT)}{8760} * 8\%$$

²⁵ 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 períodos 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>.

Donde los factores entre paréntesis en la anterior ecuación corresponden a las horas indisponibles al año del gasoducto en razón a deslizamientos de tierra, que dependen de la longitud de tramo L y de su índice topográfico IT (ver numeral 9.1) y se determinaron estadísticamente con información de los agentes transportadores de gas natural. Éste se divide por el número de horas de un año y se multiplica por la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de muy alta hidrología (ver nota al pie 25).

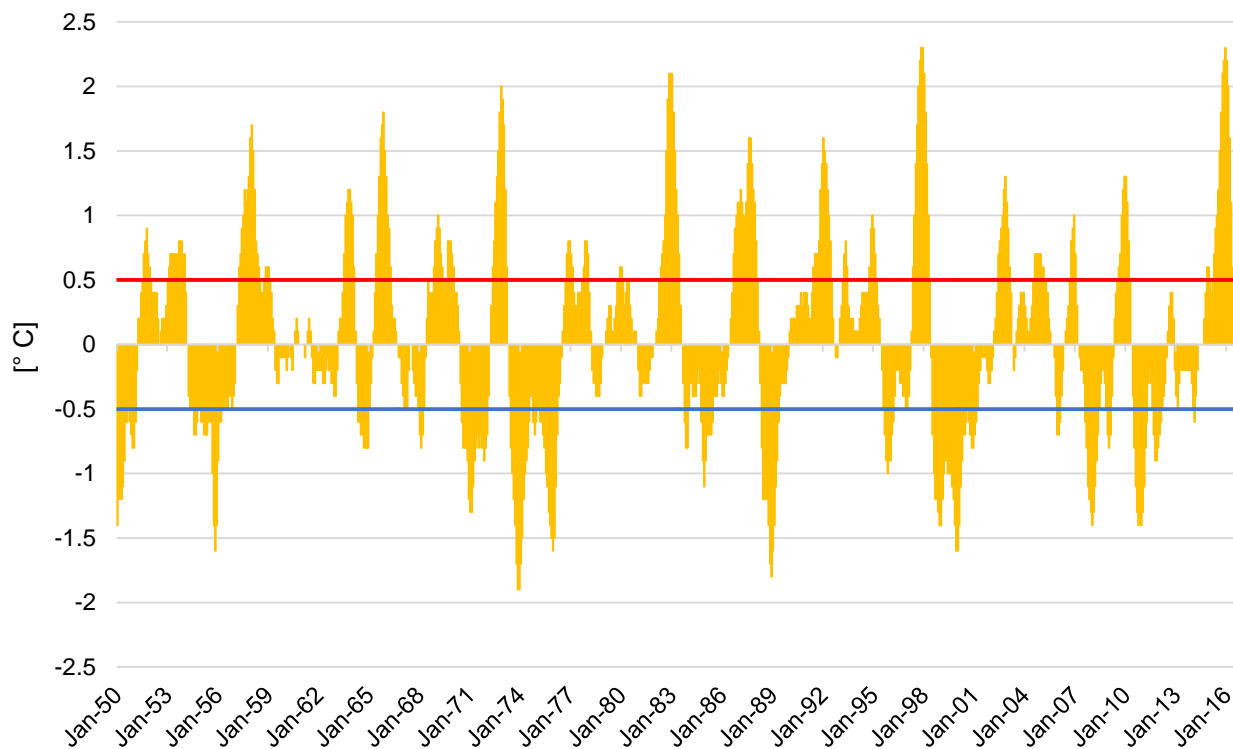
8.1.2 Indisponibilidad de los campos de producción

Para establecer la indisponibilidad de los campos de producción se utilizó información de un estudio realizado para la CREG y titulado *Estudio de Confiabilidad y Profundización en el Análisis de los Riesgos de Continuidad del Servicio Asociado a la Infraestructura de Suministro en los Campos de Producción*, elaborado en el año 2012 por la firma Freyre & Asociados y SNC-Lavalin Itansuca.²⁶

En resumen, la Gráfica 8-2 muestra las indisponibilidades finales agregadas para los grandes tramos de gasoductos y para los campos de producción.

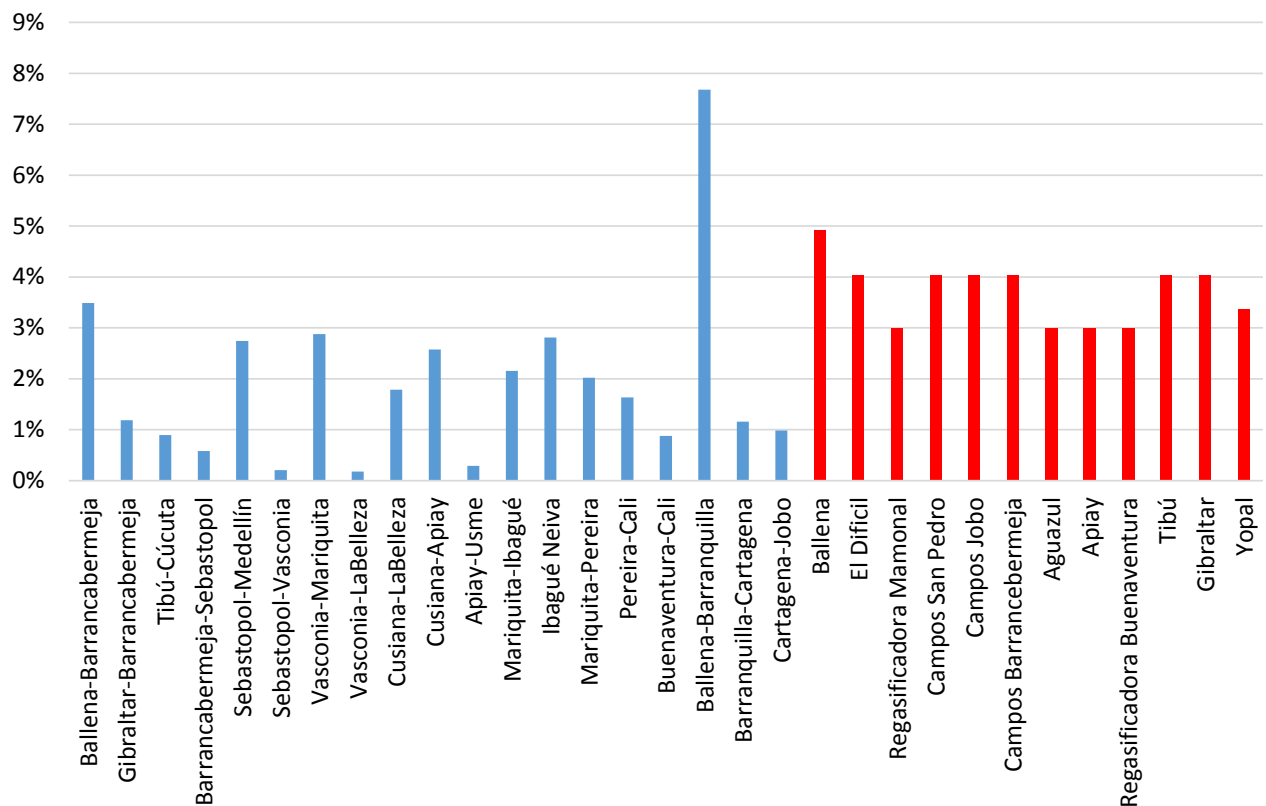
²⁶ Disponible en: <http://www.cnogas.org.co/documentos/CIRCULAR011-2012%20ANEXO01.pdf>

Gráfica 8-1 Anomalías de temperatura en el Océano Pacífico



Fuente: NOAA; Cálculos: UPME

Gráfica 8-2 Indisponibilidad de los elementos del sistema de gas natural



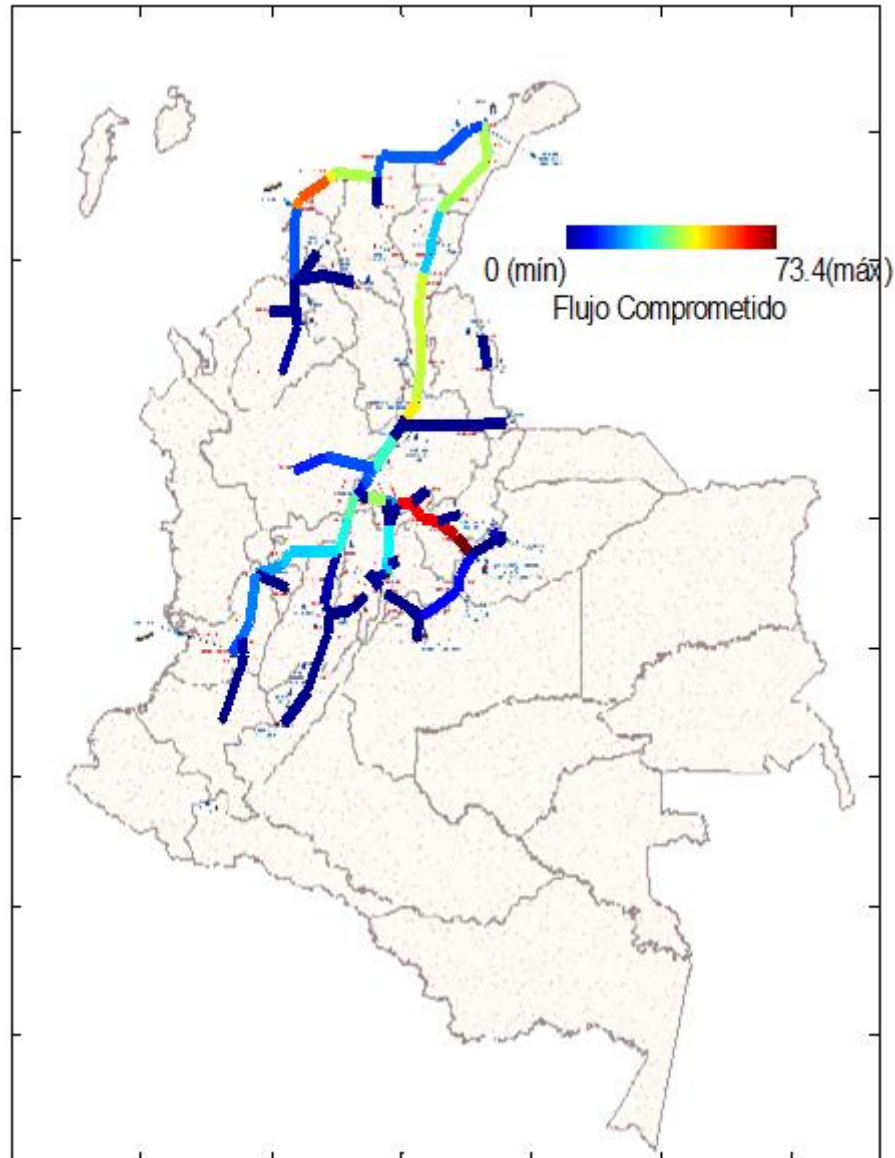
Fuente: SSPD, empresas del sector y Freyre & Asociados - SNC-Lavalin Itansuca; Cálculos: UPME.
 Fuente: UPME y SSPD; Cálculos: UPME

8.1.3 Valor esperado de la demanda nacional no abastecida

Se determinó el impacto de cada elemento cuando falla, denominado **flujo comprometido**, el cual se muestra en la Gráfica 8-3 para cada elemento. Éste se calcula como la demanda no abastecida cuando el elemento falla (y solo ese) durante un tiempo t_f . Se tiene que t_f tiene una relación positiva con la indisponibilidad previamente determinada, según una función que se estableció a partir de información histórica suministrada por la SSPD sobre de frecuencia y duración de fallas del sistema (Ver **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Una vez obtenido el flujo comprometido de cada elemento, se determina el **valor esperado de la demanda nacional no abastecida** como la sumatoria, para todos los elementos, de los productos de los flujos comprometidos y sus indisponibilidades. Los gasoductos que causarían mayor impacto en el abastecimiento de gas natural, tomando como referencia marzo de 2022, serían: i) Cartagena-Barranquilla-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 hacia 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 la necesidad de que hacia el año 2023 el país cuente con una nueva fuente de suministro de gas natural (numeral 5.2) y de una mayor capacidad de transporte entre la Costa Caribe y el interior del país (numeral 7.4.8), se proponen dos obras que además de responder a estas necesidades reducirían significativamente los flujos comprometidos y el valor esperado de la demanda no abastecida: 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 limitaciones previstas de oferta y transporte, sus localizaciones tendrían beneficios en la confiabilidad del servicio, lo cual será analizado posteriormente.

8.2 Obras propuestas para aumento de la confiabilidad del sistema

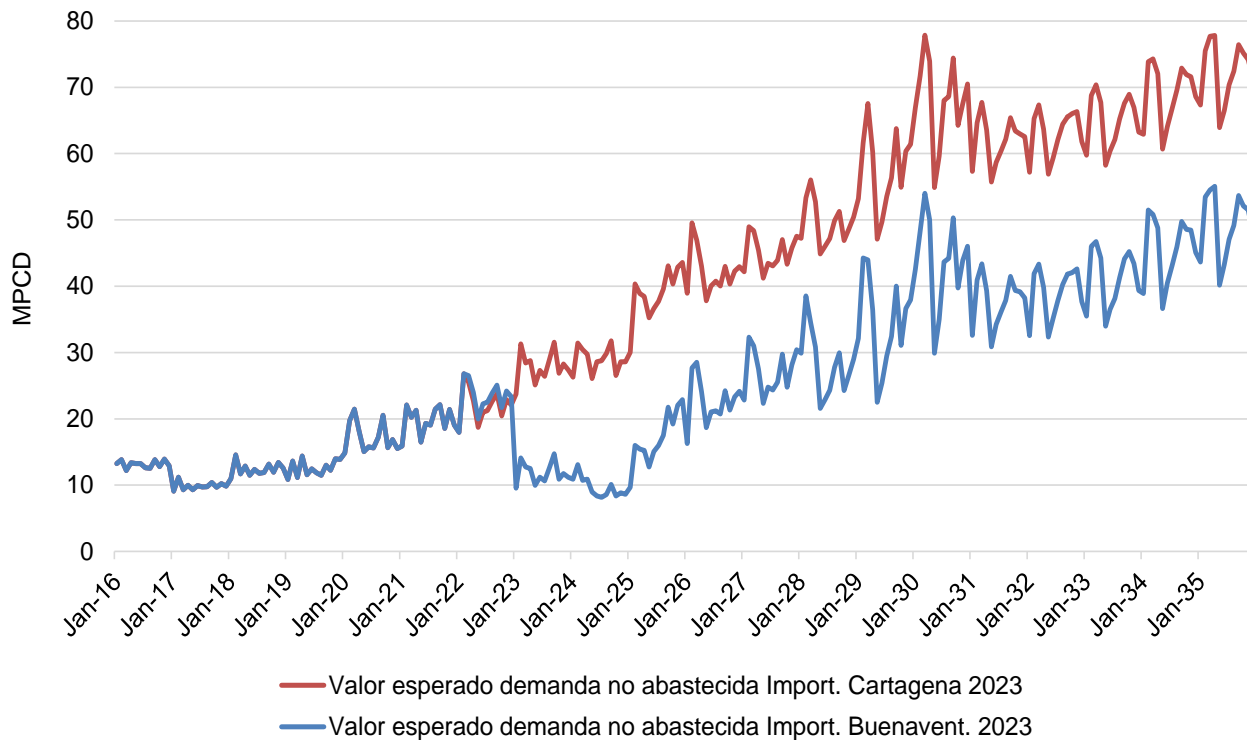
8.2.1 Planta de Regasificación en el Pacífico

El puerto de Buenaventura en el Pacífico colombiano es el puerto más cercano al sistema de transporte de gas natural. 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).

El disponer de un puerto alternativo de entrada de gas natural al sistema diversifica el riesgo, de manera que los flujos comprometidos por fallas en los gasoductos y campos de producción, y en consecuencia el valor esperado de la demanda no abastecida del país baje (ver Gráfica 8-4). 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. Estos resultados coinciden con los resultados obtenidos en el “*Estudio de Confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicio asociado a la infraestructura de suministro de campos de producción*”, contratado por la CREG con el Consorcio ITANSUCA -FREYRE ASOCIADOS.

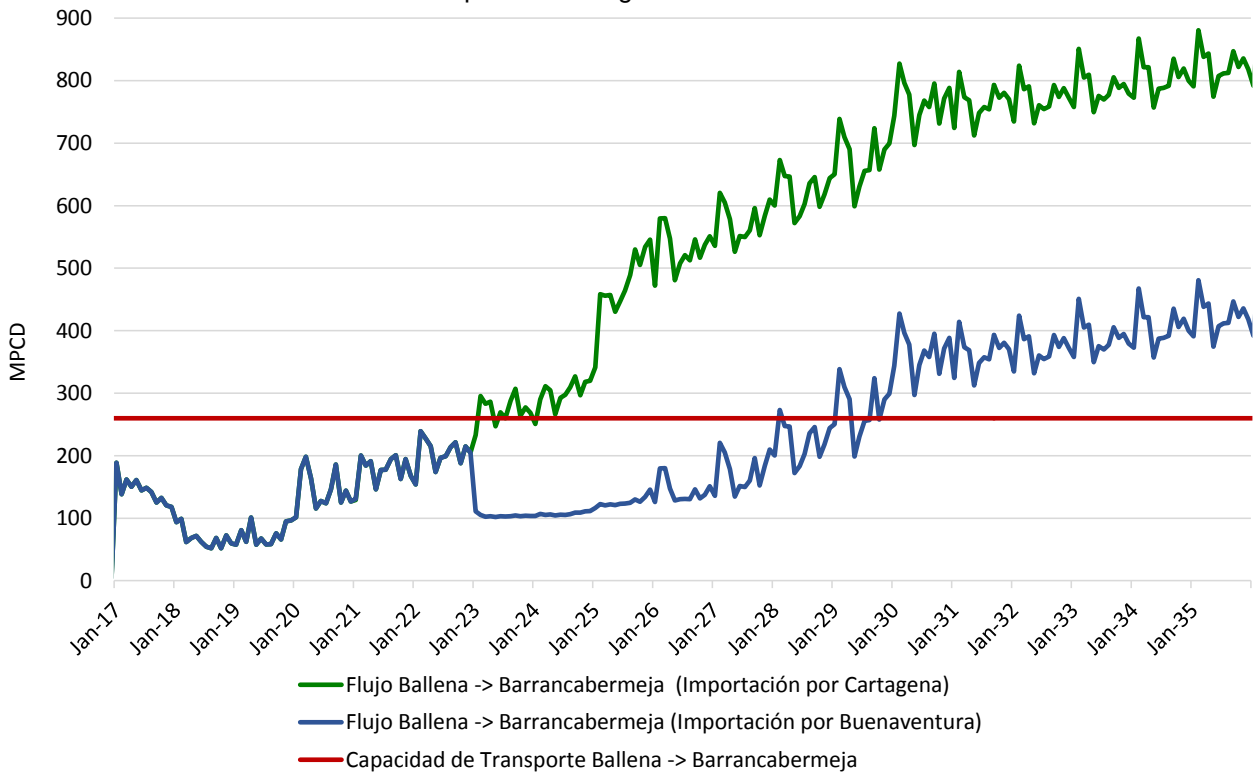
Por otra parte, la importación por el puerto de Buenaventura reduciría el flujo de gas natural entre la Costa Atlántica y el interior del país, de manera que las inversiones para expandir la capacidad de transporte entre Cartagena, Ballenas, Barrancabermeja y Vasconia se aplazarían (ver Gráfica 8-5 - Gráfica 8-8), con la contraparte de hacer las inversiones para disponer de capacidad de transporte (bidireccionalidad) entre Buenaventura y Vasconia (ver numeral 7.4.7).

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



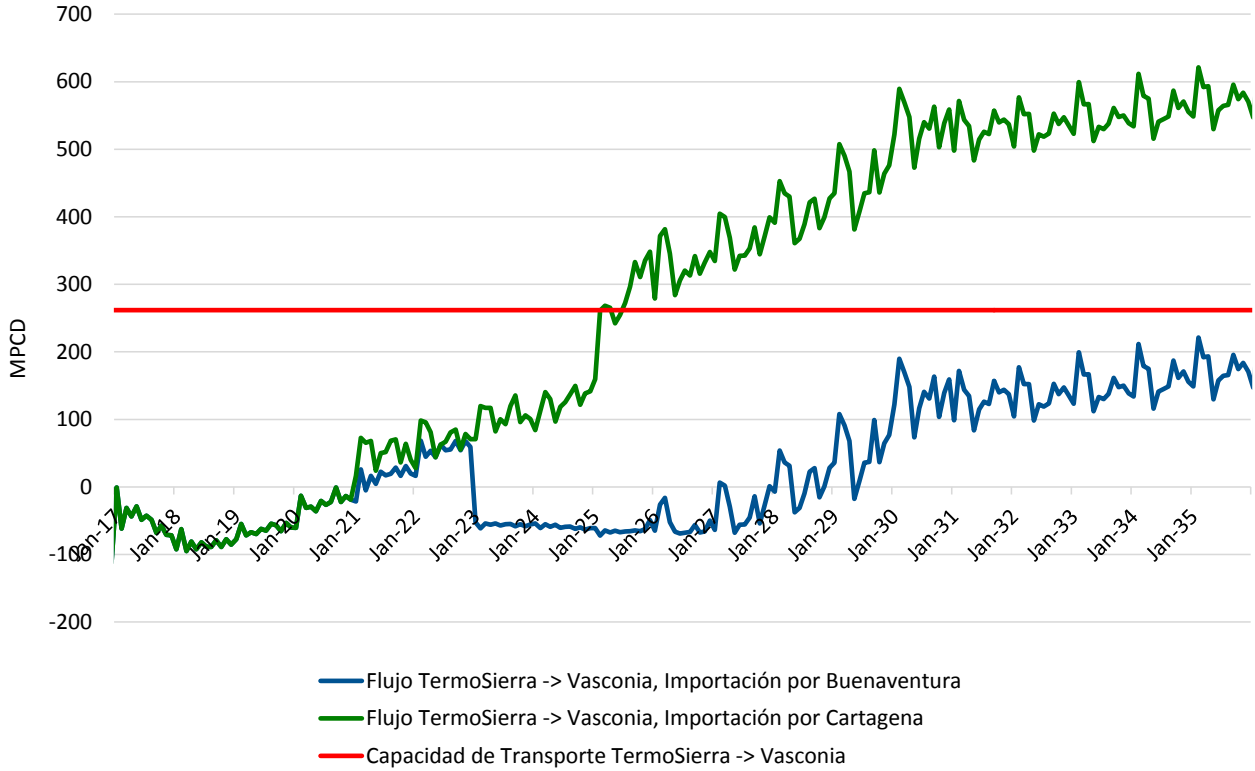
Fuente: UPME.

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



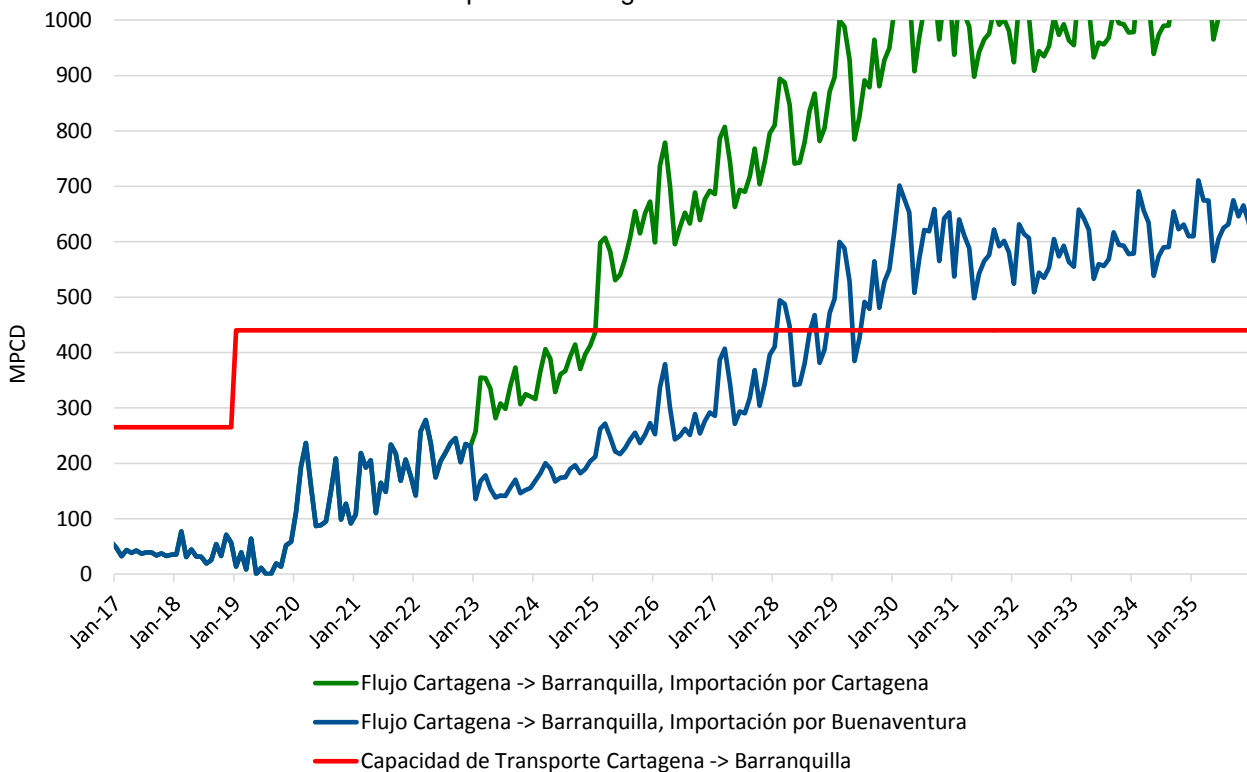
Fuente: UPME

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



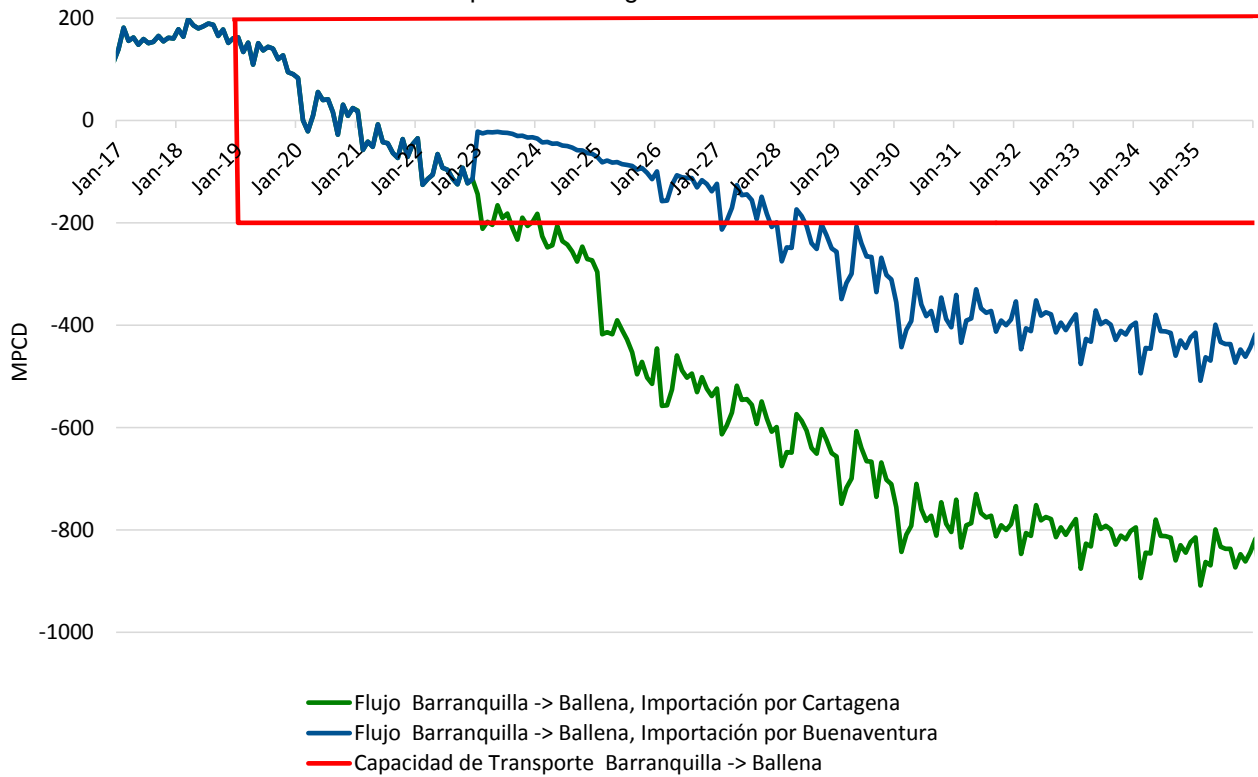
Fuente: UPME.

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



Fuente: UPME.

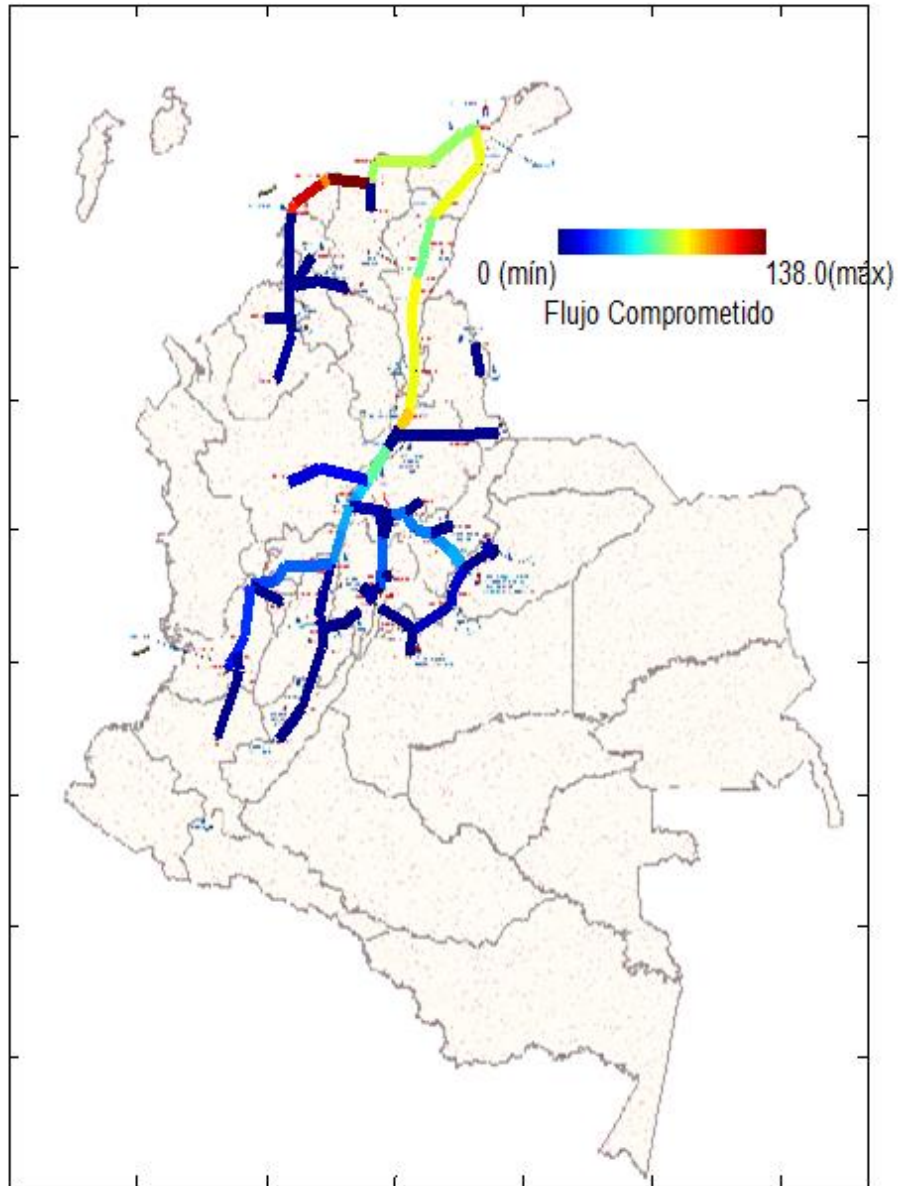
Gráfica 8-8 Comparación de los flujos en el tramo Santa Marta-Barranquilla para las dos propuestas de plantas de gasificación



Fuente: UPME.

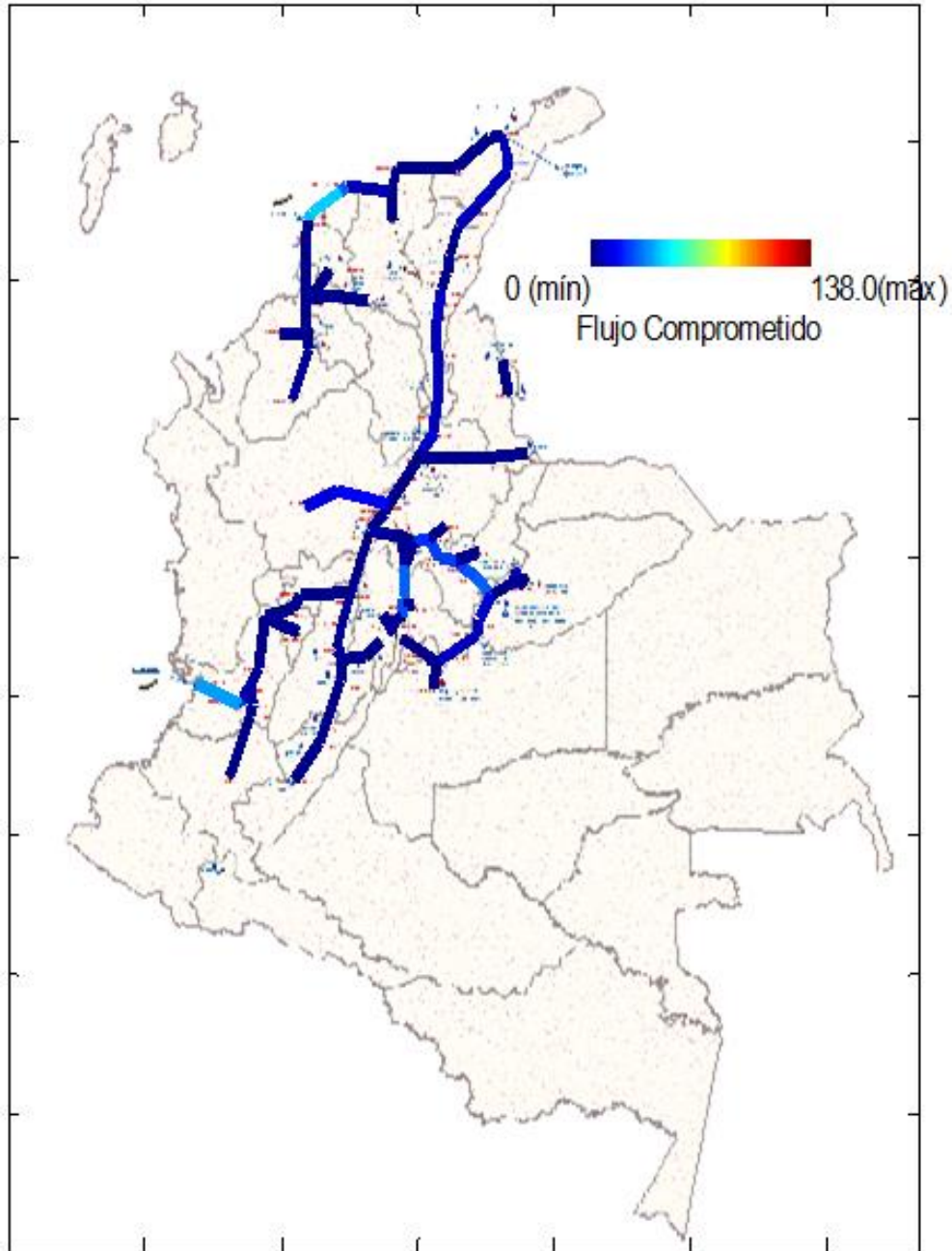
En la Gráfica 8-9 y la Gráfica 8-10, se presentan los flujos comprometidos en marzo de 2025 en los diferentes tramos del sistema de transporte, respectivamente, para las alternativas de aumentar la capacidad de importación en Mamonal (Cartagena 2) e instalar una planta de gasificación en Buenaventura.

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].

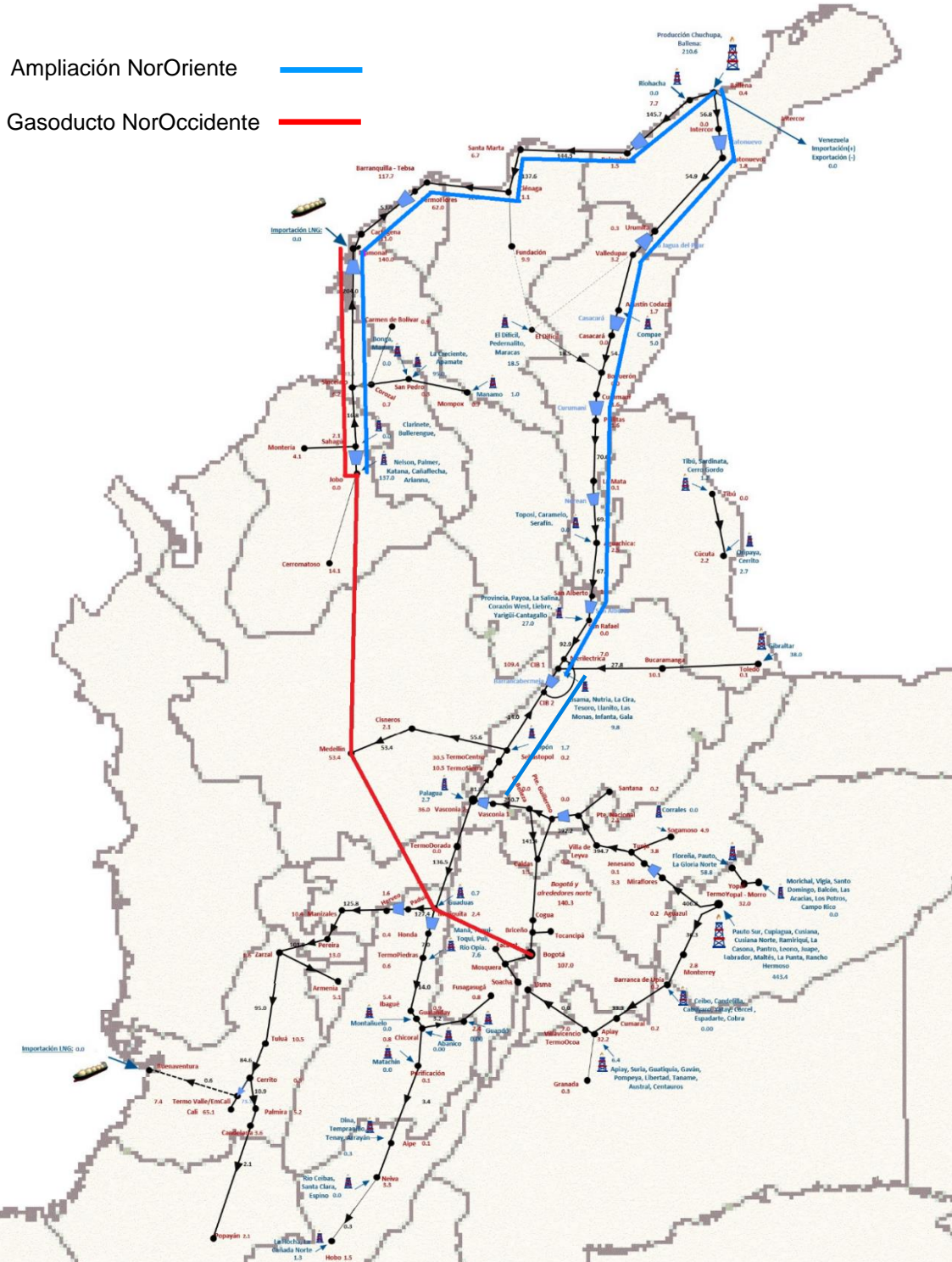


Fuente: UPME.

8.2.2 Gasoducto NorOccidente

Tal como se comentó anteriormente, se considera conveniente la construcción de un gasoducto alternativo al gasoducto Ballena-Barranca por el Noroccidente del país, que interconecte los nodos de Jobo, Medellín, Mariquita y Bogotá (ver Gráfica 8-11), como una opción de unir la Costa Atlántica y el Interior del país. En una próxima versión se analizará técnica y económicamente la posibilidad de su construcción total o progresiva, y se comparará con alternativas como ampliar el gasoducto Ballena-Barrancabermeja-Vasconia.

Gráfica 8-11 Ampliación NorOrente y gasoductos NorOccidente propuestos.



9 EVALUACIÓN ECÓNOMICA DE INFRAESTRUCTURA

Este Capítulo contiene, tanto la evaluación de beneficios como 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 pasarían²⁷.

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.

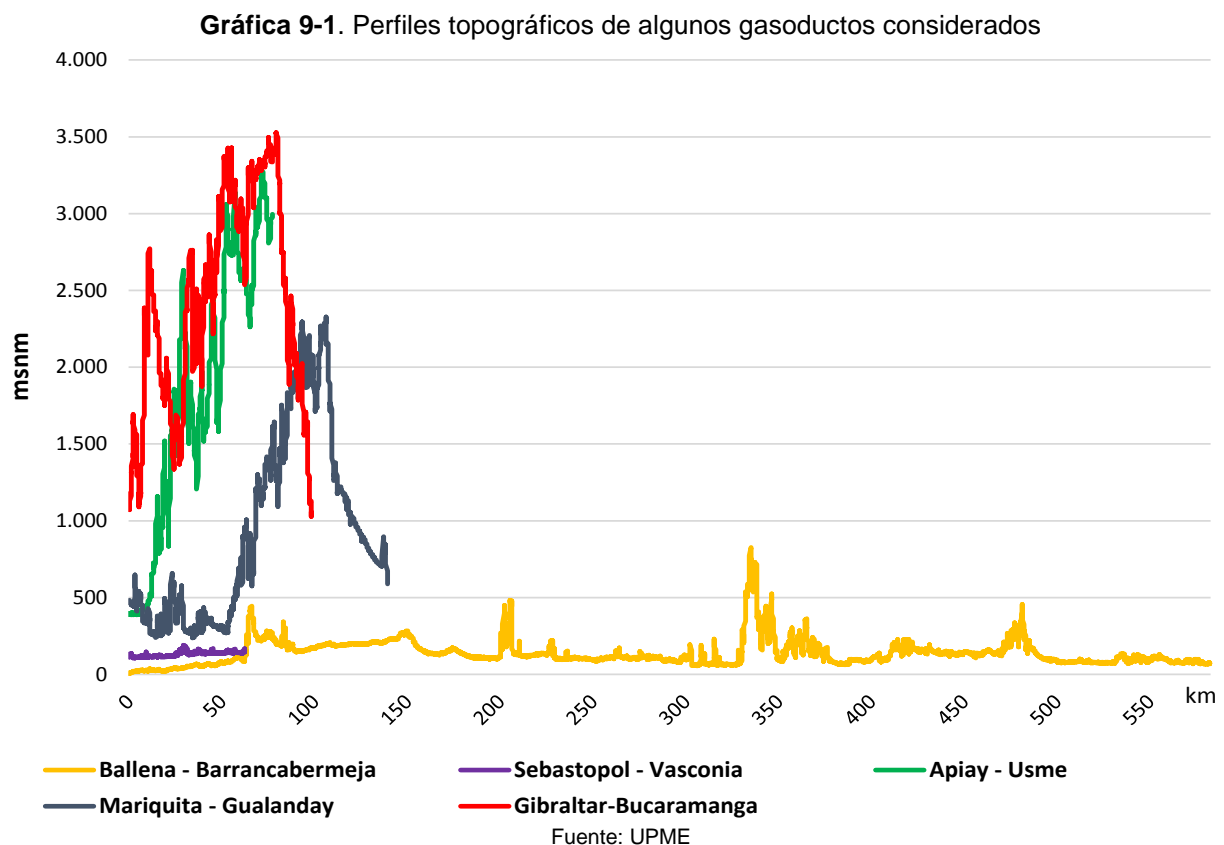
	Tramo	Longitud [km]	Diámetro [pulg.]	Inversión Aprobada [USD corrientes]	Fecha entrada en operación
1	Flandes-Girardot-Ricaurte	12	4	703,736	May-03
2	Guando-Fusagasugá	39	3	2,505,184	Jul-06
3	Sardinata-Cúcuta	68	4	7,902,244	Dec-09
4	Cali-Popayán	117	4	16,057,051	Nov-08
5	Ariari	61	3	4,269,881	Apr-06
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

²⁷ La determinación de los costos de construcción de gasoductos de este documento se basan en los criterios establecidos en la Resolución CREG 126 de 2016 y el ejercicio desarrollado en el Documento CREG 092 de 2011.

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 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 georeferenciado²⁸. 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.



Con la información anterior, se estableció la siguiente relación:

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

²⁸ 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.

Siendo:

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

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

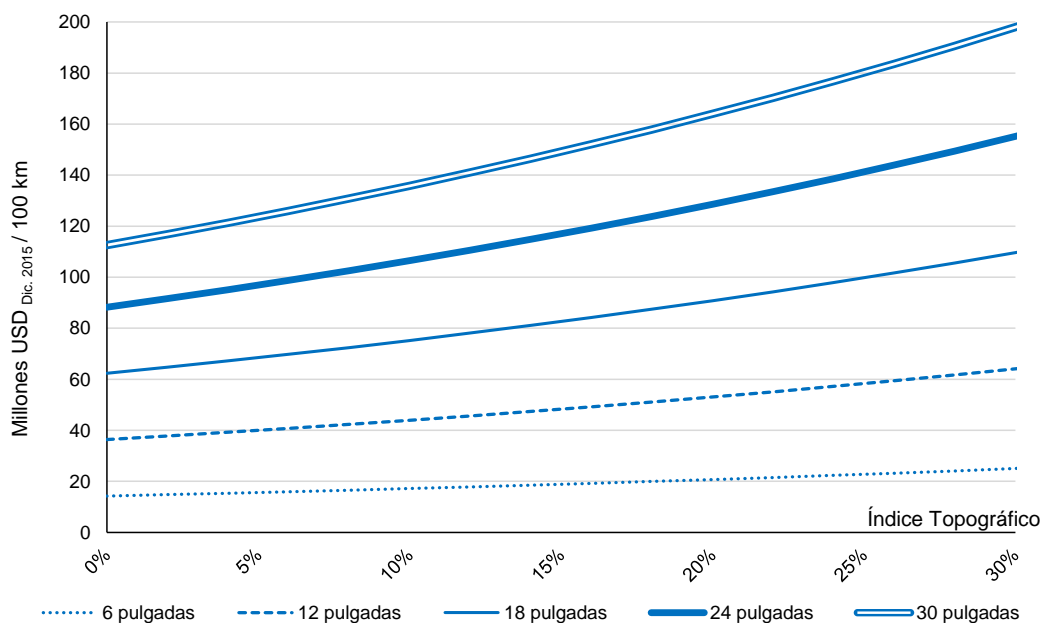
$$\ln\left(\frac{C}{L}\right) = 2.8676 + 1.8832 I + 0.5518\left(\frac{D}{1 + \gamma D}\right)$$

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

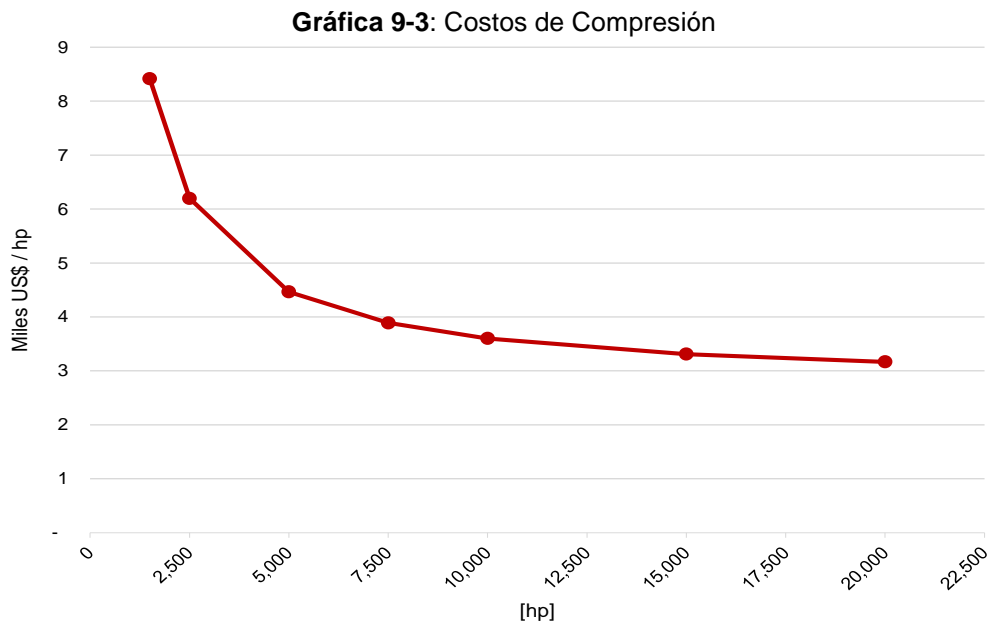


Fuente: UPME.

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:



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-UPME²⁹ 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

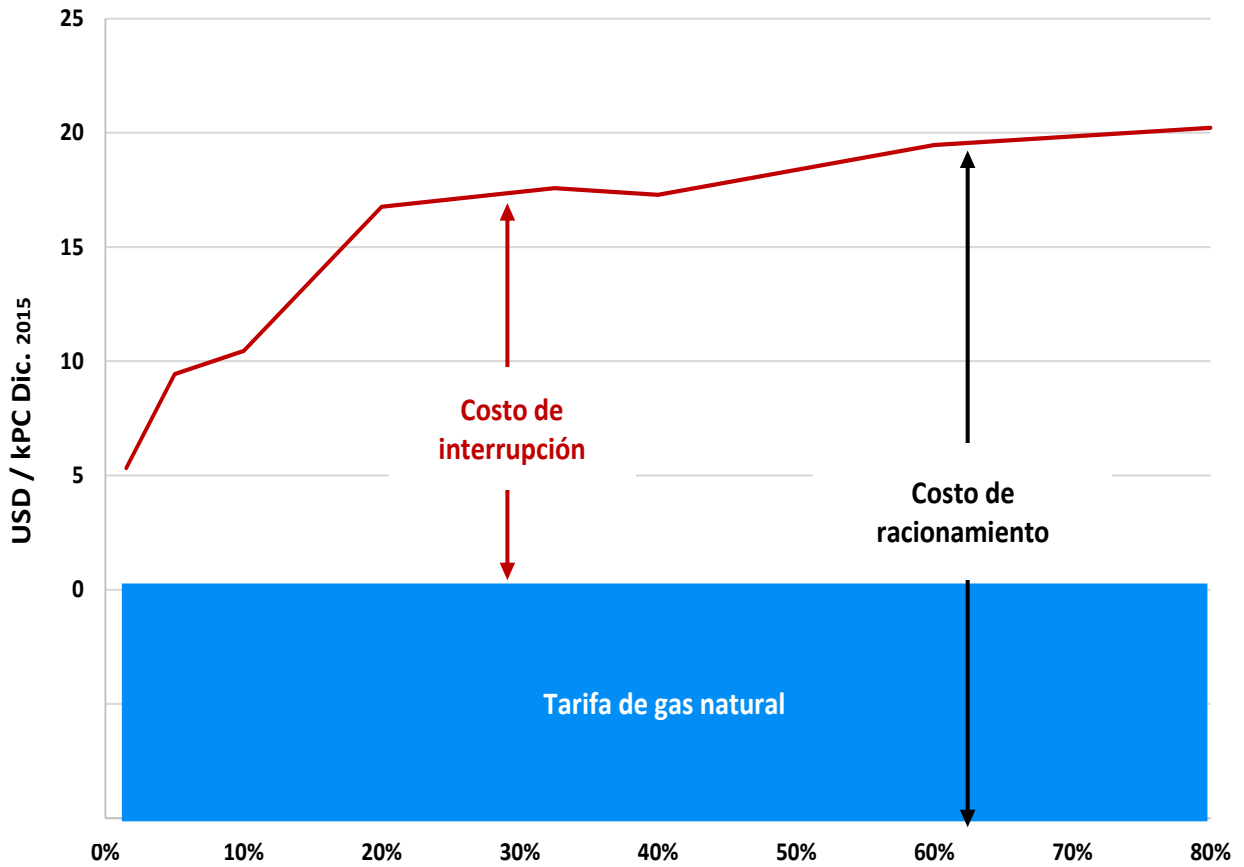
A partir de los resultados anteriores por sectores, se calculó la curva de costos de interrupción. La metodología usada es un modelo de optimización de programación lineal para definir los usuarios y el tipo de corte de acuerdo al tipo de racionamiento deseado.

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 unitarios mínimos de racionamiento de gas natural, para diferentes escenarios de corte³⁰, sumando, al costo de interrupción, la tarifa del servicio.

²⁹ 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.

³⁰ Se indexa con el índice de precios del gas natural, informado mensualmente por el DANE.

Gráfica 9-4 Componentes del costo de racionamiento



Fuente: UPME- Econometría.

9.3.3 Costos de racionamiento regional y sectorial

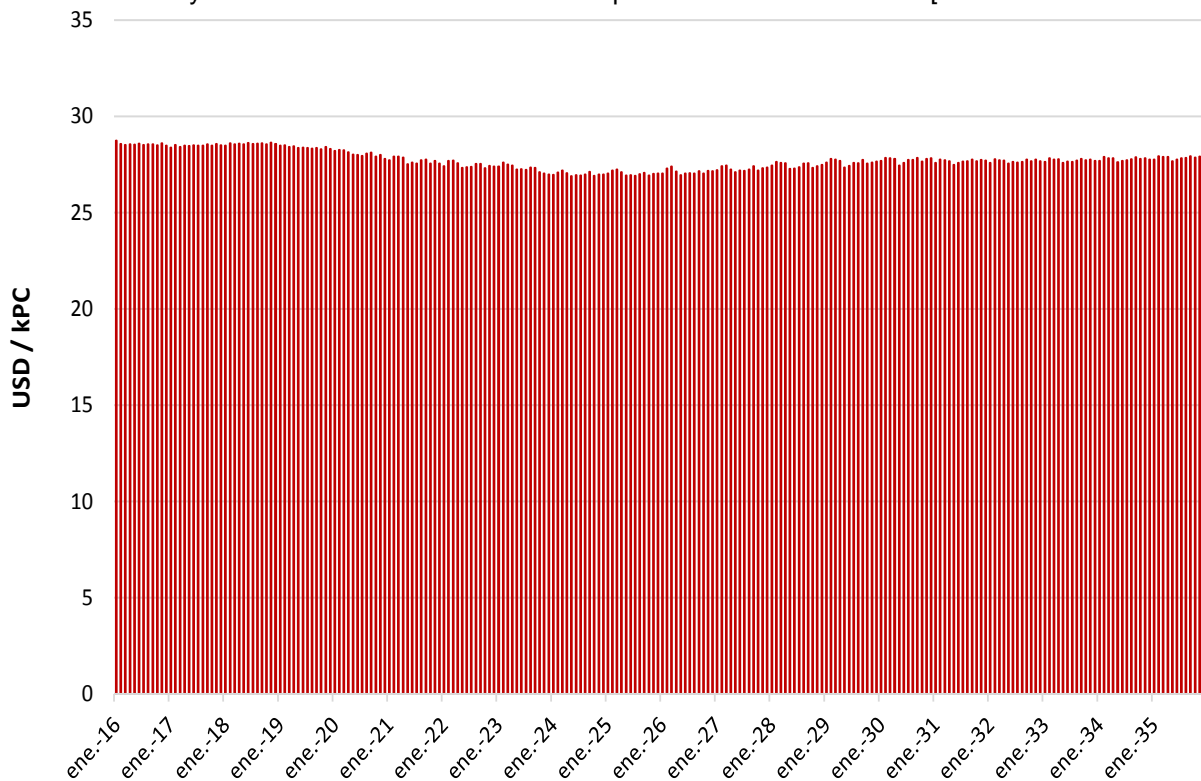
Del estudio referido se establecieron los valores de costos de interrupción a nivel regional y sectorial presentados en la Tabla 9-3. Para estimar el valor de las tarifas se utilizó información del SUI, de la SSPD. Aplicando estas magnitudes y ponderando la participación sectorial de la demanda a escala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

Tabla 9-3. Magnitudes utilizadas de costos de racionamiento a nivel regional y sectorial³¹

	[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.

³¹ ver Nota al Pie 23

9.4 Evaluación económica 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) y la posibilidad de no hacer ninguna de éstas. De estos se manifiesta la ventaja económica de su instalación en la Costa Pacífica, respecto a la de construirla en Cartagena y respecto a no construir ninguna de éstas.

Tabla 9-4. Comparación del valor del racionamiento asociado a las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Buenaventura, Cartagena (segundo terminal) y no instalar ninguna de éstas

32

	Valor Presente del Costo de Racionamiento Esperado Demanda No Abastecida [Millones USD Dic.2015]			Valor Esperado Demanda No Abastecida [MPCD]		
	Sin Importación Desde el año 2023	Importación por Buenaventura Desden el año 2023	Importación por Cartagena Desde el año 2023	Sin Importación Desde el año 2023	Importación por Buenaventura Desden el año 2023	Importación por Cartagena Desde el año 2023
2016	130.8	130.8	130.8	13.2	13.2	13.2
2017	119.3	86.7	86.7	13.7	9.9	9.9
2018	202.0	96.5	96.5	25.9	12.4	12.4
2019	177.6	86.6	86.6	25.7	12.5	12.5
2020	199.2	105.9	105.9	32.3	17.2	17.2
2021	195.8	107.3	107.3	36.0	19.7	19.7
2022	200.7	111.7	106.7	41.6	23.2	22.1
2023	420.1	50.5	119.0	98.5	11.8	27.8
2024	429.7	36.8	110.0	113.0	9.6	28.9
2025	913.2	56.8	130.7	272.8	17.0	38.9
2026	1,085.9	67.4	125.8	363.7	22.6	42.1
2027	1,168.3	71.3	119.2	441.5	27.0	45.0
2028	1,291.1	66.9	116.8	547.7	28.3	49.5
2029	1,360.8	71.5	119.7	653.3	34.4	57.5
2030	1,467.0	81.2	126.0	794.0	44.0	68.2
2031	1,191.8	61.9	101.7	727.5	37.8	62.0
2032	1,044.9	56.7	91.8	716.8	39.0	63.0
2033	951.3	53.1	83.7	737.9	41.2	64.9
2034	881.1	52.1	79.0	770.8	45.7	69.1
2035	820.1	50.0	73.4	808.8	49.3	72.4
2036	728.4	44.6	65.1	807.8	49.5	72.3
2037	648.7	40.8	58.8	813.7	51.2	73.7
2038	579.1	37.2	53.1	819.1	52.7	75.0
2039	530.1	35.4	49.3	845.5	56.6	78.7
2040	489.7	33.5	45.7	877.9	60.0	81.9
Total	17,226.6	1,693.2	2,389.4			

Fuente: UPME

Por otra parte, en las Tabla 9-5 y Tabla 9-6, se presentan los costos asociados de infraestructura para cada alternativa y sus características. Los resultados muestran la ventaja 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 9.2. Las ampliaciones asociadas de gasoductos se originan en los flujos proyectados entre los nodos Cartagena – Ballena y Ballena-Vasconia, expuestos anteriormente de la Gráfica 8-5 a la Gráfica 8-8.

³² En el

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

Tabla 9-5 Costos asociados de infraestructura para las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Cartagena (segundo terminal)

Año de Entrada en Operación	Obra	Precios Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023	Planta Regasificadora Cartagena, 440 MPCD, 171 mil m3 GNL	400.0	171.0
	Loop Ballena-Barrancabermeja, 30", 580 km	705.0	301.3
2024	Loop Ballena-Barranquilla-Cartagena, 32", 411 km	548.7	208.0
2025	Loop Barrancabermeja-Vasconia, 24", 167 km	154.0	51.8
2026			
2027			
2028			
2029			
2030			
Total, Valor Presente Neto Dic. 2015			732.1

Tabla 9-6 Costos asociados de infraestructura para las alternativas de construcción de la planta de regasificación en Buenaventura

Año de Entrada en Operación	Obra	Precios Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023	Planta Regasificadora Buenaventura, 440 MPCD, 171 mil m3 GNL	400.0	171.0
	Gasoducto Buenaventura - Yumbo, 30", 102 km	161.3	68.9
	Nueva capacidad de compresión entre Yumbo y Mariquita, 32,600 hp*	141.4	60.4
2024			
2026			
2027			
2028	Loop Ballena-Barranquilla-Cartagena, 24", 411 km	402.8	94.5
2029	Loop Ballena-Barrancebermeja, 24", 580 km.	552.8	115.0
2030			
Total, Valor Presente Neto Dic. 2015			509.8

* Adicional a la capacidad de compresión actual de la Estación Padua de 8400 hp.

Fuente: UPME

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, tanto por menor costo de racionamiento como por menores costos de obras de infraestructura asociada.

A continuación, con el propósito de estimar la forma diferencial en que las distintas áreas del país se beneficiarían de la entrada en operación de la planta de regasificación, se presenta para cada región del país, la demanda que se evitaría de racionar, así como su relación con el total de la demanda proyectada para cada región:

Tabla 9-7 Demanda no racionada regional en el escenario de entrada en operación de la planta de regasificación de Buenaventura en el año 2023.

Región	Demanda No Racionada por Disponer la Planta de Regasificación de Buenaventura* [GPC] (a)	Demanda Acumulada* [GPC] (b)	Porcentaje Demanda no Racionada: (a)/(b)
SurOeste	182.1	350.8	51.9%
CQR	38.9	100.7	38.7%
Tolima Huila	22.7	61.5	36.8%
NorOeste	59.1	172.5	34.3%
Magdalena Medio	164.9	827.6	19.9%
Centro	64.3	682.8	9.4%
NorEste	1.2	32.3	3.6%
Costa Interior	0.5	23.8	2.3%
Costa Atlántica	1.8	1,161.3	0.2%
Total Nacional	535.6	3,413.3	15.7%

* Periodo 2023-2040

De otra parte, a fin de establecer la conveniencia de contar con la Planta de Regasificación del Pacífico para atender la demanda termoeléctrica que se presentaría ante un Fenómeno del Niño, en el ANEXO 5 se presenta la valoración económica de adelantar la puesta en operación de dicha Planta para el año 2021, fecha en la cual se considera sería la más temprana para su puesta en operación, si se consideran los tiempos razonables de ejecución de obras, tanto de la planta como de los gasoductos asociados. En el mismo Anexo también se muestra la justificación de que la mencionada planta se adelante a fin de darle mayor confiabilidad a todos los sectores de la demanda.

Además de la que la Capacidad de Regasificación de esta Planta sea de 400 MPCD, se recomienda que la misma tenga una capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos de LNG, suficiente para inyectar por cerca de ocho días a un tasa de 400 MPCD.

9.4.2 Abastecimiento de Cúcuta

En el numeral 3.4.3 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 carro-tanque desde los campos mencionados.

A partir de información sobre costos de transporte intermunicipal de gas natural comprimido por carro-tanque, se definió para el tramo Gibraltar-Cúcuta, con una distancia de 100 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 carro-tanque durante 20 años sería de USD 63.9 millones.

Como alternativas se tienen: i)- la construcción de un gasoducto de 6", en el trayecto Gibraltar-Cúcuta de 100 km, con índice Topográfico de 20.7%³³; su costo sería de USD 20.4 millones. Se estima un costo de mantenimiento y operativo de USD 10.2 millones (50%) que se debe adicionar. ii)- la construcción de un gasoducto de 6" en el trayecto San Alberto - Cúcuta de 130 km, con índice Topográfico de 22.9%³⁴; su costo sería de USD 27.9 millones. Se estima un costo de mantenimiento y operativo de USD 13.9 millones (50%) que se debe adicionar.

Comparando las tres alternativas, la construcción del gasoducto Gibraltar-Cúcuta sería la alternativa de menor costo para los usuarios.

9.4.3 Gasoducto Mariquita-Gualanday

En el numeral 7.4.6 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 de no hacerlo es significativamente mayor al costo de construir el *loop* de 10". Se aclara que la estación de compresión de Mariquita existente de 1600 hp, se mantendría en operación.

³³ De acuerdo con la metodología establecida en el Numeral 9.1.

³⁴ De acuerdo con la metodología establecida en el Numeral 9.1.

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

Año de Entrada en Operación	Obra	Precios Corrientes [Millones USD]	Valor Presente [Millones USD Dic.2015]	Déficit [MPCD]	Valor Presente Costo de Racionamiento [Millones USD Dic. 2015]
2016				-	-
2017				-	-
2018				-	-
2019				-	-
2020				-	-
2021	Loop Mariquita-Gualanday, 10", 150 km	44.3	24.1	0.4	2.0
2022				1.8	8.5
2023				4.4	18.6
2024				5.6	21.4
2025				6.5	22.0
2026				7.5	22.4
2027				8.5	22.4
2028				9.3	21.8
2029				10.2	21.3
2030				11.0	20.4
2031				11.7	19.1
2032				12.4	18.1
2033				13.0	16.8
2034				13.5	15.5
2035				14.0	14.2
2036				14.3	12.9
2037				14.6	11.7
2038				14.8	10.5
2039				15.0	9.4
2040				15.0	8.4
Total, Valor Presente Neto Dic. 2015			24.1		317.3

Fuente: UPME

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, al tiempo que sirven para abastecer el país en general, le darían una mayor confiabilidad a todo el Sistema³⁵, ver Tabla 9-9.

³⁵ De manera diferencial a las distintas regiones y nodos. Ver y ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

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

CAUSA DE LA OBRA	AÑO DE ENTRADA	DESCRIPCIÓN DE LA OBRA	PRECIOS CORRIENTES	ESTADO
			(Millones de USD)	
Abastecimiento y confiabilidad	2021	Planta de Regasificación del Pacífico, 400 MPCD, 400 MPCD, 170.000 m3 de GNL	400.0	Para aprobación
	2021	Gasoducto Buenaventura Yumbo, 30", 102 km	161.3	Para aprobación
	2021	Bidireccionalidad Ymbo Mariquita	141.4	Para aprobación
Abastecimiento	2020	Loop Mariquita Gualanday, 10"	44.3	
Abastecimiento	2018	Gasoducto Jobo Cartagena, Loop de 20" Jobo-Las Majaguas		En ejecución
Abastecimiento	2018	Bidireccionalidad Cartagena Barranquilla		En ejecución
Abastecimiento y Confiabilidad	2020	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena		Para aprobación
Confiabilidad	2020	Bidireccionalidad Barranca - Ballena		Para aprobación
Abastecimiento	2018	Ampliación Cusiana La Belleza		En ejecución
Abastecimiento	2018	Gasoducto Cusiana Apiay		En ejecución
Abastecimiento	2020	Compresores Sebastopol Medellín		En ejecución
Abastecimiento	2020	Compresores Cerrito - Popayán		Para aprobación

Fuente: UPME

10 IMPLICACIONES AMBIENTALES DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS

A continuación se presenta el análisis de alertas tempranas de tres 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

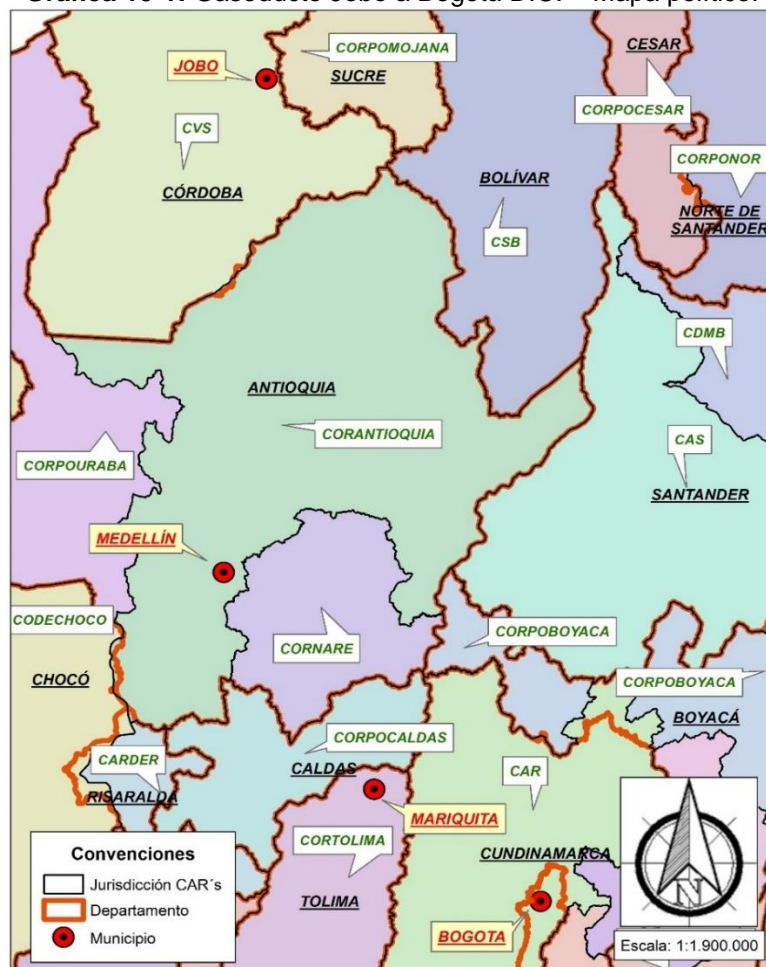
De los análisis de abastecimiento y confiabilidad que se presentaron en los capítulos 6 y 7, se identifican diferentes necesidades de expansión, tanto en oferta como en la infraestructura de transporte, bien sea mediante la construcción de “*loops*” o la instalación de compresión, y la construcción de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

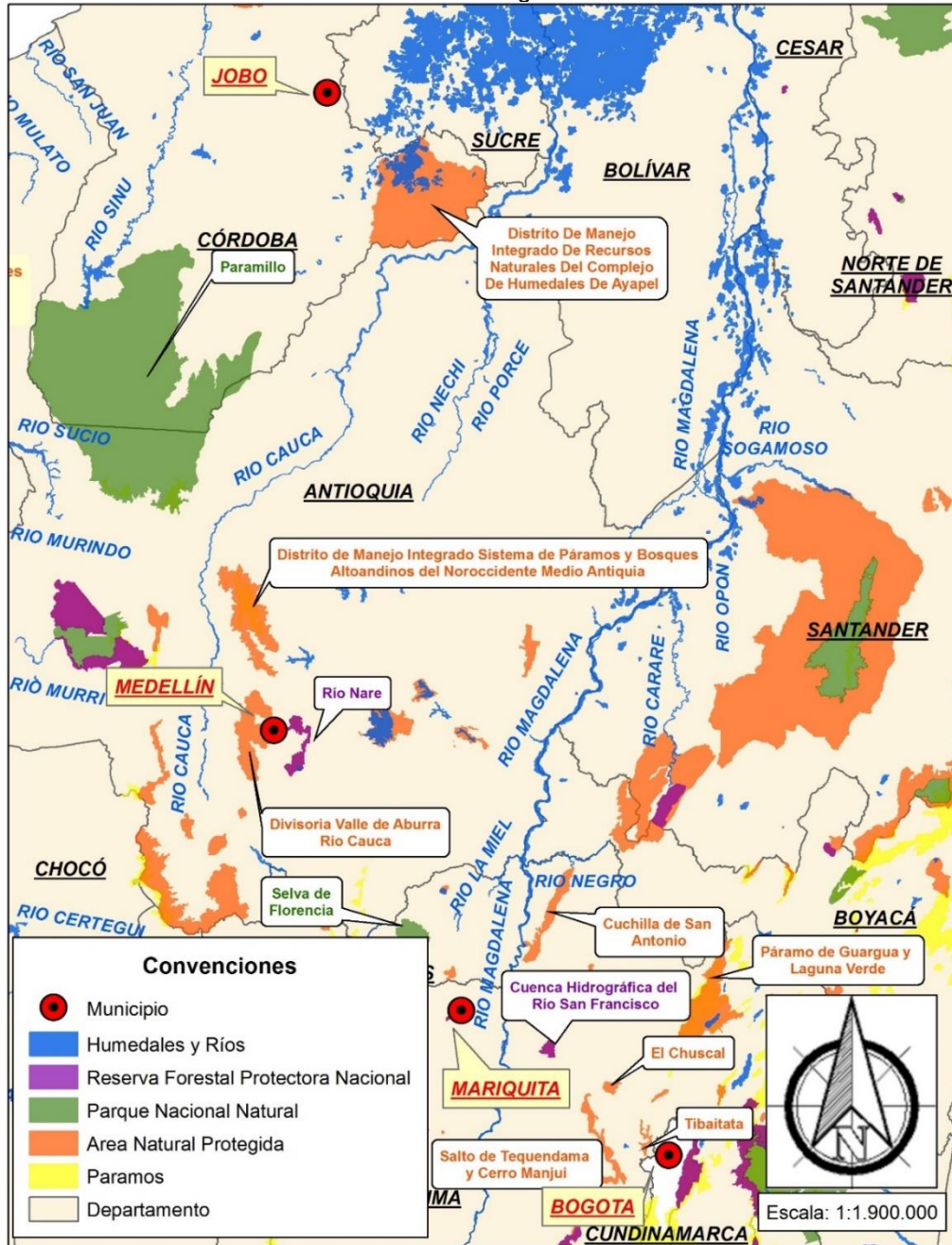
Tramo	Entidad
Jobo - Medellín	CVS - Corporación del Valle del Sinú y San Jorge
	Corantioquia - Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia
Medellín - Mariquita	Cornare - Corporación Autónoma Regional de las cuencas de los ríos Negro y Nare
	Corpocaldas - Corporación Autónoma Regional de Caldas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



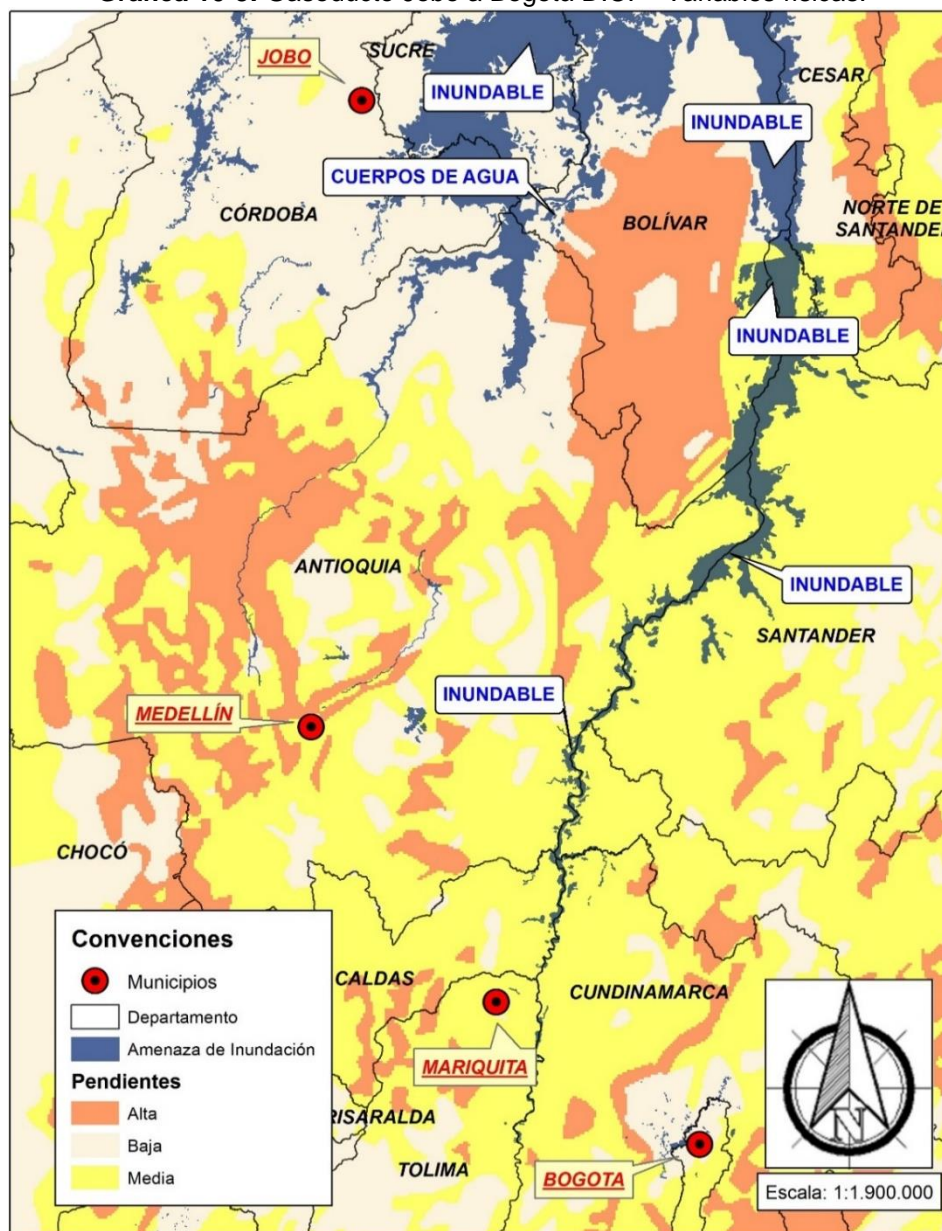
Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

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.

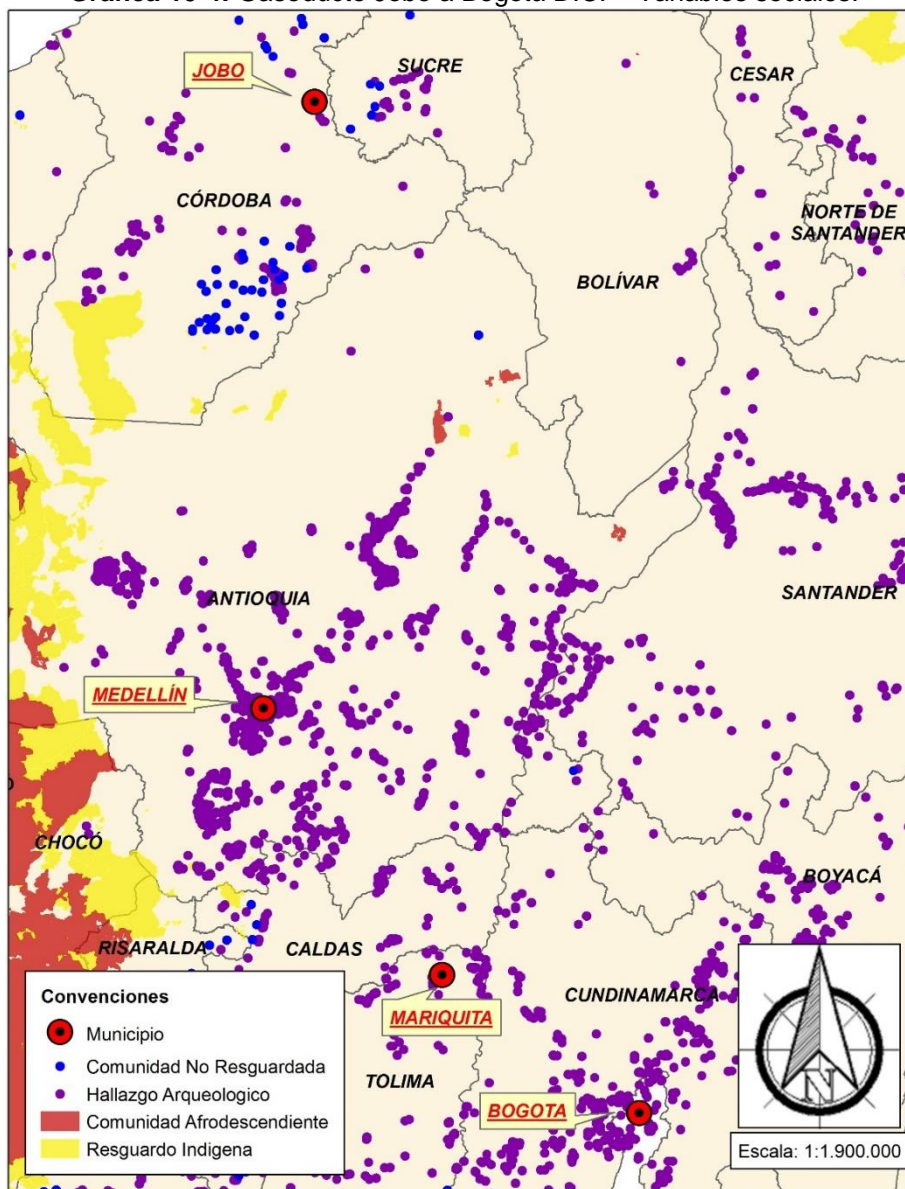


Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

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.

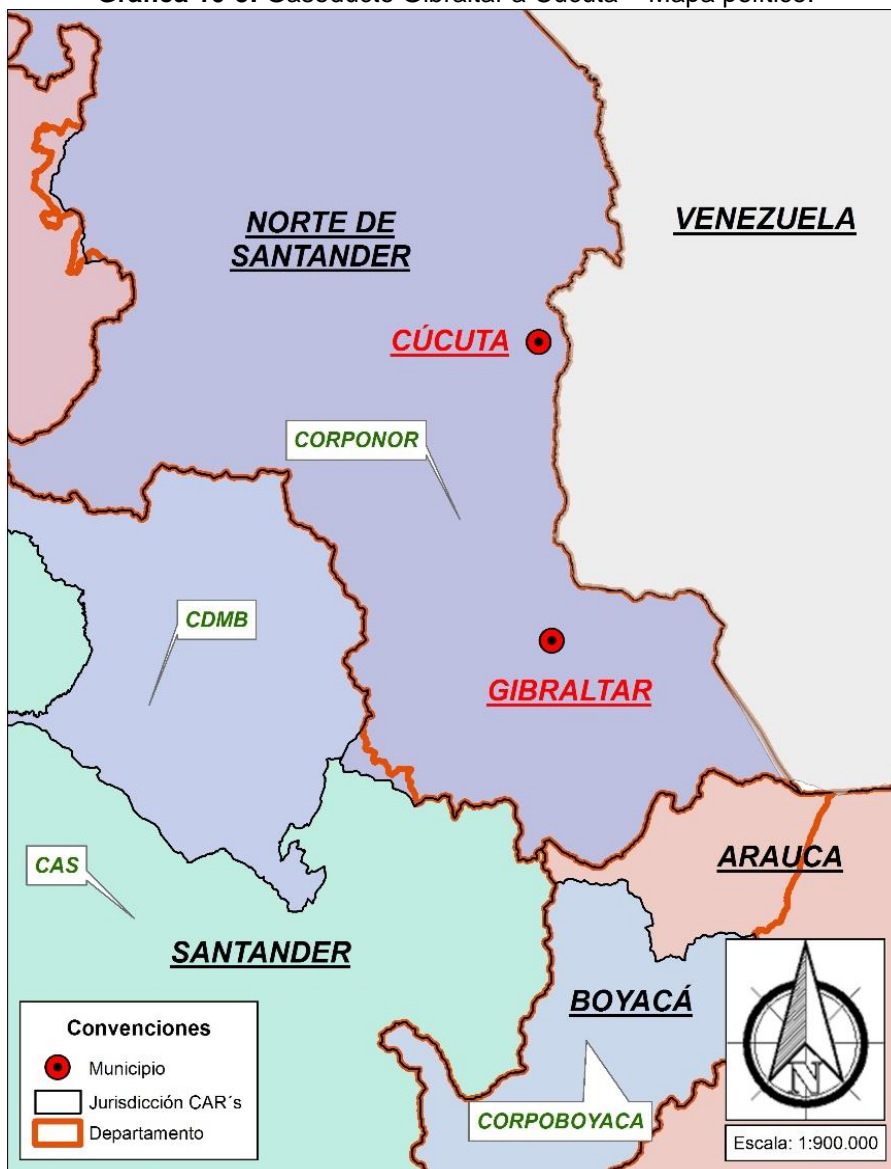


Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

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

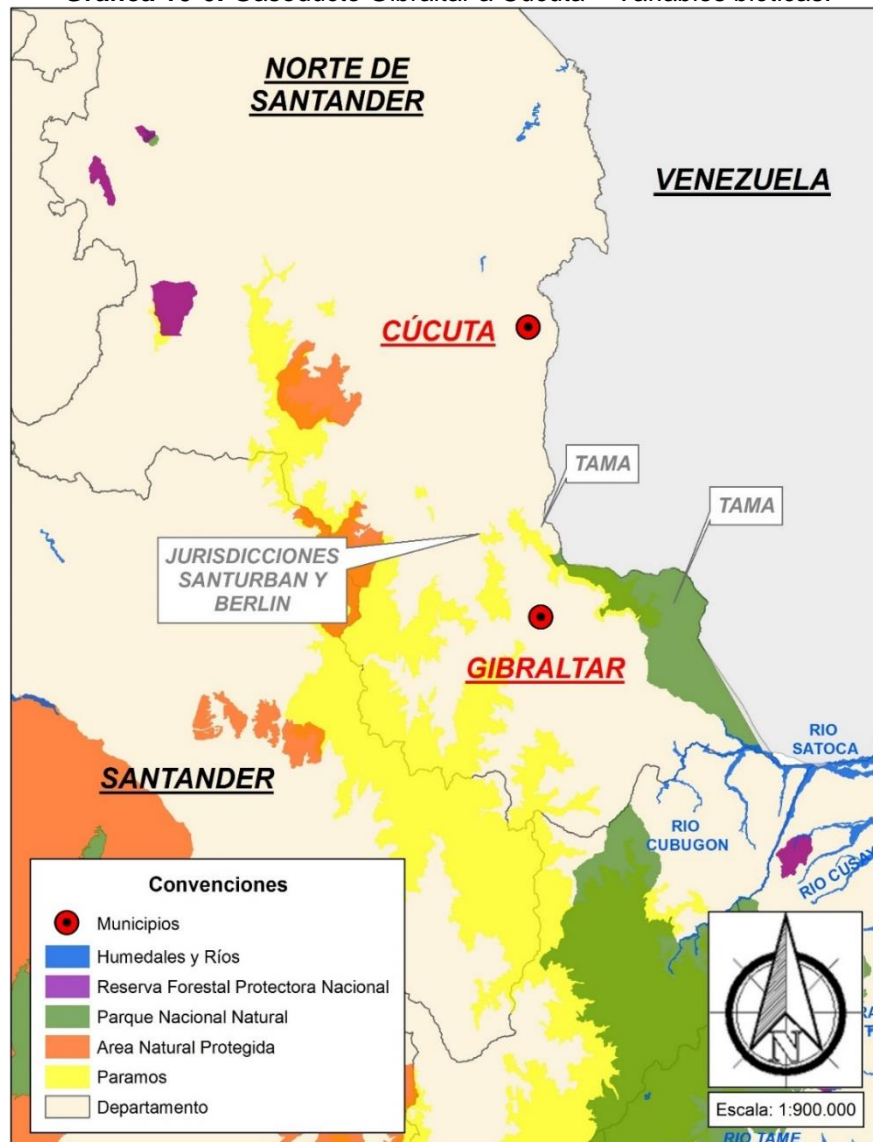
En la Tabla 10-2 se presenta el listado de las Corporaciones Autónomas Regionales, que cuentan con jurisdicción en el área de análisis del proyecto.

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.

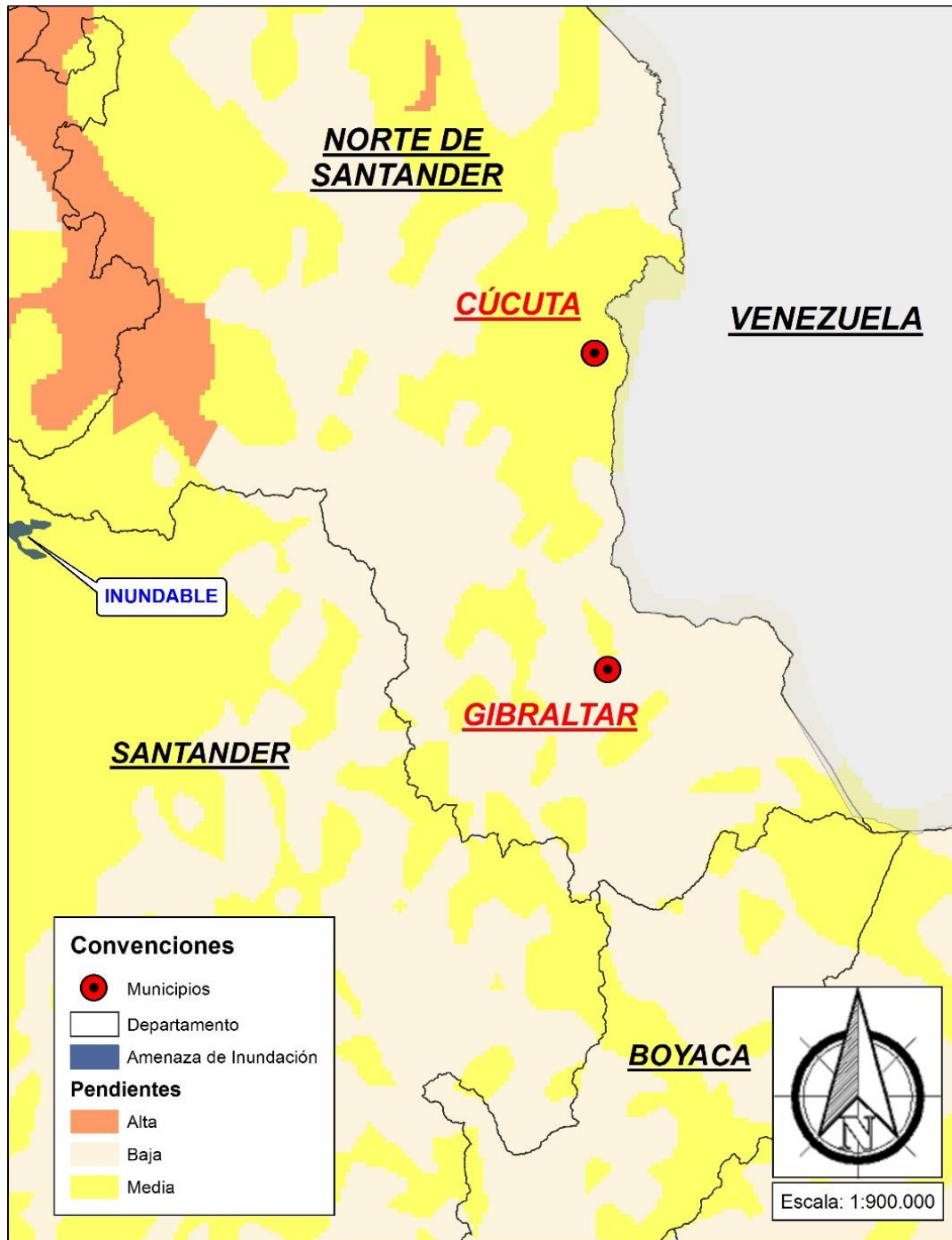
Gráfica 10-6: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables bióticas.



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.

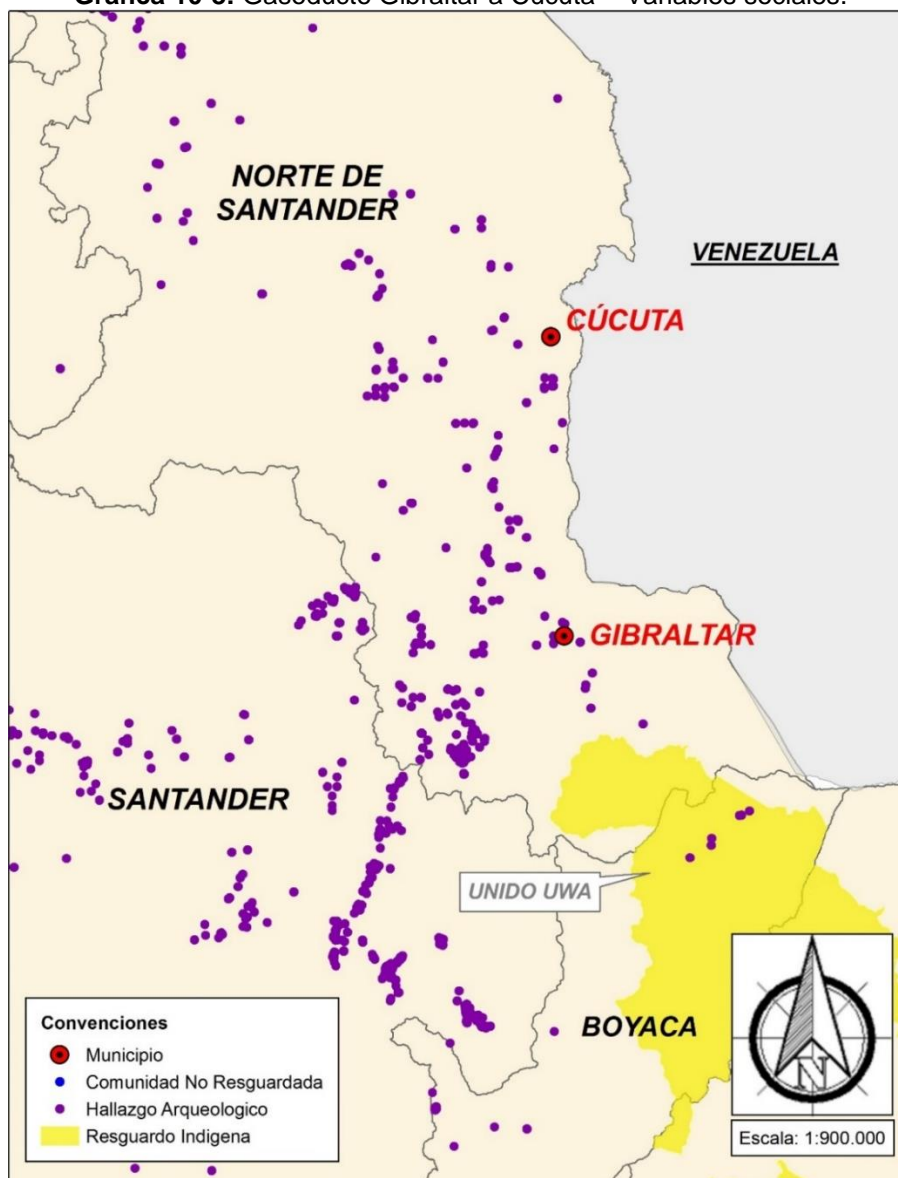
Gráfica 10-7: Gasoducto Gibraltar a Cúcuta – Variables físicas.



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

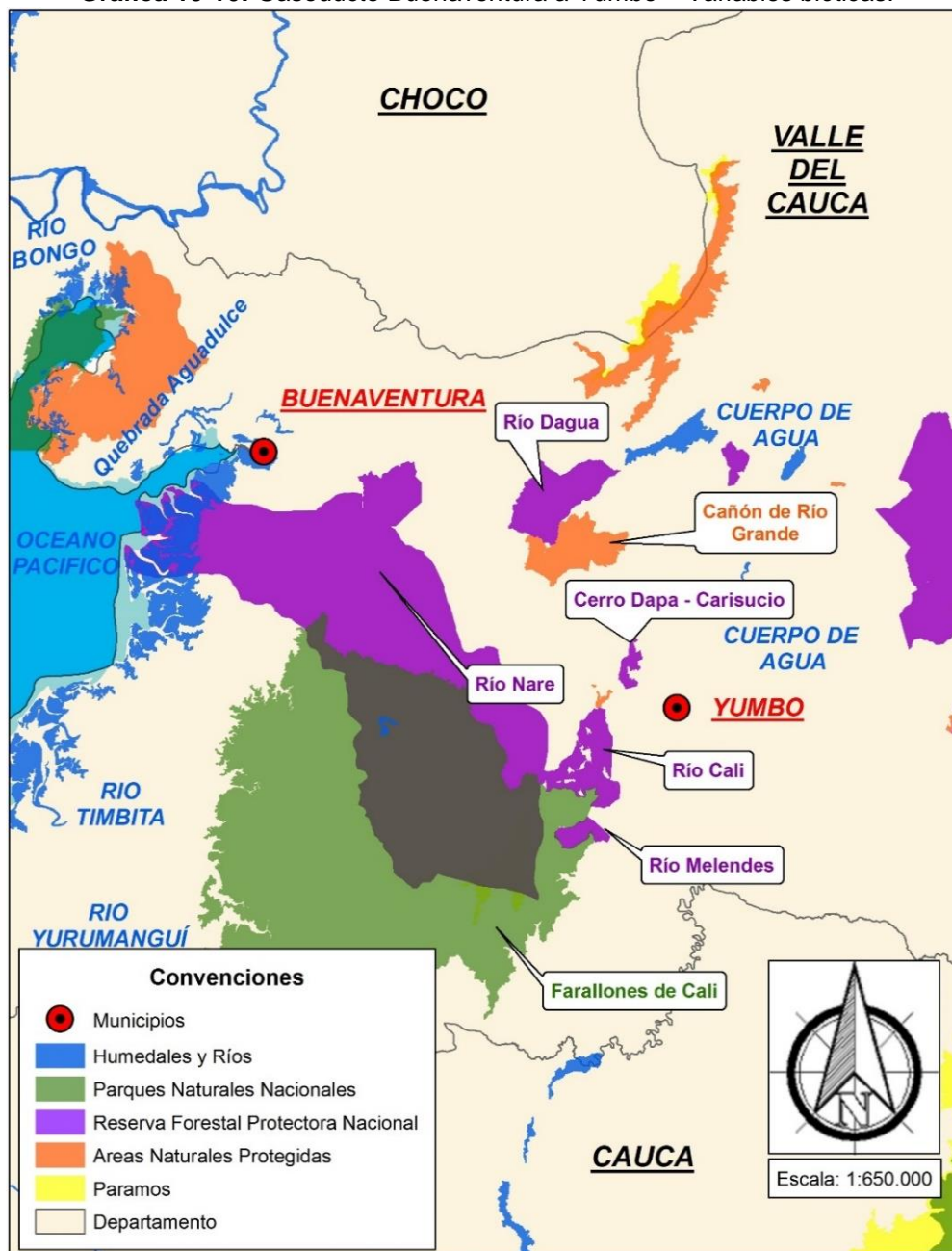
En la Tabla 10-3 se listan las Corporaciones Autónomas Regionales que se identificaron en el área de análisis del proyecto.

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.

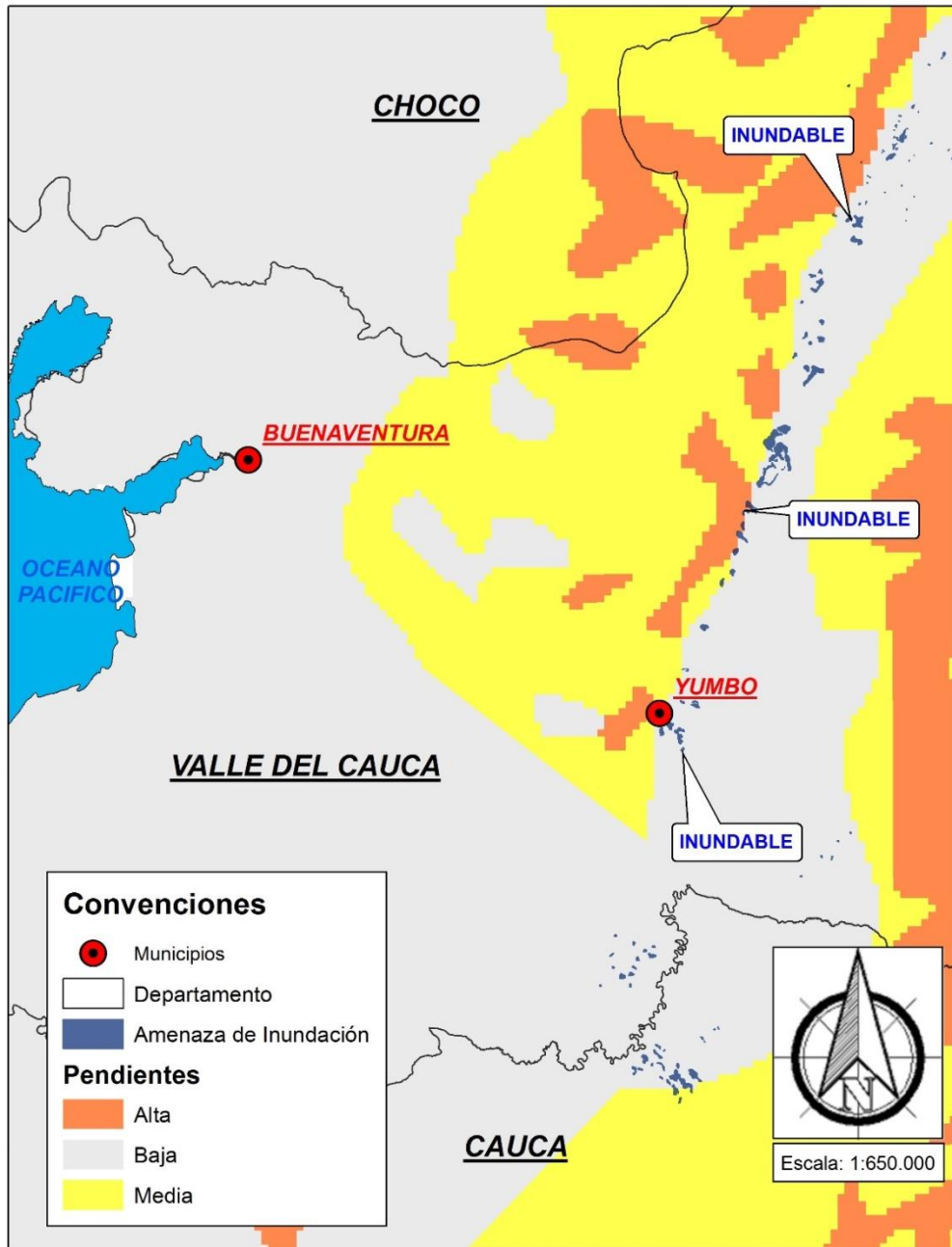
Gráfica 10-10: Gasoducto Buenaventura a Yumbo – Variables bióticas.



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.



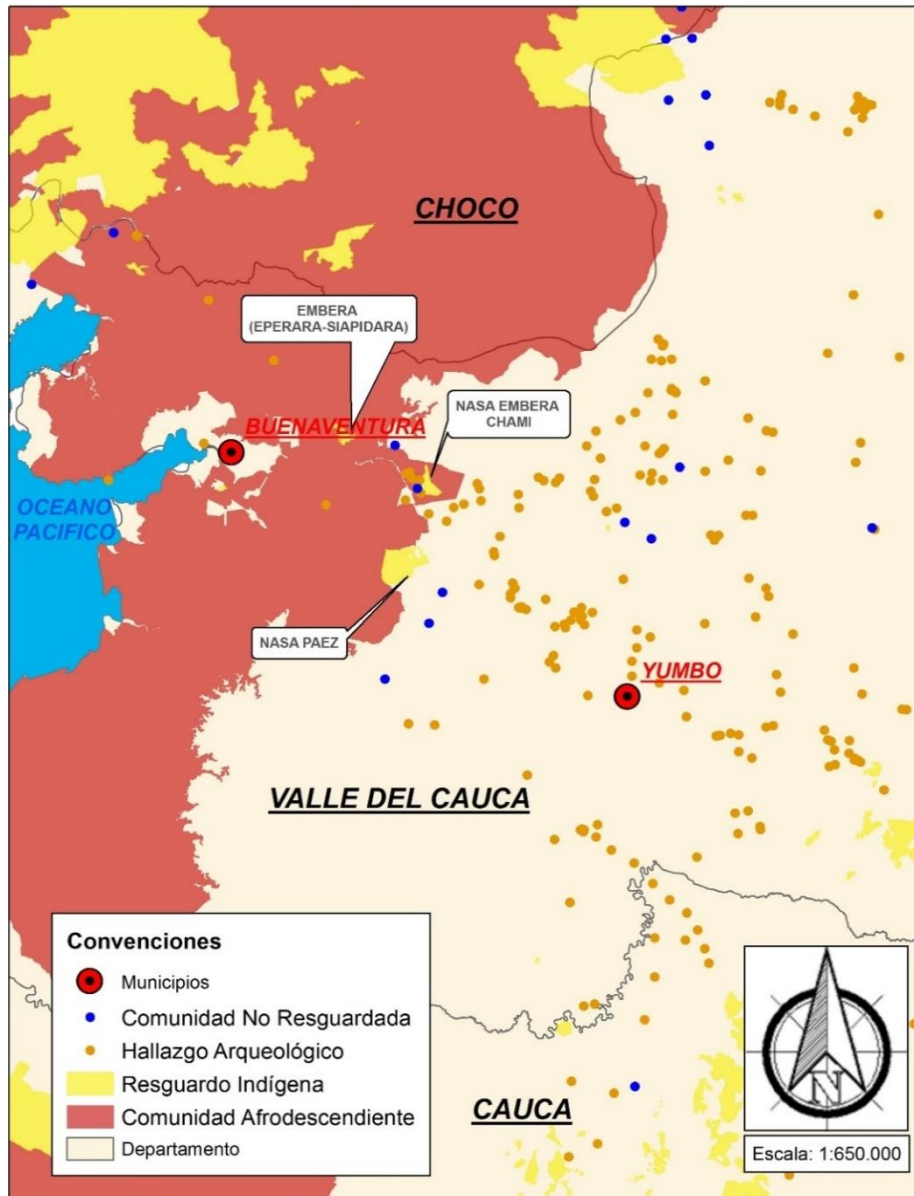
Fuente: UPME, MADS, IGAC, SIAC

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

ANEXO 1

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

Resumen

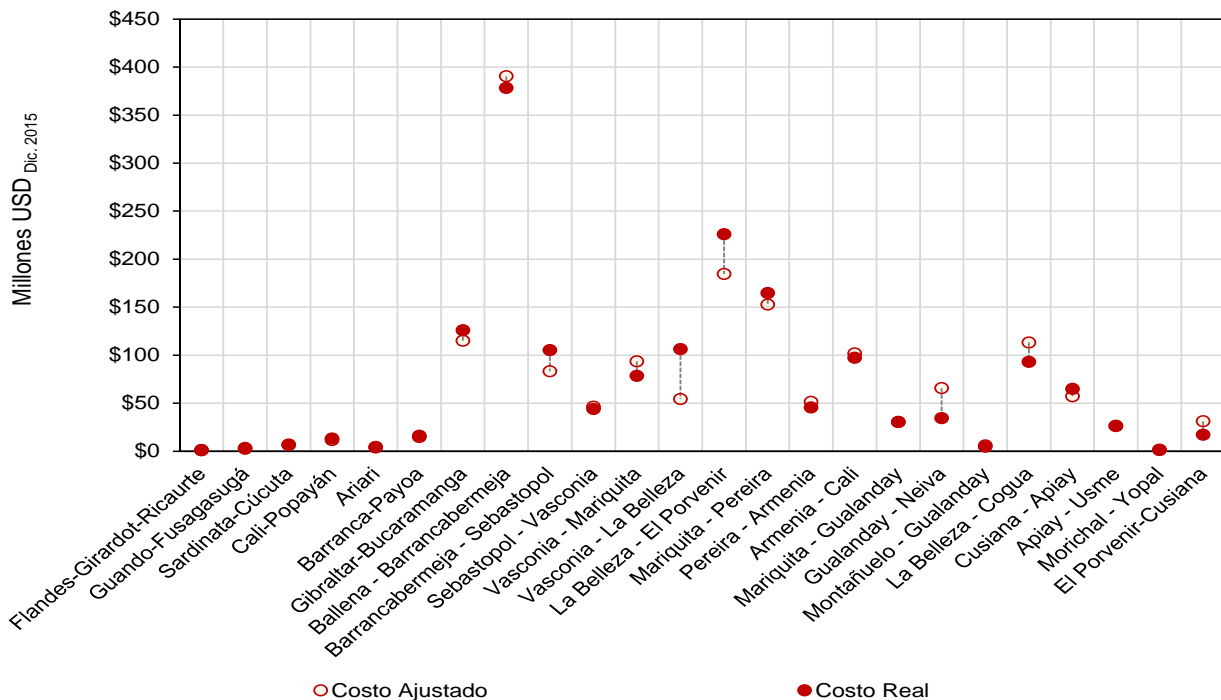
Estadísticas de la regresión

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- 1 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 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 A2-2 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 3

Tabla A3-1 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

ANEXO 4

DEMANDA MÁXIMA DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

En el presente anexo se desarrolla un análisis de sensibilidad del sistema de abastecimiento de gas natural, considerando un escenario termoeléctrico en el cual la totalidad de las declaraciones de ENFICC³⁶ de cada una de las unidades de generación térmica, distintas a las carboeléctricas, son atendidas con gas natural.

A continuación se presenta el resultado de las más recientes declaraciones de ENFICC de las diferentes unidades de generación térmicas publicado por XM, para los periodos 2016 – 2017, 2017 – 2018 y 2018 – 2019 (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**)³⁷. Allí se observa que cinco de estas unidades respaldan su obligación con gas natural. Adicionalmente, se observa que el sistema eléctrico cuenta con catorce unidades que declararon su energía firme con combustibles líquidos como Fuel Oil, ACPM y Jet A1.

Tabla A4- 1: Declaración de ENFICC verificada para los siguientes periodos por unidad termica.

Unidad térmica	Combustible declarado	Capacidad [MW]	ENFICC verificada [kWh/día]		
			2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019
Merielectrica	Gas	167,0	3.846.412	3.846.412	3.846.412
TEBSA	Gas	791,0	17.501.198	17.501.198	17.501.198
Termocentro	Mezcla Gas JetA1/Diésel	- 264,0	6.375.437	6.375.437	6.375.437
Termoyopal 2	Gas	30,0	641.088	641.088	641.088
Termoflores IV	GAS Y DIESEL	450,0	10.260.000	10.260.000	10.260.000
Cartagena 1	FO No.6 o equivalente	61,0	724.680	724.680	724.680
Cartagena 2	FO No.6 o equivalente	60,0	928.800	928.800	928.800
Cartagena 3	FO No.6 o equivalente	66,0	1.154.728	1.154.728	1.154.728
Termodorada	JET A1/Diésel	46,0	890.487	890.487	890.487
Termosierra	ACPM	364,0	6.905.160	6.905.160	4.181.938

³⁶ ENFICC: Energía Firme para Cargo por Confiabilidad

³⁷ Información Operativa y Comercial – Verificación de Energía Firme – ENFICC Verificada (2016-2017) (2017-2018) (2018-2019). XM. Información disponible en <<http://www.xm.com.co/Pages/VerificaciondeEnergiaFirme.aspx>>. Consultado: Junio de 2016.

Termobarranquilla 3	Fuel Oil 6	56,0	1.111.736	1.111.736	1.111.736
Termobarranquilla 4	Fuel Oil 6	56,0	1.138.538	1.138.538	1.138.538
Proelectrica	JET A1	90,0	1.941.017	1.941.017	1.941.017
Termocandelaria 1	Fuel Oil2 - Diésel	157,0	3.631.666	3.631.666	3.631.666
Termocandelaria 2	Fuel Oil2 - Diésel	158,0	3.410.942	3.410.942	3.410.942
Termoemcali	Fuel Oil2 - Diésel	213,0	4.802.441	4.802.441	4.802.441
Termovalle	ACPM	197,0	4.534.965	4.534.965	4.534.965
Termoflores 1	DIESEL	158,0	3.523.350	3.523.350	3.523.350
Termonorte	IFO-380 (HHV) 99% Diésel No 2 (HHV) 1%	88,4	-	1.696.320	1.696.320
Total gas		1.702,0	38.624.135,0	38.624.135,0	38.624.135,0
Total líquidos		1.770,4	34.698.510,0	36.394.830,0	33.671.608,0
Total		3.472,4	73.322.645,0	75.018.965,0	72.295.743,0

Fuente: UPME, XM

A partir de esta información y teniendo en cuenta los consumos específicos declarados para cada una de las plantas, se estima el eventual consumo de los combustibles para cumplir con la energía firme declarada (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Para el análisis se asume que el combustible de Termocentro y Termoflores IV es gas natural, el de Termonorte Fuel Oil y el de Termodorada Jet A1. Igualmente se aclara que para la estimación del consumo no considera factores de indisponibilidad de las unidades.

Tabla A4- 2: Consumo estimado de combustibles para cumplir ENFICC declarada.

Unidad térmica	Combustible considerado	Capacidad [MW]	Consumo estimado por periodo [GBTUD]		
			2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019
Merielectrica	Gas	167,0	42.1	42.1	42.1
TEBSA	Gas	791,0	147.1	147.1	147.1
Termocentro	Gas	264,0	53.4	53.4	53.4
Termoyopal 2	Gas	30,0	8.9	8.9	8.9
Termoflores IV	Gas	450,0	79.4	79.4	79.4
Cartagena 1	Fuel Oil	61,0	9.9	9.9	9.9
Cartagena 2	Fuel Oil	60,0	12.6	12.6	12.6

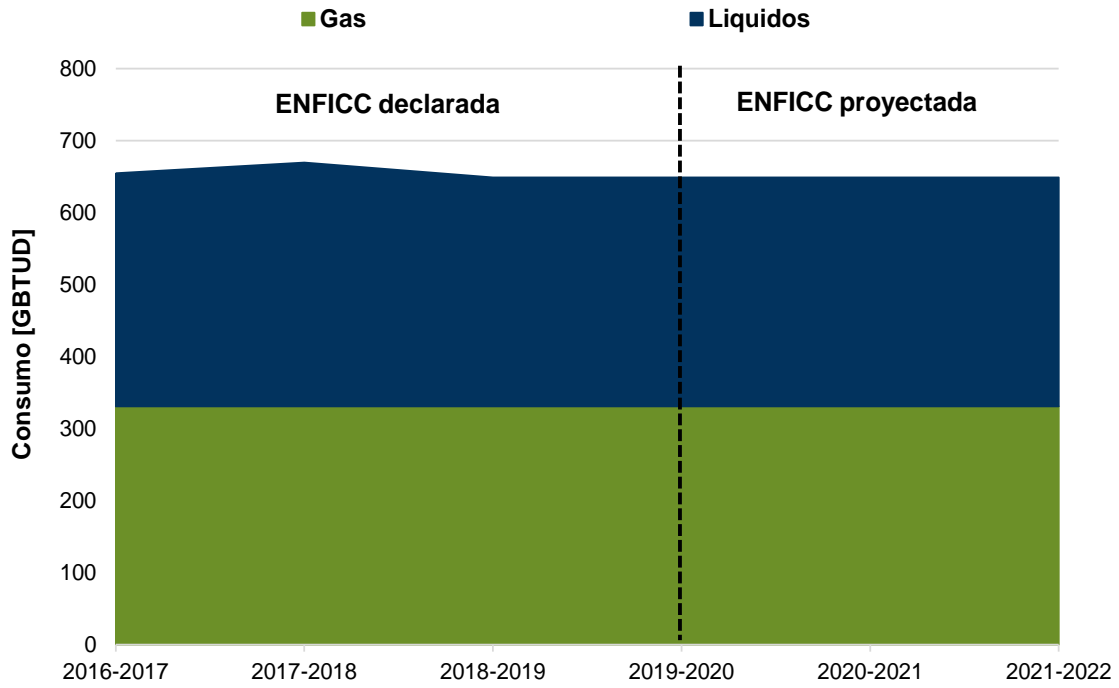
Cartagena 3	Fuel Oil	66,0	16.1	16.1	16.1
Termodorada	Jet A1	46,0	8.7	8.7	8.7
Termosierra	ACPM	364,0	52.4	52.4	31.8
Termobarranquilla 3	Fuel Oil	56,0	12.8	12.8	12.8
Termobarranquilla 4	Fuel Oil	56,0	12.5	12.5	12.5
Proelectrica	ACPM	90,0	19.6	19.6	19.6
Termocandelaria 1	ACPM	157,0	38.2	38.2	38.2
Termocandelaria 2	ACPM	158,0	35.7	35.7	35.7
Termoemcali	ACPM	213,0	38.5	38.5	38.5
Termovalle	ACPM	197,0	35.7	35.7	35.7
Termoflores 1	ACPM	158,0	30.9	30.9	30.9
Termonorte	Fuel Oil	88,4	-	14.8	14.8
Total gas		1.702,0	330.9	330.9	330.9
Total líquidos		1.770,4	323.8	338.6	317.9
Total		3.472,4	654.6	669.5	648.8

Fuente: XM, UPME

En los datos se observa que la demanda total de gas para respaldar sus obligaciones alcanza un valor de 330.9 GBTUD el cual se mantiene constante en los tres periodos de análisis. Respecto a la demanda de combustibles líquidos para respaldar las obligaciones se alcanza un valor máximo cercano a 340.0 GBTUD en el periodo 2017 – 2018 en donde la mayor participación le corresponde al ACPM con cerca del 75.0%.

Al conocer los consumos estimados de los energéticos, se puede construir la proyección de demanda del presente escenario de análisis. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se ilustra las estimaciones de proyecciones de demanda hasta el año 2022. Esta se construye con los datos presentados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** hasta el periodo 2018 – 2019 y de ahí en adelante, es decir, la ENFICC proyectada, se asume constante respecto al último valor.

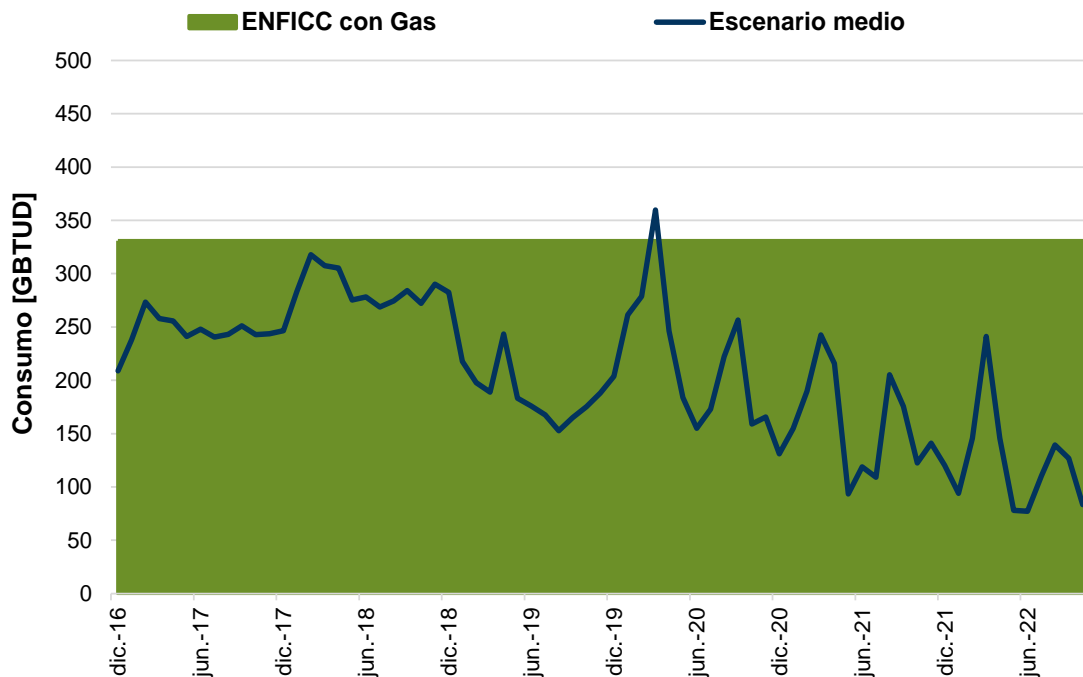
Gráfica A4- 1: Consumo agregado estimado de combustibles según ENFICC declarada.



Fuente: XM, UPME

De los valores estimados se presenta un primer escenario de sensibilidad de demanda, en el cual la demanda de gas del sector termoeléctrico del escenario medio se compara con la demanda de gas para respaldar la ENFICC (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Allí se observa que en la mayoría del periodo analizado la demanda del escenario medio es inferior a la requerida para atender el ENFICC con excepción del mes de marzo de 2020.

Gráfica A4- 2: Comparación de proyecciones de demanda de gas sector termoeléctrico: Demanda eléctrica escenario medio vs. Declaraciones de ENFICC.



Fuente: XM, UPME

Adicionalmente se considera un escenario de demanda extrema de gas natural del sector termoeléctrico en el cual se asume que toda la ENFICC declarada con combustibles líquidos por algunas unidades térmicas se cubriría con gas natural. Es decir, como si toda la demanda de combustibles (líquidos + gas) para cubrir el total de la ENFICC correspondiera solamente a gas natural. En este caso se no se considera Termonorte como una planta con capacidad de funcionar con gas natural. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la estimación del consumo de gas natural en cada período de las unidades térmicas consideradas.

Tabla A4- 3: Consumo estimado de gas natural para cumplir ENFICC declarada.

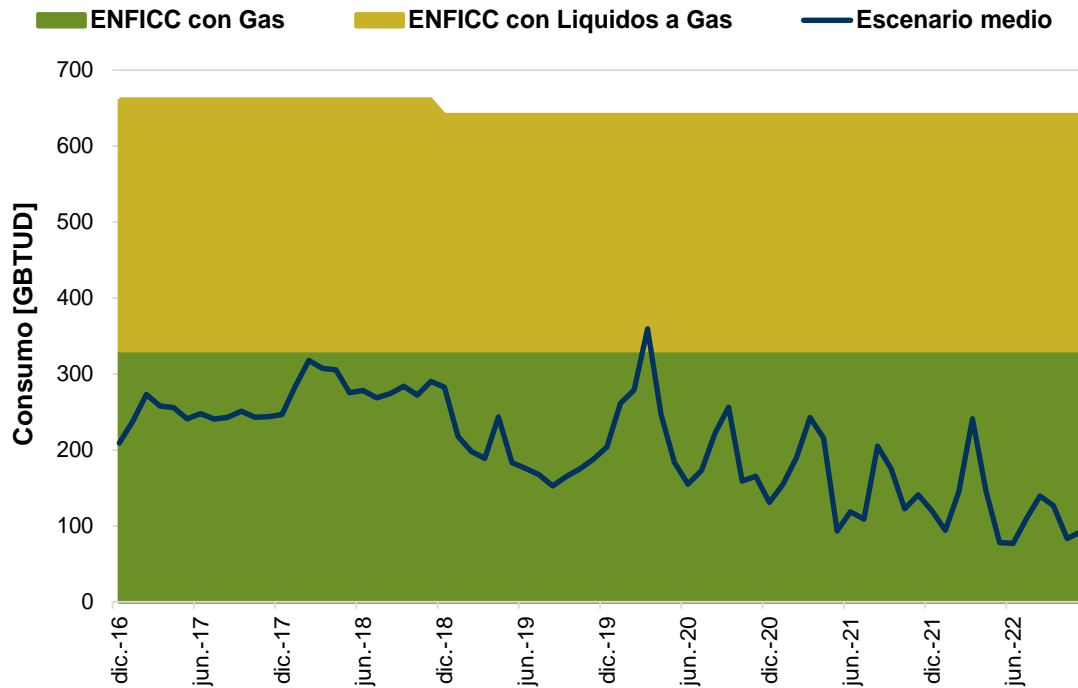
Unidad térmica	Combustible considerado	Capacidad [MW]	Consumo estimado por periodo [GBTUD]		
			2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019
Merielectrica	Gas	167,0	42.1	42.1	42.1
TEBSA	Gas	791,0	147.1	147.1	147.1
TermoCentro	Gas	264,0	53.4	53.4	53.4
Termoyopal 2	Gas	30,0	8.9	8.9	8.9
Termoflores IV	Gas	450,0	79.4	79.4	79.4

Cartagena 1	Gas	61,0	9.6	9.6	9.6
Cartagena 2	Gas	60,0	12.6	12.6	12.6
Cartagena 3	Gas	66,0	15.3	15.3	15.3
Termodorada	Gas	46,0	9.2	9.2	9.2
Termosierra	Gas	364,0	51.8	51.8	31.4
Termobarranquilla 3	Gas	56,0	12.4	12.4	12.4
Termobarranquilla 4	Gas	56,0	12.7	12.7	12.7
Proelectrica	Gas	90,0	18.2	18.2	18.2
Termocandelaria 1	Gas	157,0	43.8	43.8	43.8
Termocandelaria 2	Gas	158,0	41.2	41.2	41.2
Termoemcali	Gas	213,0	38.5	38.5	38.5
Termovalle	Gas	197,0	35.7	35.7	35.7
Termoflores 1	Gas	158,0	29.9	29.9	29.9
Total		3.384,0	661.8	661.8	641.4

Fuente: XM, UPME

En este escenario se obtiene la proyección presentada en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Al igual que en el escenario anterior se asume que la proyección de demanda entre los años 2019 y 2022 se mantiene constante con los valores estimados para el periodo 2018 – 2019.

Gráfica A4- 3: Comparación de proyecciones de demanda de gas sector termoeléctrico: Demanda eléctrica escenario medio vs. Declaraciones de ENFICC con Gas + ENFICC con Líquidos a Gas.



Fuente: XM, UPME

En la estimación de la proyección de demanda de gas de este escenario se encuentra un valor máximo superior a 660.0 GBTUD distribuidos en proporciones similares entre las plantas que declararon su ENFICC con gas natural y las que la declararon con combustibles líquidos.

ANEXO 5

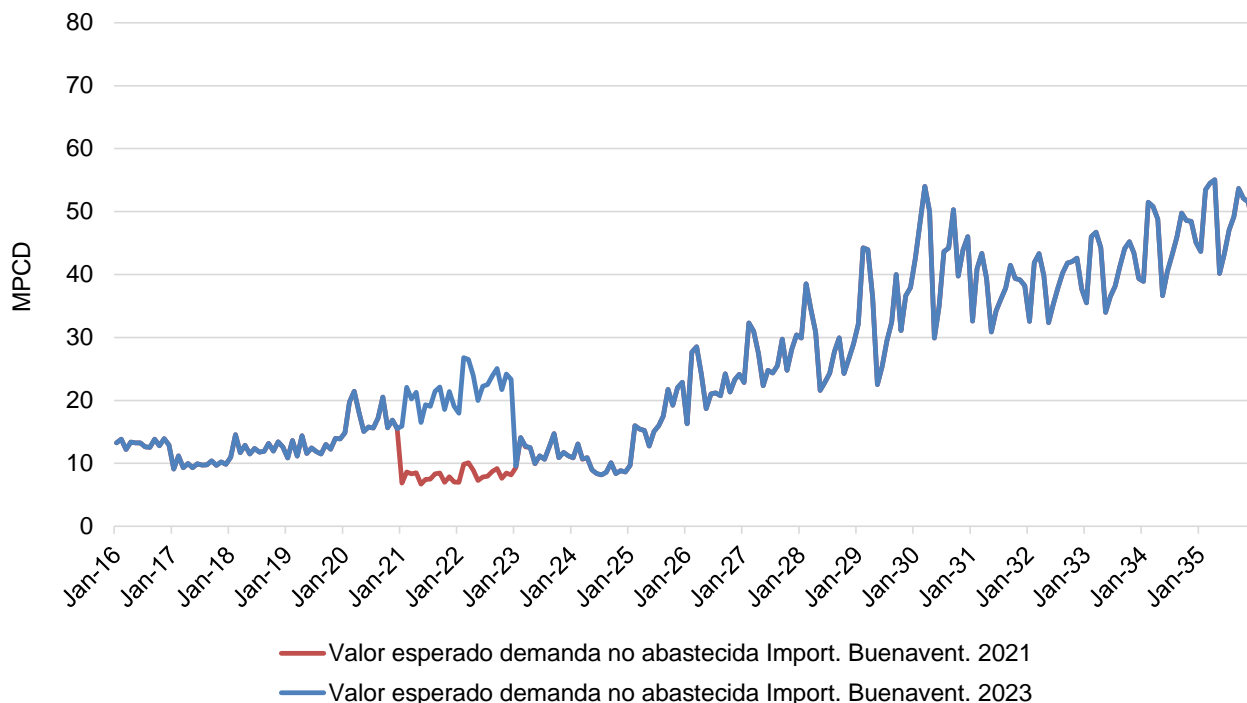
ANÁLISIS ECONÓMICO DE ADELANTAR LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE BUENAVENTURA

A continuación se presenta una evaluación de los beneficios derivados de adelantar la Planta de Regasificación del Pacífico prevista para el año 2023, fecha en la cual las fuentes de abastecimiento disponibles son insuficientes para abastecer la demanda proyectada, al año 2021, fecha considerada como la fecha más temprana para la construcción de dicha planta y de la infraestructura de transporte asociada. Como se verá a continuación, los beneficios derivados de una mayor confiabilidad del servicio compensan suficientemente los costos de adelantar la Planta de Regasificación y de la infraestructura asociada. Adicionalmente, también se analiza el caso hipotético de que algunos generadores ubicados en el Centro y Suroccidente del país decidan sustituir combustibles líquidos por gas natural importado, evidenciándose que también en este caso se pueden lograr beneficios superiores a los costos de anticipar la fecha de puesta en operación de esta infraestructura.

A5-1 Beneficios para todos los sectores de la demanda

En la Gráfica A5- 1, que muestra el incremento del racionamiento evitado, puede evidenciarse cómo al adelantar la mencionada planta en dos años, reduce el valor esperado de la demanda no abastecida entre los años 2021-23 en un promedio de 13.4 MPCD. Con base en lo anterior, considerando una tasa de descuento de 12.75% y un costo de racionamiento de 29 USD / kPC (valores de Dic. 2015; ver Gráfica 9-5 del documento principal) se estima que esta diferencia implicaría un beneficio de USD 136.6 millones anuales para todos los usuarios.

Gráfica A5- 1: Comparación de valores esperados de la demanda no abastecida con la Planta Regasificadora de Buenaventura entrando en operación en el año 2021 y 2023.



Por otra parte, el valor de inversión si se hubiera hecho en diciembre de 2015 de la planta de regasificación, el gasoducto Buenaventura-Yumbo y las nuevas estaciones de compresión asociadas al flujo Yumbo-Vasconia, se estiman en aproximadamente USD 761 millones (400 + 161 + 200 USD millones, respectivamente), y el costo de adelantar la inversión del año 2013 al año 2021 se estima en 89.6 Millones.

De lo anterior se tiene que el beneficio de adelantar la planta para que entre en operación en enero de 2021 (136 millones USD), es superior al costo de adelantar la inversión (89.6 millones USD), de manera que resultaría favorable para los usuarios de todo el país.

A5-2 Beneficios para el Sector Termoeléctrico

A continuación se presenta una cuantificación de los beneficios adicionales que se tendrían para los generadores eléctricos del Magdalena Medio y Suroccidente del país, que declararon combustibles líquidos para respaldar OEF, sustituir dichos combustibles por gas natural, adelantando un año la Fecha de Puesta en Operación de la Planta de Regasificación propuesta para ser localizada en Buenaventura (precios en valores corrientes):

Unidad Generadora	Combustible	Capacidad [MW]	Potencia Media ENFICC [MW]	Dem. Electr. ENFICC [MWh / día]	MMBTU / MWh	Consumo gas ENFICC [GBTUD]
				2018 - 2019	Heat Rate Gas	2018 - 2019
MeriEléctrica	Gas	167	160	3,846.4	10.9	42.1
TermCentro	Mezcla Gas -JetA1/Diesel	264	266	6,375.4	8.4	53.4
TermoDorada	JET A1/Diesel	46	37	890.5	10.3	9.2
TermoSierra	ACPM	364	174	4,181.9	7.5	31.4
TermoEmcali	Fuel Oil2 - Diesel	213	200	4,802.4	8.0	38.5
TermoValle	ACPM	197	189	4,535.0	7.9	35.7
Total				24,631.7 (a)		210.4 (e)

Valor del Cargo por Confiabilidad por unidad de energía comprometida 17 USD / MWh (b)

Valor del Cargo por Confiabilidad pagado al año (a) * (b) * 365 152,839,574 USD (c)

Ahorro por uso de gas natural en lugar de Combust. Líquid. 10 USD / MBTU (d)

Ahorro por el uso de gas natural en lugar de combust. liquid. (d)*(e) *1000 *365 767,805,720 USD (f)

Ingreso anual generadores por cargo por confiabilidad y uso de gas natural (c) + 0.2 (f) * 306,400,718 USD (g)

* Se asume una probabilidad de 20% de ocurrencia de El Niño

Valor Planta de Regasificación, Gasoducto Buenav.-Yumbo y 40,000 hp de compresión (400 + 161 + 150 millones USD) 702,700,000 USD (h)

Costo de adelantar un año la Planta Regasificación y obras asociadas (h) * 0.1275 89,594,250 USD (i)

Sería beneficioso para los generadores eléctricos del interior del país adelantar la Planta Regasificación y obras asociadas: (g) > (i)