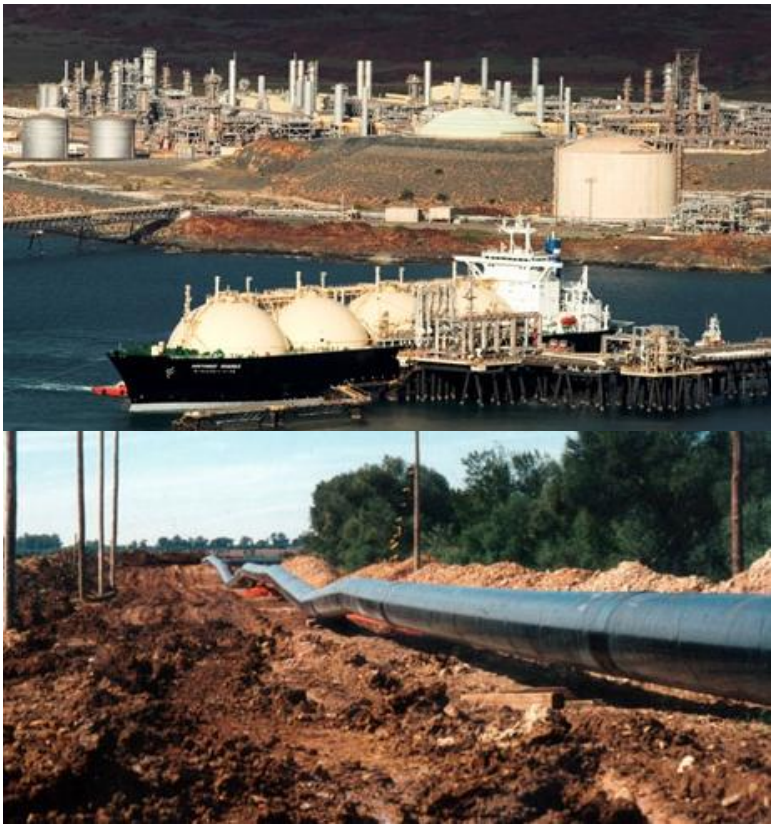
REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Libertad y Orden

PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA



Octubre de 2009
Versión Preliminar

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 10

1. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN 12

1.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS 13
1.2 ANALISIS DE LA SITUACIÓN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL 13
1.3 DEFINICION DE ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO 13
1.4 ANALISIS DE LA SITUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 13
1.5 DEFINICION DE EXPANSIONES EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE 13
1.6 SIMULACIÓN DE LOS DIFERENTES PARES ESCENARIOS – ALTERNATIVAS .. 14
1.7 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN PARA CADA ALTERNATIVA 14
1.8 APLICACIÓN DEL CRITERIO DE DECISIÓN PARA SELECCIONAR LA MEJOR ALTERNATIVA 14

2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL PLAN 16

2.1 CRITERIOS TÉCNICOS 16
2.2 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD 16
2.3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL PLAN 17

3. INFORMACION UTILIZADA 18

3.1 PROYECCIONES DE DEMANDA 18
3.1.1 ESCENARIO BASE DE DEMANDA 19
3.1.2 ESCENARIO ALTO DE DEMANDA 22
3.1.3 PROYECCIONES DEL SECTOR TERMOELÉCTRICO. 25
3.1.4 PROYECCIONES DE DEMANDA POR NODOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 31
3.2 OFERTA 35
3.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS 37
3.4 PROYECTOS DE EXPANSIÒN DEFINIDOS POR LOS TRANSPORTADORES 40
3.4.1 EXPANSIONES PROPUESTAS POR TGI S.A. E.S.P. (AÑO 2010) 40
3.4.2 EXPANSIONES PROPUESTAS POR TRANSORIENTE (2010 – 2012) 49
3.4.3 EXPANSIONES PROPUESTAS POR PROGASUR S.A. E.S.P. (2010 – 2011) 51
3.4.4 EXPANSIONES PROPUESTAS POR TRANSGASTOL (2014) 51
3.4.5 EXPANSIONES PROPUESTAS POR TRANSCOGAS 52
3.4.6 COSTO TOTAL DE LAS INVERSIONES PROPUESTAS POR LOS TRANSPORTADORES 52

4. SITUACION DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL 54

4.1 COMPORTAMIENTO DE LAS RESERVAS DE GAS VS LA DEMANDA ESPERADA 54
4.1.1 VIABILIDAD DE LA EXTENSIÓN DE LAS EXPORTACIONES A VENEZUELA 67
4.3 COMPORTAMIENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS VS. LA CONTRATACION DE LOS AGENTES 78
4.3.1 BALANCE COMERCIAL EN EL CAMPO GUAJIRA 80
4.3.2 BALANCE COMERCIAL EN EL CAMPO CUSIANA 81
4.4 RECOMENDACIONES NORMATIVAS SOBRE ABASTECIMIENTO 83

5. ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO 85

5.1 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA 87
5.1.1 COSTO UNITARIO DE LOS NUEVOS GASODUCTOS 87
5.1.2 COSTO UNITARIO DE LOS NUEVOS COMPRESORES 90
5.1.3 COSTO UNITARIO DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN 90
5.2 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 1 91
5.3 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 2 96
5.4 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 3 100
5.5 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 4 105
5.6 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 5 110
5.7 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 6 115
5.8 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 7 120
5.9 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 8 124
5.10 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 9 128
5.11 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 10 132

6. APLICACIÓN DEL CRITERIO DE DECISIÓN PARA SELECCIONAR LA MEJOR ALTERNATIVA 137

6.1 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO PARA COLOMBIA .. 138
6.1.1 CRITERIO MIN-MAX REGRET 138
6.2 MERCADO DE GNL 140
6.2.1 RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL Y OFERTA DE GNL 141
6.2.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO DE GNL 144
6.2.3 TRANSPORTE MARÍTIMO 146
6.2.4 PRECIOS DEL GNL 148
6.3 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA COSTA ATLANTICA 152
6.3.1 ANÁLISIS DE FACTORES 154
6.3.2 CERCANÍA AL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR DEL PAÍS 154
6.3.3 RECURSO HUMANO 154
6.3.4 CIENCIA Y TECNOLOGÍA 155
6.3.5 INFRAESTRUCTURA 156
6.3.6 MEDIO AMBIENTE 157
6.3.7 FORTALEZA ECONÓMICA 158
6.3.8 GOBIERNO E INSTITUCIONES 159

6.3.9 COSTO DE TERRENOS 160
6.4 CONCLUSIÓN SOBRE LA LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA 161
6.5 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA 161
6.5.1 METODOLOGÍA 162
6.5.2 DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA 162
6.5.3 SELECCIÓN DE PERÍODOS CRÍTICOS 163
6.5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS 165
6.5.5 INFRAESTRUCTURA DE CONFIABILIDAD 168

7. PROPUESTA DE REGLAMENTO DEL PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL 175

7.1 INTRODUCCIÓN 175
7.2 OBJETIVOS 175
7.3 APLICACIÓN 175
7.4 TIPOS DE CONEXIÓN AL SNT 176
7.5 ELEMENTOS DE PLANEAMIENTO 177
7.5.1 CRITERIOS DE CALIDAD 177
7.5.2 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD 177
7.6 PROCEDIMIENTOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN 178
7.7 PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DEL SNT 179

APÉNDICE I 181

APÉNDICE II 183

ANEXO 1 – DEMANDAS NODALES DE GAS NATURAL, PROMEDIO ANUAL 189

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de Decisión. 15
Tabla 2. Plan de Expansión en Generación en Colombia. 28
Tabla 3. Proyectos de expansión de Ecuador considerado en el Plan de Gas de Colombia. 29
Tabla 4. Capacidad en MW en Centro América considerado en el Plan de Gas de Colombia. 29
Tabla 5. Expansiones en la capacidad de producción. 37
Tabla 6. Características del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural 38
Tabla 7. Características Técnicas del Proyecto de Expansión del Gasoducto 42
Tabla 8. Características Técnicas de los Gasoductos Paralelos (loops) proyecto Cusiana. 44
Tabla 9. Características Técnicas de las Estaciones de Compresión del Proyecto de Expansión del Gasoducto desde Cusiana – Fase I. 46
Tabla 10. Características Técnicas de las Estaciones de Compresión del Proyecto de Expansión del Gasoducto desde Cusiana – Fase II. 47
Tabla 11. Especificaciones técnicas de los proyectos de expansión de Transoriente. 50
Tabla 12. Especificaciones Técnicas de los Proyectos de Expansión de PROGASUR 51
Tabla 13. Costos de las Inversiones en Infraestructuras Propuestas por los Agentes 52
Tabla 14. Reservas de Gas Natural a 31 de Diciembre de 2008, Campos Conectados al SNT. 61
Tabla 15. Índice de precios al productor (PPI). 88
Tabla 16. Datos de variación en precios del acero. 89
Tabla 17. Costos unitarios y monto de las inversiones para nuevos gasoductos en el sector Ballena – Barrancabermeja – Vasconia. 90
Tabla 18. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 1. 94
Tabla 19. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 2. 98
Tabla 20. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 3. 103
Tabla 21. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 4. 108
Tabla 22. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 5. 113
Tabla 23. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 6. 118
Tabla 24. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 7. 122
Tabla 25. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 8. 126
Tabla 26. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 9. 130
Tabla 27. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 10. 135
Tabla 28. Costos de inversión para las diferentes alternativas. 137
Tabla 29. Matriz de decisión para las diferentes Alternativas. 138
Tabla 30. Matriz de pérdidas para las diferentes Alternativas. 139
Tabla 31. Matriz de pérdidas. 139
Tabla 32. Datos de suministro y demanda de GNL a nivel mundial. 142
Tabla 33. Detalle de los proyectos actuales y futuros de producción de GNL. 143
Tabla 34. Supuestos para el cálculo de los precios de transporte marítimo desde las diferentes fuentes de suministro de GNL hasta Colombia. 149

Tabla 35. Detalle del cálculo de los precios del gas después de la regasificación para el caso Colombiano. 151
Tabla 36. Costo de terreno en las principales ciudades de la Costa Atlántica 2008..... 160
Tabla 37. Matriz de selección para determinar la ubicación de la planta de regasificación 161
Tabla 38. Resultados del Modelo TGNET 166
Tabla 39. Histórico de eventos críticos que implicaron suspensión en el suministro en Bogotá y la Sabana. 173
Tabla 40. Inversiones del proyecto de confiabilidad con planta de almacenamiento en la Sabana de Bogotá. 174

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metodología del plan de abastecimiento. 12
Figura 2. Demanda Nacional, escenario base. 19
Figura 3. Demanda de la Costa Atlántica, escenario base. 20
Figura 4. Demanda del Interior del País, escenario base. 21
Figura 5. Demanda Nacional, escenario alto. 23
Figura 6. Demanda de la Costa Atlántica, escenario alto. 24
Figura 7. Demanda del Interior del País, escenario alto. 25
Figura 8. Precios de Gas Natural para generación termoeléctrica. 26
Figura 9. Precios de Carbón Mineral. 27
Figura 10. Demanda del Sector Termoeléctrico, Total Nacional 30
Figura 11. Demanda por nodos, Sistema de Transporte de la Costa, Escenario Base, MPCD. 31
Figura 12. Demanda por nodos, Sistema de Transporte del Interior, Escenario Base, MPCD. 32
Figura 13. Demanda por nodos, Sistema de Transporte de la Costa, Escenario Alto, MPCD. 33
Figura 14. Demanda por nodos, Sistema de Transporte del Interior, Escenario Alto, MPCD. 34
Figura 15. Oferta de Gas Natural Histórica. 35
Figura 16. Proyección de Oferta Nacional de Gas Natural. 36
Figura 17. Sistema Nacional de Transporte de Gas. 39
Figura 18. Topología de la Ampliación del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja 41
Figura 19. Topología de la Ampliación del Gasoducto Cusiana – Fase I. 44
Figura 20. Topología de la Ampliación del Gasoducto Cusiana – Fase II. 45
Figura 21. Centro de Distribución (HUB) de Gas de Vasconia. 48
Figura 22. Sistema Nacional de Transporte con Nuevas Infraestructuras Propuesta 53
Figura 23. Comportamiento futuro de las reservas sin nuevos hallazgos, Total Nacional. 55
Figura 24. Comportamiento del Factor R/P, Total Nacional. 56
Figura 25. Comportamiento Futuro de las Reservas en la Costa Atlántica sin Nuevos Hallazgos. 57
Figura 26. Comportamiento Futuro de las Reservas en el Interior del País sin Nuevos Hallazgos. 58
Figura 27. Comportamiento del Factor R/P en la Costa Atlántica. 59
Figura 28. Comportamiento del Factor R/P en el Interior del País. 60
Figura 29. Comportamiento Nacional de las Reservas Remanentes de los Campos Conectados al SNT. 62
Figura 30. Comportamiento nacional del factor R/P de los campos conectados al SNT. 63
Figura 31. Comportamiento Nacional de las Reservas Remanentes existentes en los Campos de la Costa Conectados al SNT. 64
Figura 32. Comportamiento de las reservas del interior considerando campos conectados al SNT. 65

Figura 33. Comportamiento del factor R/P en el interior considerando campos conectados al SNT. 66
Figura 34. Comportamiento del factor R/P en el interior considerando campos conectados al SNT. 66
Figura 35. Comportamiento de las reservas a nivel Nacional con exportaciones a Venezuela hasta diciembre de 2013. 67
Figura 36. Comportamiento del factor R/P a nivel Nacional con exportaciones a Venezuela hasta diciembre de 2013. 68
Figura 37. Demanda Nacional con Exportaciones a Venezuela hasta el 2013, Escenario Base. 69
Figura 38. Demanda Nacional con exportaciones a Venezuela hasta el 2013, escenario alto..... 70
Figura 39. Comportamiento Reservas de Campos Interconectados y exportaciones hasta el 2013..... 71
Figura 40. Comportamiento del Factor R/P de Campos Interconectados y Exportaciones Venezuela hasta el 2013 71
Figura 41. Balance Oferta – Demanda, Total Nacional. 72
Figura 42. Balance Oferta – Demanda en la Costa Atlántica..... 73
Figura 43. Balance Oferta – Demanda en el Interior del país. 74
Figura 44. Balance Oferta – Demanda con Exportaciones a Venezuela hasta el 2013, Total 76
Figura 45. Balance Oferta – Demanda con Exportaciones a Venezuela hasta el 2013, Costa Atlántica..... 77
Figura 46. Análisis de la Disponibilidad vs la Contratación, y la Demanda de gas natural. 79
Figura 47. Distribución de la contratación en firme del campo de la Guajira. 80
Figura 48. Análisis de la Disponibilidad vs la Contratación y la Demanda de gas natural, Guajira. 81
Figura 49. Distribución de la contratación en firme del campo Cusiana..... 82
Figura 50. Análisis de la Disponibilidad vs la Contratación y la Demanda de gas natural, Cusiana. 83
Figura 51. Alternativas de Abastecimiento. 86
Figura 52. Variación en precios del acero. 88
Figura 53. Proyectos de regasificación en Sur-América usados como referencia para establecer los costos unitarios de una posible planta de regasificación en Colombia. 91
Figura 54. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 1..... 92
Figura 55. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 1..... 93
Figura 56. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 1. 95
Figura 57. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 2..... 96
Figura 58. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 2..... 97
Figura 59. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 2. 99
Figura 60. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 3... 100
Figura 61. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 3.... 101
Figura 62. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 3. 104
Figura 63. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 4... 105
Figura 64. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 4.... 106
Figura 65. Situación de desabastecimiento del Interior durante el 2015, Alternativa de 108
Figura 66. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 4. 109

Figura 67. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 5... 110
Figura 68. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 5.... 111
Figura 69. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 5. 114
Figura 70. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 6... 115
Figura 71. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 6.... 116
Figura 72. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 6. 119
Figura 73. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 7... 120
Figura 74. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 7.... 121
Figura 75. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 7. 123
Figura 76. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 8... 124
Figura 77. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 8.... 125
Figura 78. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 8. 127
Figura 79. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 9... 128
Figura 80. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 9.... 129
Figura 81. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 9. 131
Figura 82. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 10. 132
Figura 83. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 10.. 134
Figura 84. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 10. ... 136
Figura 85. Reservas probadas de gas en países exportadores de GNL..... 141
Figura 86. Proyección de los Flujos Mundiales de Gas. 144
Figura 87. Distancias en km hasta Plantas de Regasificación Propuestas en Colombia. 146
Figura 88. Rutas de transporte marítimo de GNL en la cuenca Atlántica desde los centros de producción hasta la costa Atlántica Colombiana. 147
Figura 89. Rutas de transporte marítimo de GNL en la cuenca Pacífica desde Centros de Producción hasta la Costa Pacífica Colombiana. 148
Figura 90. Costos Estimados en cada segmento de la Cadena de Valor del GNL (USD/MBTU)..... 149
Figura 91. Precio de transporte de GNL por Barcos desde los Centros de Licuefacción en el Mundo hasta Puertos de Regasificación Planteados en Colombia. 150
Figura 92. Precios del gas después de la regasificación para el caso Colombiano. 152
Figura 93. Ciudades propicias para la ubicación de una planta de regasificación en la Costa Atlántica..... 153
Figura 94. Ranking del factor de Recurso Humano 155
Figura 95. Ranking del factor de Ciencia y Tecnología 156
Figura 96. Ranking del Factor de Infraestructura 157
Figura 97. Ranking del factor de Medio Ambiente 158
Figura 98. Ranking del factor de Fortaleza Económica 159
Figura 99. Ranking del Factor de Gobierno e Instituciones 160
Figura 100. Demanda Promedio Mes Desagregada Eléctrica – No Eléctrica 163
Figura 101. Periodos Críticos de Demanda en el Escenario Alto 164
Figura 102. Demanda Máxima y Promedio para las Semanas Críticas 165
Figura 103. Demandas máximas y promedio para el periodo 2009 - 2018..... 167
Figura 104. Modelo de distribución con planta de almacenamiento y gasoducto asociado. 171

INTRODUCCIÓN

El suministro de gas natural es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad no solo para brindar bienestar, sino que constituye un factor clave de competitividad en algunos de los subsectores productivos del país, como materia prima en procesos de transformación o como energético en la producción de bienes.

Los años recientes han estado marcados por un debate permanente en torno al futuro del abastecimiento del gas natural en Colombia, en el cual han participado los diferentes agentes de la cadena de prestación del servicio (productores, transportadores, distribuidores y comercializadores), los gremios, los usuarios y el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), entre otros.

El objetivo del debate ha sido claro y es el de asegurar la continuidad en la prestación del servicio, así como, mantener la dinámica de crecimiento que ha tenido el sector en todos sus segmentos en cuanto a penetración, cobertura, oferta y demanda, incluyendo las exportaciones a Venezuela.

Es en este contexto en el que se debe situar la verdadera dimensión de la labor de predicción de las necesidades de abastecimiento de gas y de las acciones que es necesario llevar a cabo para asegurar su debida atención. De este modo, la planificación se presenta como un ejercicio de proyección hacia el futuro, a través del cual, se anticipan posibles dificultades y se proponen soluciones, dando las señales apropiadas para facilitar tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada, como la definición de política energética de largo plazo por parte del gobierno.

La planificación en el sector gas natural no es un concepto nuevo, sin embargo es preciso resaltar que nos encontramos ante una labor claramente diferenciada de lo que se venía haciendo hasta épocas recientes. Anteriormente la planificación tuvo un carácter normativo y vinculante donde se definió un programa de obligado cumplimiento y se establecieron todas las inversiones que había de acometerse en un plazo determinado. Es decir, se establecía el conjunto de inversiones que iban a tener lugar, así como la tecnología a emplear y la retribución económica del inversor.

Ese modelo dio paso, al nuevo marco regulatorio, a la planificación donde sus elementos dejan de vincular a los agentes respetándose el principio de libre iniciativa empresarial. En este nuevo contexto, la planificación es indicativa, flexible e integral, susceptible de ser ajustada de acuerdo con los cambios que se presenten tanto en el entorno internacional como nacional.

Así las cosas, este ejercicio incluye, entre otras, pronósticos sobre el comportamiento de la demanda, de las fuentes de suministro y requerimientos de confiabilidad. En definitiva

se trata de hacer compatible la calidad del servicio y una mejor asignación de los recursos, pues sólo con esta filosofía podemos sentar las bases de un crecimiento económico estable y sostenido.

En el contenido de este documento de planificación se realiza un análisis del que se derivan unas razonables perspectivas de crecimiento de la demanda y de la oferta para el gas natural, a lo largo del periodo considerado 2009-2018.

Como se trata del primer ejercicio de planificación formal que se realiza en el país, es necesario prever en este documento la actualización en el tiempo de la prospectiva, que debe ser cuando menos cada dos años, con el objetivo de ir corrigiendo dichas estimaciones en función no sólo de las desviaciones detectadas, sino también de la aparición de nuevas situaciones (hallazgos de nuevas reservas, contratos binacionales de venta de gas, fluctuaciones en los drásticas en los energéticos, etc.).

El desarrollo de lo que se acaba de esbozar, como elementos más sobresalientes de la planificación, está recogido en el presente documento de trabajo, compuesto por 7 capítulos que se agrupan en los siguientes bloques temáticos:

En el Capítulo 1 se plantea la metodología utilizada para la elaboración del plan, el Capítulo 2 señala los criterios que se definieron para la elaboración del plan; el Capítulo 3 presenta la información utilizada para la elaboración del plan, la cual comprende las proyecciones de demanda y oferta, la descripción del sistema de transporte actual y las ampliaciones propuestas por los transportadores en el periodo 2010 – 2014; en el Capítulo 4 se analiza la situación de abastecimiento identificando el comportamiento de las reservas, los contratos y la disponibilidad física de gas natural bajo los escenarios de demanda proyectados; en el Capítulo 5 describe las diferentes alternativas de abastecimiento y se propone los proyectos de ampliación en suministro y transporte con sus respectivos costos y fechas de entrada en operación; en el Capítulo 6 se presenta la aplicación del criterio de decisión de la mejor alternativa de abastecimiento para el país y finalmente en el Capítulo 7 se establece una propuesta de reglamento del plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural.

1. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN

En este capítulo se presenta la metodología empleada para la elaboración del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural. Se pretende establecer una metodología flexible que pueda ser usada para posteriores planes de abastecimiento de gas natural bajo cualquier escenario de suministro y transporte dentro del mercado de gas natural. En la figura 1 se presentan los pasos comprendidos en esta metodología.

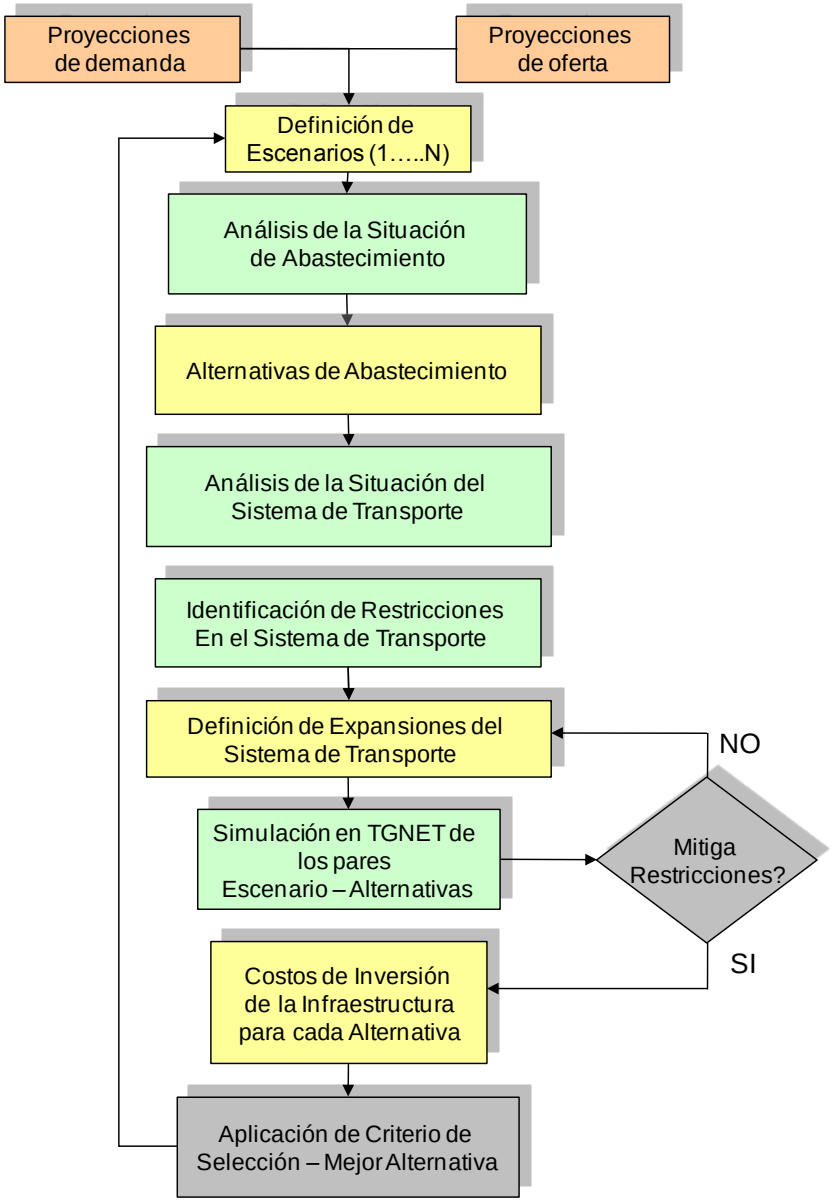


Figura 1. Metodología del plan de abastecimiento.

1.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar la elaboración del Plan de Abastecimiento es necesario determinar cuál será la combinación demanda/oferta del sistema, la cual se denomina “escenario”.

Al definir los escenarios, se pretende estimar como será el crecimiento esperado del sistema, para que al final del análisis se logre encontrar un plan de abastecimiento que permita un adecuado desempeño del sistema, frente a los posibles cambios que por condiciones económicas puedan darse.

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda, las necesidades de suministro se incrementan, lo cual implica inversiones en nuevas fuentes de abastecimiento y por consiguiente en aumentos de la capacidad de transporte. La definición de escenarios es una tarea que fija los parámetros de las soluciones que se han de encontrar. Entre mejor sustentados sean los escenarios mejor será la calidad del Plan de Abastecimiento, evitando sobrecostos de inversión innecesarios.

1.2 ANALISIS DE LA SITUACIÓN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Una vez definidos los escenarios, se analiza el comportamiento de las reservas y del factor R/P para las diferentes proyecciones de demanda y se hace un balance entre la oferta y la demanda, para así determinar si se requiere de abastecimientos adicionales de gas natural dentro del horizonte de planeación. Adicionalmente se identifican las semanas de máximo consumo, para simular posteriormente el comportamiento del sistema de transporte para estos periodos.

1.3 DEFINICION DE ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO

Con base en los resultados obtenidos en el paso anterior se proponen diferentes alternativas de abastecimiento que garanticen el suministro de gas natural, para los diferentes escenarios dentro del horizonte de planeación.

1.4 ANALISIS DE LA SITUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Usando las semanas críticas identificadas anteriormente se realizan las simulaciones hidráulicas en TGNET, y se calculan las restricciones aplicables al sistema por efecto de no disponer de refuerzos en transporte, pese a que la demanda y el suministro se vayan incrementando. Las restricciones encontradas se representan en el modelo de TGNET como límites de transporte entre áreas.

1.5 DEFINICION DE EXPANSIONES EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE

Partiendo de los resultados de las simulaciones de las semanas críticas se proponen las ampliaciones necesarias en el sistema de transporte, tales como nuevos gasoductos, loops y estaciones de compresión. La idea es encontrar estrategias de expansión

técnicamente viables, y que se puedan construir en caso de ser requeridas. En sistemas reales, muchas veces la solución óptima teórica no siempre puede implementarse, debido a restricciones físicas, económicas, ambientales o sociales, por lo cual una buena selección de estrategias permitirá escoger el mejor Plan de Abastecimiento dentro de un conjunto de soluciones reales.

1.6 SIMULACIÓN DE LOS DIFERENTES PARES ESCENARIOS – ALTERNATIVAS

Las alternativas seleccionadas para reforzar el sistema en los periodos críticos se simulan en TGNET con su respectivo escenario, a fin de evaluar su comportamiento dentro del sistema y verificar su aporte en la solución de las restricciones proyectadas. Para cada estrategia se hacen las correcciones que sean necesarias, para garantizar la confiabilidad del sistema de transporte y la firmeza en el suministro. Adicionalmente se calcula el límite de operación de las estrategias planteadas.

1.7 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN PARA CADA ALTERNATIVA

El Costo (C) de cada alternativa corresponde al Valor Presente Neto (VPN) de las inversiones de los proyectos que la conforman, calculado con una tasa de retorno del 15.29% para los proyectos asociados a infraestructura de transporte de gas[1] y un 13% para las demás obras de infraestructura.

1.8 APLICACIÓN DEL CRITERIO DE DECISIÓN PARA SELECCIONAR LA MEJOR ALTERNATIVA

Como se mencionó anteriormente, el resultado del Plan de Abastecimiento depende en buena medida del escenario demanda/oferta seleccionado. Al determinar una alternativa, se debe analizar cómo será el desempeño de esa alternativa frente a otros escenarios, de manera que se pueda establecer el impacto que se tendría en el sistema si no se cumple el escenario base.

Si se tienen varias alternativas y escenarios, se puede seleccionar como Plan de Abastecimiento final aquella alternativa que ante cualquier escenario minimice el máximo arrepentimiento (criterio de *min-max regret*). Para esto, es necesario construir una matriz de decisión, con los resultados obtenidos en los puntos anteriores, tal como se muestra en la tabla 1.

Para la aplicación de criterio de *min-max regret*, se siguen los siguientes pasos:

1. A partir de la matriz de decisión se construye la matriz de pérdidas, la cual muestra para cada escenario (por columna), la diferencia en valor asociado, de cada alternativa, con respecto a la mejor.

[1] Acorde con la propuesta de esquema de remuneración del servicio de transporte de gas natural, Resolución CREG 022 de 2009

2. Luego se determina cual es el peor escenario, en estos términos, para cada alternativa.
3. Por último se elige como alternativa óptima la de menor pérdida relativa en el peor de los casos.

Tabla 1. Matriz de Decisión.

	E1	**E2**	**…**	**En**
A1	d11	d12	**…**	d1n
A2	d21	d22	**…**	d2n
. **.** **.**	**.** **.** **.**	**.** **.** **.**	**…**	**.** **.** **.**
Ak	dk1	dk2	**…**	dkn

Ai: Alternativa

Ej: Escenario

dij: Costo de la Alternativa i en el Escenario j

2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL PLAN

En este capítulo se muestran los diferentes criterios tenidos en cuenta para la elaboración del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia. Los criterios se dividen en: Criterios Técnicos, Criterios de Confiabilidad y Criterios para la Selección del Plan.

2.1 CRITERIOS TÉCNICOS

Dentro de los criterios técnicos se contemplaron los siguientes:

- El tiempo considerado para la entrada en operación de proyectos de regasificación será mínimo de seis años, a partir de su etapa de planificación.

- El periodo de tiempo considerado para la comercialización del gas proveniente de nuevos hallazgos será mínimo de seis años a partir de la fecha de su descubrimiento.

- El periodo considerado para la entrada en operación de nuevos gasoductos será inferir como mínimo tres años, desde su etapa de proyección.

- El tiempo considerado para la entrada en operación de nuevas estaciones de compresión no será inferior a dos años a partir de su etapa de planificación.

- El sistema de transporte no deberá operar con presiones superiores a las presiones de diseño de los diferentes gasoductos.

- El sistema de transporte no deberá operar a capacidades de flujo superiores a la capacidad de diseño de cada gasoducto.

- Las caídas de presión en los nodos de demanda no podrán estar por fuera del rango permitido en las condiciones de diseño de cada gasoducto.

- Las expansiones propuestas al sistema de transporte deberán acogerse a las especificaciones técnicas y de operación dispuestas por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural RUT.

2.2 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

Los criterios de confiabilidad considerados se describen a continuación:

- Durante todo el periodo de planificación se debe garantizar el suministro para el 100% de los sistemas de compresión, usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales.

- En ningún año del periodo de planificación se permitirá un déficit de suministro que supere el 2% de la demanda promedio mensual para el escenario alto.

- Se debe contar con la infraestructura necesaria para atender el 100% de la demanda regulada en ciudades (o grupos de ciudades /mercados geográficos) con un número de usuarios superior a un millón, ante eventos de interrupción de hasta 3 días en el suministro, con una periodicidad de tres veces al año.

- La exportación de gas se podrá efectuar siempre que el factor R/P, calculado como la sumatoria de todas las reservas probadas de gas natural sobre la demanda de cada año, sea superior a siete años.

2.3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL PLAN

- El Plan de Abastecimiento será el que minimice las consecuencias de la atención de la demanda en cuanto a la situación de abastecimiento para el período 2009-2018. Esta evaluación se realizará por medio de la comparación de las diferentes alternativas de inversión, usando el criterio de *min-max regret*.

3. INFORMACION UTILIZADA

En este capítulo se muestran los diferentes escenarios de demanda y oferta tenidos en cuenta para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural. Adicionalmente se describen los proyectos de expansión del sistema de transporte ya definidos, y que entrarán en operación dentro del horizonte de planeación.

3.1 PROYECCIONES DE DEMANDA

La demanda de gas natural consideró los escenarios de proyección de la UPME con datos actualizados a Marzo de 2009. Las proyecciones se realizaron con base en el comportamiento estimado de los distintos sectores de consumo, los cuales se clasifican en residencial, comercial, industrial, refinería, petroquímica, compresión, termoeléctrico, transporte automotor y exportaciones. La obtención de la demanda en cada uno de los sectores tiene su propia metodología, según las características y especificidades de estos.

La proyección de demanda contempla los siguientes supuestos:

i) Proyección macroeconómica del Ministerio de Hacienda y el Departamento de Planeación Nacional, que considera un crecimiento del PIB entre el 1% y el 4%.
ii) Proyección de precios de gas natural, gasolina y diesel con base en el escenario medio de precios del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE-EIA). Los precios del carbón seguirán por debajo de los precios del crudo y gas con crecimiento del diferencial favorable, ya que crece a tasa inferiores.
iii) La evolución de la población dada por el DANE, en las proyecciones de 2008.
iv) La demanda térmica eléctrica se obtuvo a partir del posible comportamiento futuro del Sistema de Interconexión Nacional, para lo que se consideró entre otras, las proyecciones de demanda de energía y potencia de marzo de 2009, entrada de proyectos de generación en construcción así como los desarrollados a través del cargo por confiabilidad, interconexiones internacionales con Ecuador y Panamá, características de las unidades de generación actualmente en operación y nivel de embalses a febrero de 2009.
v) Dentro de la ampliación de la refinería de Barrancabermeja proyectada para el 2013, se consideran 146 MPCD, es decir 108 MPCD menos de lo reportado por Ecopetrol, pues no existe certeza en la utilización de esta cantidad de gas destinado a desarrollos petroquímicos.
vi) Exportaciones a Venezuela hasta de 180 MPCD para el 2009 y el 2010 y 150 MPCD para el 2011.

Es importante resaltar que para efectos de este ejercicio de planificación solo se considera la demanda de los sistemas conectados al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, demandas como la de Termo Yopal y Cúcuta no son consideradas, por tener sus propias fuentes de suministro.

3.1.1 Escenario Base de Demanda

Este escenario considera la tasa de crecimiento media de la economía nacional, de acuerdo con los pronósticos macroeconómicos del Gobierno Nacional. Se cálculos indican que los requerimientos internos de gas natural en los próximos 10 años se incrementarán el 41.5%, superando los 1.000 MPCD, desde el 2017. La figura 2, presenta la evolución del escenario base de demanda de gas natural durante el horizonte de análisis, en el cual se puede apreciar la tendencia y participación de cada uno de los sectores de consumo.

Se destaca el sector industrial como el mayor demandante de gas natural, seguido por los sectores residencial y de refinación.

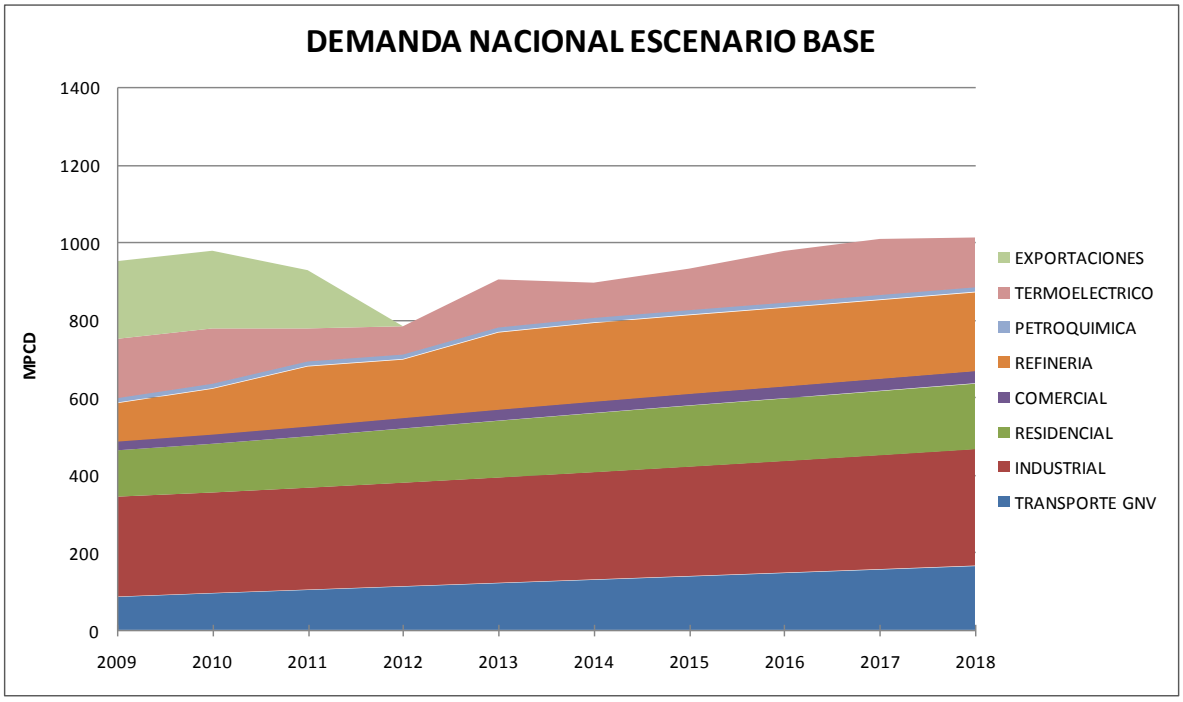


Figura 2. Demanda Nacional, escenario base.

En el escenario base, se estima que la demanda crecerá a una tasa media anual de 3,5% hasta el 2018, al pasar de 716 MPCD en 2008 a 1.014 en el 2018, que corresponde a factores tales como el crecimiento de la población, el aporte del sector industrial en la economía y el proceso de substitución de combustibles líquidos en el sector transporte.

Los sectores de mayor dinamismo en el escenario base de demanda son refinación y transporte con tasas de crecimiento promedio anual de 8,3% y 7.8% respectivamente en el horizonte de estudio, mientras el sector termoeléctrico y la petroquímica presentan las menores tasas de crecimiento medio con valores de -0.1% y 0,2% correspondientemente.

Cabe resaltar que el incremento en la demanda de gas para los procesos de refinación, obedece a la ampliación que se efectuará tanto en la refinería de Cartagena, como en la de Barrancabermeja, las cuales se harán efectivas a partir de 2012 en Cartagena y un año después en Barrancabermeja, según la información suministrada en las proyecciones operacionales de ECOPETROL. En cuanto al sector petroquímico, no se consideró ningún desarrollo adicional al actual comportamiento de consumo.

Pese a que el sector industrial es el mayor demandante de gas natural, su comportamiento muestra una tasa de crecimiento interanual del 1,3%, en tanto que el sector residencial lo hace al 3,9% y el comercial al 3%.

Respecto a la demanda del sector termoeléctrico, se observa un comportamiento decreciente en el escenario base, fundamentalmente por la entrada en operación de los proyectos de expansión de generación hidroeléctrica anunciados por los inversionistas durante el periodo de análisis.

Teniendo en cuenta la situación del mercado colombiano de gas natural, donde se aprecia dos mercados bien delimitados, a continuación se presenta una desagregación sectorial de los dos mercados considerados Costa Atlántica e Interior, los cuales se pueden apreciar en las figuras 3 y 4 respectivamente.

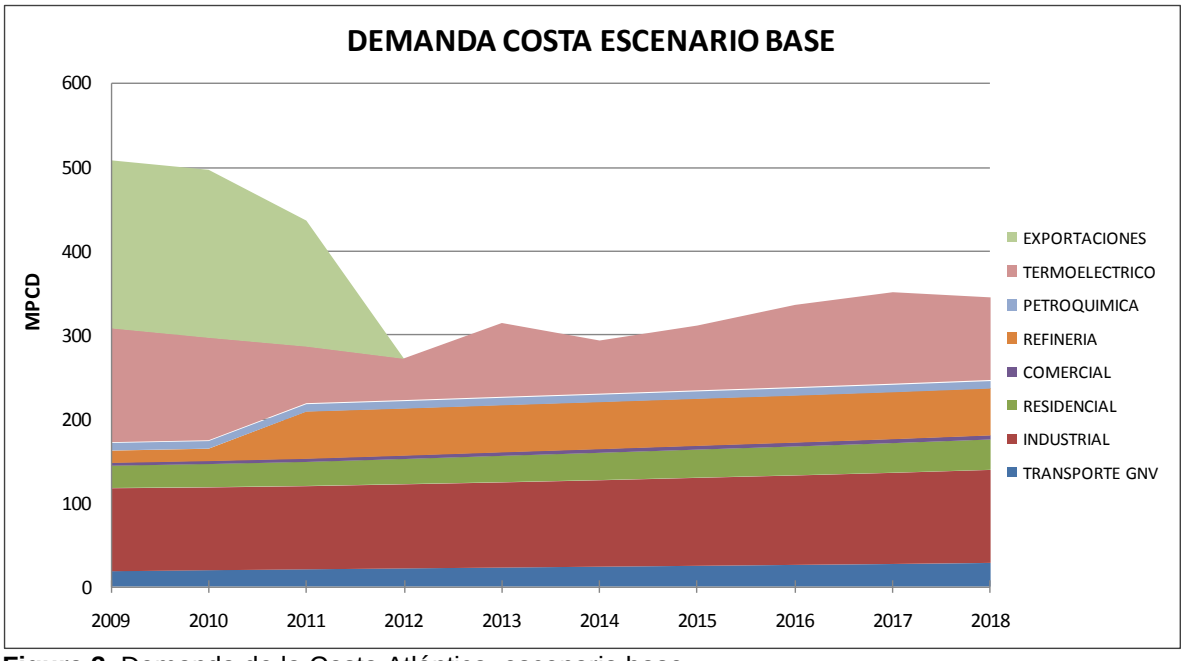


Figura 3. Demanda de la Costa Atlántica, escenario base.

Comparando las demandas de la Costa Atlántica y del Interior, se observa cómo este último casi duplica a la Costa Atlántica al final del periodo de análisis, lo cual eventualmente genera un obstáculo en la confiabilidad considerando que la mayoría de las reservas se encuentran en la Costa, y el abastecimiento del Interior hoy depende en gran medida del gas suministrado por los campos de la Guajira.

Regionalmente se observa un comportamiento ligeramente distinto en cada sector de consumo; mientras en la Costa Atlántica el sector termoeléctrico aparece como el mayor demandante seguido por el sector industrial y el sector de refinación; en el Interior del país, el sector Industrial y la refinación aparecen como los de mayor requerimiento, con escaso margen sobre el sector residencial y amplia porción sobre el gas destinado al sector transporte.

En el mercado de la Costa Atlántica se destaca la tasa de crecimiento promedio anual del sector refinación, la cual asciende a 16%, seguida por el GNV con una media anual de 4,5% durante el horizonte de estudio, mientras que en el sector residencial se alcanza un 3,1% para el mismo periodo, en tanto que en el sector termoeléctrico se observan tasas de crecimiento negativas, debido a la expansión en generación hidroeléctrica del país.

En el mercado de la Costa Norte, una de las menores tasas de crecimiento la presenta el sector industrial con tan solo un 0,8% promedio anual, debido la ausencia de nuevos proyectos que superen su crecimiento vegetativo. Por otra parte, teniendo en cuenta los promedios históricos de las exportaciones de gas a Venezuela, se considera que las mismas ascenderán a 200 MPCD durante los años 2009 y 2010, y 150 MPCD en el 2011.

Como se observa en la figura 4, el Interior del país aumentará sus necesidades de gas natural en un 58.7%, al pasar de 422 MPCD en el 2008 a 670 en 2018.

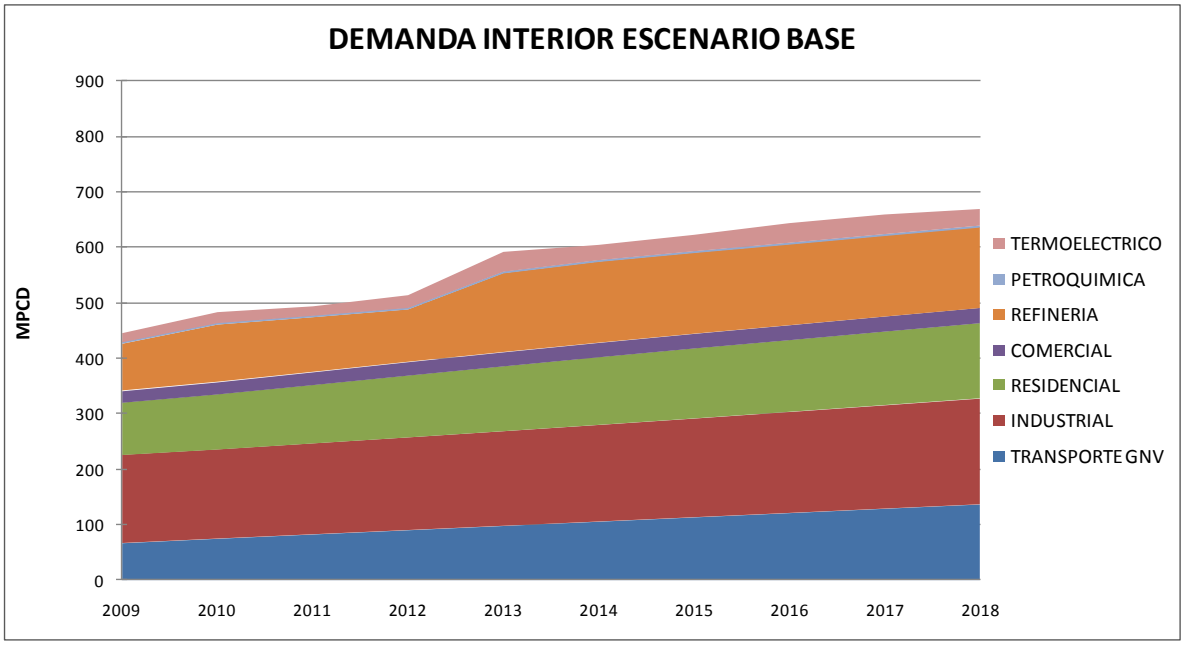


Figura 4. Demanda del Interior del País, escenario base.

El sector transporte es el de mayor tasa de crecimiento interanual, con valores cercanos al 8,6%, mientras que el gas para refinación se incrementa a una tasa de 6,4%, debido al proyecto antes mencionado. Se estima igualmente, que el sector termoeléctrico de esta región aumentará sus requerimientos a una tasa de 6,6% promedio año y la del sector

industrial lo hará con un crecimiento menor, el cual presenta una tasa que se aproxima al 1,7%. Por su parte, los sectores residencial y comercial indican tasas de crecimiento medio del 4.1% y 3.1% respectivamente. Estos mayores requerimientos de gas, implican desde luego, incremento en las necesidades de gas para el sistema de compresión, el cual duplicará su necesidad desde el año 2012.

3.1.2 Escenario Alto de Demanda

En este escenario se consideraron variaciones en los supuestos principales de las estimaciones con el fin de determinar eventuales periodos críticos o comportamientos que requieran medidas especiales. El parámetro que modificó los análisis y resultados fue el PIB, el cual se asumió con mayores tasas de crecimiento, donde supera el 3% en el periodo 2010-2013 y para el resto del horizonte 2014-2018 se asumió un crecimiento del orden de 4%.

Igualmente, se estableció un mayor nivel de cobertura al final del periodo de proyección, estimando que se acelera la entrada del gas natural en aquellos mercados residenciales que se encuentran rezagados con respecto a su tiempo de desarrollo.

Los cálculos indican que las necesidades de gas natural del Sistema Interconectado Nacional aumentaran el 68.8% al pasar de 716 MPCD en 2008 a 1,210 MPCD en el 2018, lo cual equivale a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,4% en todo el horizonte de estudio.

Dentro del análisis se destaca la tasa de incremento del sector transporte las cual asciende a 9.3% promedio año en el horizonte de estudio y el termoeléctrico con una tasa interanual del 6.6%. Así mismo, el sector de refinación muestra demandas que superan el 8% promedio año, debido a los proyectos de ampliación de las principales refinerías del país. Se observa también, que el sector petroquímico se mantiene constante, toda vez que no se incluyó el eventual proyecto de ECOPETROL, el cual requeriría cerca de 108 MPCD adicionales. Solo se consideraría el desarrollo del mismo, en caso de plena suficiencia que garantice el suministro de largo plazo.

El análisis de los demás sectores, indica que la demanda crecerá de manera importante en el caso del sector residencial con tasas que superan el 5% promedio año, aunque se reconoce el alto grado de saturación y madurez de este mercado. En cuanto al sector comercial cuyo crecimiento está alrededor del 4.6% durante todo el periodo de estudio, crece a una tasa superior al promedio real de los últimos 5 años. Por su parte la industria con menor dinamismo, se estima crecerá al 2,2% en este ejercicio de planificación, pese al significativo desarrollo del este sector en términos reales.

En la figura 5 se puede apreciar la evolución del comportamiento sectorial del Sistema Interconectado Nacional, del escenario alto. Las exportaciones siguen manteniendo los mismos valores del escenario base.

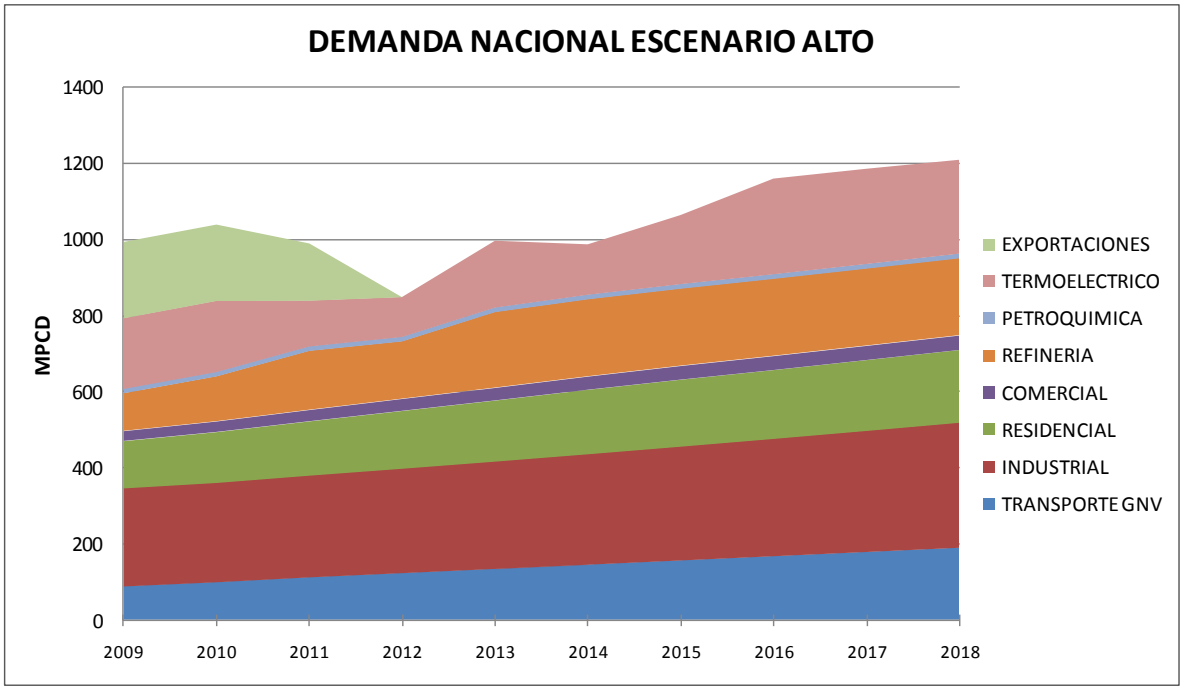


Figura 5. Demanda Nacional, escenario alto.

De manera regional es decir Costa Atlántica e Interior el escenario alto se puede observar en las figuras 6 y 7, donde se presentan las demandas estimadas, desagregadas sectorialmente.

La mayor tasa de crecimiento en la demanda de gas natural del escenario alto se concentra en el Interior de país, la cual crece a una media anual de 5.9% en todo el horizonte de estudio, mientras que en la Costa Atlántica, los resultados indican un crecimiento promedio año de 4.5% durante el mismo periodo de análisis.

El mercado de la Costa aumenta sus requerimientos en 56%, durante el periodo analizado, siendo el sector de transporte es el más dinámico con una tasa de crecimiento interanual de 6.2% seguido de los sectores comercial y residencial con valores promedios que se aproximados al 4.3% y 3.8% respectivamente.

El sector industrial también con una tendencia creciente, presenta una tasa de crecimiento promedio año de 1.7% por razón de su sensibilidad a los crecimientos del PIB y a los precios relativos de los sustitutos. En cuanto al sector termoeléctrico, se aprecia una tasa baja de crecimiento debido en buena medida al ingreso de nuevas plantas de generación con base en agua, carbón y combustibles líquidos, es decir la demanda responde a la generación del parque térmico actual de gas natural.

De manera agregada, la Costa Atlántica presenta un descenso en su nivel de consumo al terminar el periodo de exportaciones, no obstante en términos absolutos, la demanda de gas natural en la región se incrementa en 163 MPCD en un plazo de 10 años, al pasar de 294 MPCD en 2008 a 458 MPCD en 2018.

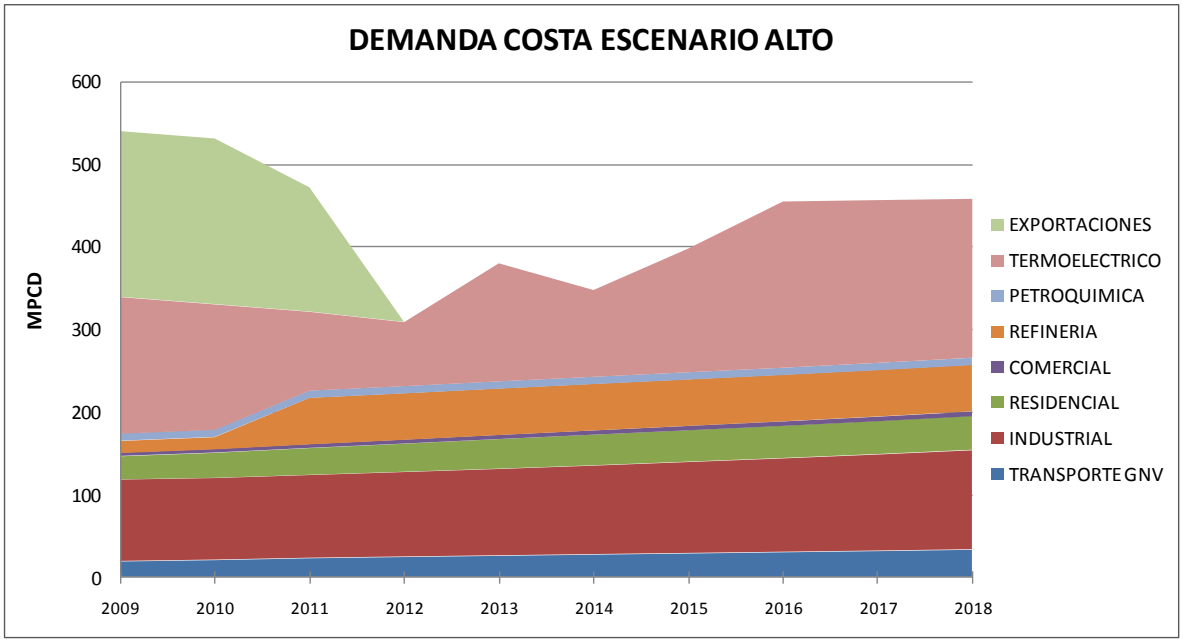


Figura 6. Demanda de la Costa Atlántica, escenario alto.

En el Interior del país, el aumento de las necesidades de gas es del 78% en intervalo analizado, siendo el sector el termoeléctrico el de mayor tasa de crecimiento con demanda promedio superior al consumo histórico, la cual alcanza una tasa media anual 12,5%, en los 10 años de estudio.

El sector transporte también muestra una tasa de crecimiento alta, superando el 10% promedio año, seguido por el sector residencial cuya tasa de crecimiento asciende al 5,2% y posteriormente el sector comercial que aunque con participación relativa baja, se estima crecerá cerca del 4.7% promedio año hasta el 2018.

En lo referente al sector petroquímico se estima un incremento con respecto al 2008, que porcentualmente es del 100%, aunque en términos absolutos es de poca representatividad, y no se consideraron proyectos adicionales que requieran del uso del gas natural como materia prima.

En términos generales, la demanda del interior del país se incrementa en 330 MPCD, al pasar de 422 MPCD en el 2008 a 752 MPCD en el 2018

En el escenario alto, la diferencia entre las demandas de los dos mercados al 2018 se disminuye con respecto al escenario base, debido al significativo incremento en el consumo de gas natural por parte de los generadores térmicos de la Costa.

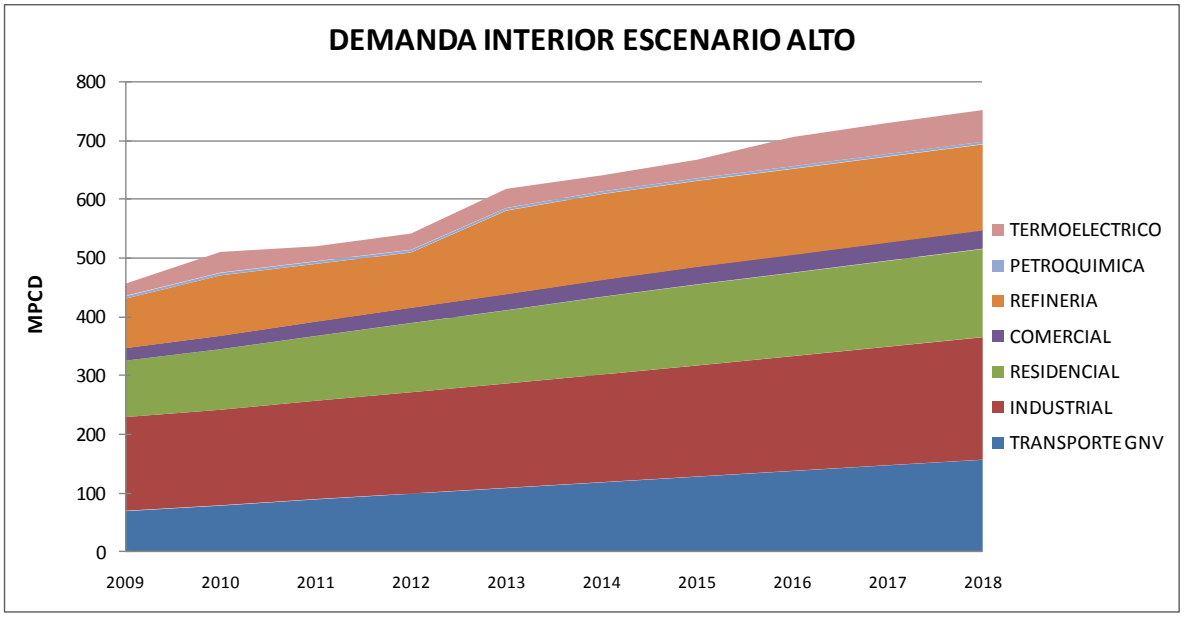


Figura 7. Demanda del Interior del País, escenario alto.

3.1.3 Proyecciones del Sector Termoeléctrico.

El sector termoeléctrico es uno de los principales consumidores de gas natural en el país. A diferencia de otros sectores de consumo (e.g. industrial y residencial), el gas consumido por este sector está sujeto a variaciones de corto y largo plazo, tales como el despacho eléctrico diario, la disponibilidad de la red de transmisión eléctrica, la disponibilidad del parque de generación, las pruebas de disponibilidad y los periodos de invierno y verano, entre otros. Por todo ello, dentro de la planificación de las plantas de generación se incluye un análisis horario, diario y mensual de la demanda de gas natural.

Los escenarios de demanda de gas estimados en la generación de electricidad se calcularon en un horizonte de análisis comprendió entre junio de 2009 y diciembre de 2018, para lo cual se empleó el modelo de simulación MPODE (modelo de programación y optimización dual estocástico versión 9.1), teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

SUPUESTOS

i. **Configuración general**: Sistema coordinado con Ecuador, Colombia, y Centro América, con el cual se identifican las exportaciones e importaciones de Colombia las cuales se agregan a la demanda doméstica y posteriormente se hace un despacho del sistema con red, en donde se identifican los despachos de las diferentes plantas de generación.

ii. **Demanda de Energía:** Para los análisis de consumo de gas natural se utilizaron los escenarios de demanda de energía eléctrica media y alta de marzo de 2009, en el horizonte comprendió entre junio de 2009 y diciembre de 2018.

iii. **Precios de Energéticos:** Para predecir la demanda de gas natural de las plantas térmicas se consideró la variación en los precios de los diferentes combustibles, considerando los siguientes escenarios para cada uno de los combustibles:

1. **Gas natural:** Termoeléctricas de la Costa con precio máximo regulado de la Guajira mas la tarifa resultante de aplicar un pareja de cargos fijos y variables de 50% - 50% para cada tramo. Esta misma metodología se aplicó para las plantas de generación eléctrica del interior con contrato de suministro de gas de La Guajira. La estimación del precio del gas de Cusiana surge a partir del precio del gas de la Guajira con referencia en Sebastopol deduciendo los costos de transporte hasta la planta de producción. Este precio de suministro se le aplicó a las demás plantas del Interior. A continuación se presentan en la figura 8 los precios de gas natural considerados para cada una de las diferentes plantas instaladas en el país.

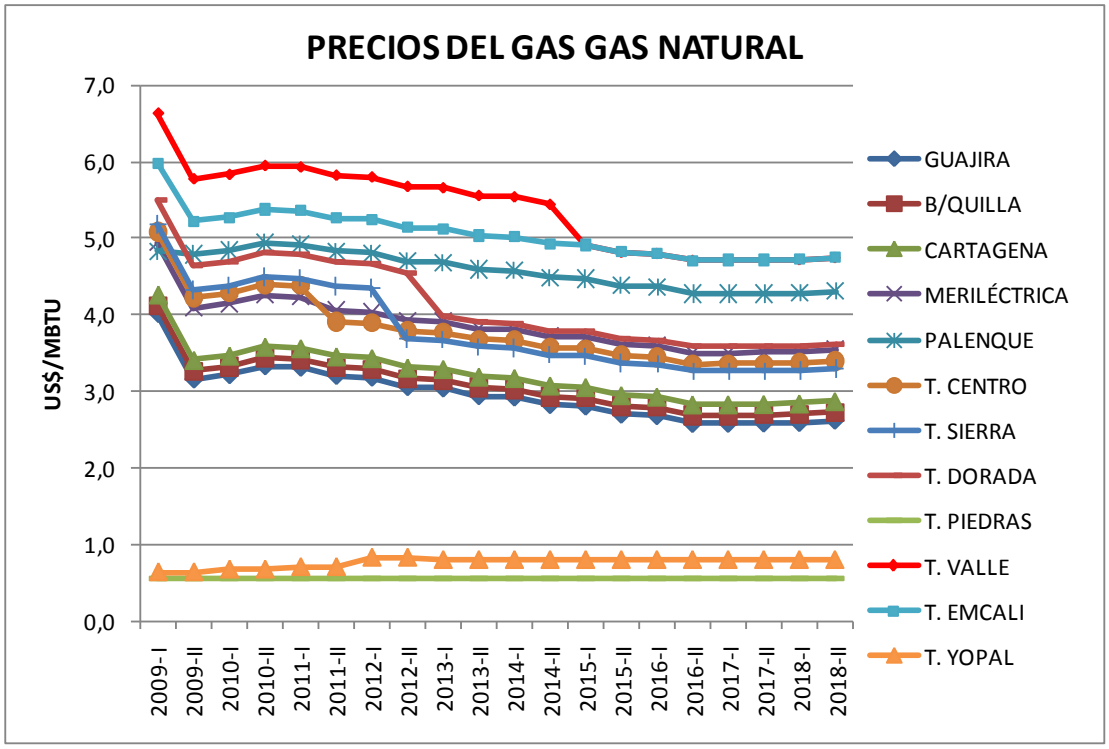


Figura 8. Precios de Gas Natural para generación termoeléctrica.

2. **Combustibles líquidos:** Precios de Fuel Oil, Jet A1 y ACPM calculados con escenario medio de la UPME (Caso de Referencia del DOE-EIA).

3. **Carbón Mineral:** Para determinar el precio del carbón mineral se consideró como precio inicial el suministrado por los diferentes agentes generadores y para el resto del período se realizó una proyección la cual tiene como supuesto el comportamiento del precio del petróleo del DOE-

EIA en el caso de referencia, así como el precio del carbón de exportación puesto en Puerto Bolívar. El comportamiento de los precios de carbón mineral utilizados para el carbón mineral para las diferentes plantas de generación del país, de acuerdo con la fuente de suministro usada, se presenta en la figura 9.

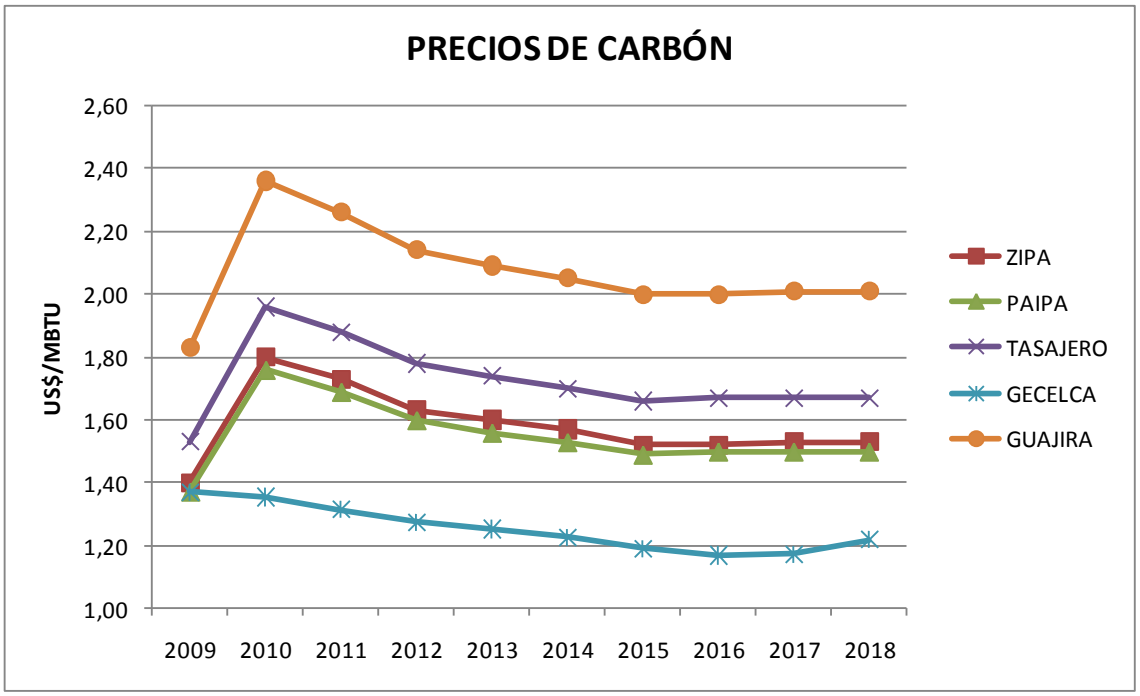


Figura 9. Precios de Carbón Mineral.

iv. **Interconexiones Internacionales:** Se consideró la interconexión a Ecuador con una capacidad de 375 MW, la cual representa una capacidad de exportación de 9 GWh/día, y a partir del año 2013 la interconexión a Panamá con una capacidad de 300 MW.

v. **Hidrología:** La hidrología considerada partió de la hidrología histórica disponible para algunas estaciones desde el año 1937 hasta febrero de 2009, con lo cual el generador de series sintéticas del MPODE obtuvo cien series hidrológicas.

vi. **Proyectos en Expansión de Generación:** Los proyectos considerados en el análisis corresponden a los proyectos en construcción así como aquellos desarrollados a través del cargo por confiabilidad a los cuales se les asignó energía firme. La capacidad a instalar hasta el año 2018 totaliza 4.378,8 MW de los cuales 3.819,9 MW son hidráulicos y los restantes 558,9 MW corresponden a proyectos térmicos, de los cuales 160 MW son a gas natural y corresponden al cierre de ciclo de las unidades 2 y 3 de Termoflores, que en la actualidad operan como ciclos abiertos. En la tabla 2 se relacionan los proyectos contemplados, de acuerdo con la fecha de entrada reportada por los agentes.

Tabla 2. Plan de Expansión en Generación en Colombia.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)		FECHA DE OPERACIÓN COMERCIAL
		A Instalar	Por Unidad	
IPSA	COGENERACIÓN	19,9	--	may-09
MAYAGÜEZ	COGENERACIÓN	19	--	ago-09
CARUQUIA	HIDRO	9,9	9,9	dic-09
GUANAQUITAS	HIDRO	9,9	9,9	jul-10
TRASVASE GUARINÓ	HIDRO	--	--	jun-10
AMAIME	HIDRO	19,9	19,9	dic-10
FLORES IV	GAS VAPOR	160	160	dic-10
PORCE III	HIDRO	660	165	oct-10
			165	ene-11
			165	abr-11
			165	jun-11
TRASVASE MANSO	HIDRO	--	--	ene-11
EL MANSO	HIDRO	27	27	ene-11
AMOYÁ	HIDRO	78	39	abr-11
CUCUANA	HIDRO	60	30	dic-11
GECELCA 3	TERMICO	150	150	dic-12
TERMOCOL	TÉRMICO	210	210	dic-12
MIEL II	HIDRO	135,2	67,6	ene-13
			67,6	feb-13
SOGAMOSO	HIDRO	800	266,7	nov-13
			266,7	nov-13
			266,7	nov-13
EL QUIMBO	HIDRO	420	210	ene-14
			210	mar-14
PORCE IV	HIDRO	400	200	feb-15
			200	may-15
PESCADERO	HIDRO	1.200	300	mar-17
			300	jun-17
			300	sep-17
			300	dic-17
TOTAL MW	4.378,80			

Los planes de expansión usados para los demás países con los cuales tiene interconexión Colombia, se presentan a continuación: en el caso de Ecuador la tabla 3 compendia los proyectos admitidos

Tabla 3. Proyectos de expansión de Ecuador considerado en el Plan de Gas de Colombia.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)	FECHA DE OPERACIÓN COMERCIAL
OCAÑA	HIDRO	26	ene-09
EL TOPO	HIDRO	22	ene-09
MAZAR	HIDRO	186	mar-09
EDC	TÉRMICO	234	ene-10
PILALO 3	HIDRO	9,3	ene-10
SIGCHOS	HIDRO	18	ene-10
BABA	HIDRO	42	abr-10
SOPLADORA	HIDRO	312	ene-11
EDC	TÉRMICO	88	mar-11
ARENILLAS	TÉRMICO	150	ene-17
TOTAL MW	1,087.3		

En el caso de Centro América se supuso la entrada en operación de 4.880 MW en el horizonte 2009 – 2018. Seguidamente se presenta la capacidad supuesta por recurso y país.

Tabla 4. Capacidad en MW en Centro América considerado en el Plan de Gas de Colombia.

RECURSO	PANAMÁ	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
HIDRO	579	321	308	211	102	80
TÉRMICO	34	706	200	700	204	1.435
TOTAL	613	1.027	508	911	306	1.515

vii. **Sistema de Transmisión Nacional:** Se empleó la red de transmisión nacional considerada en la versión del plan de expansión de referencia de generación y transmisión versión 2009-2023.

viii. **Índices de Indisponibilidad:** Se emplearon los índices de indisponibilidad de acuerdo con la base de información de XM.

Los resultados de la proyección de demanda de gas natural de las plantas de generación que utilizan este combustible, en los dos escenarios contemplados bajo las consideraciones descritas anteriormente se muestran en la figura 10.

Es de anotar la importancia del gas natural para la generación de electricidad, ya que cerca del 27% de la capacidad neta de generación nacional se realiza con base en este combustible. Debido a la mayor probabilidad de que en el corto plazo se presente un fenómeno de El Niño, se prevén altos requerimientos de gas para el sector termoeléctrico hasta mediados del 2011.

A partir del 2012 y hasta el 2018, la demanda de gas para la generación de electricidad presenta un crecimiento vegetativo en el escenario base, con picos estacionales debido

al ciclo hidrológico de los embalses, este comportamiento sugiere que los incrementos de demanda eléctrica serán asumidos por los nuevos proyectos de generación desarrollados a través del cargo por confiabilidad. Para el escenario alto se observa una tendencia creciente por mayores requerimientos de la generación termoeléctrica a gas para satisfacer el incremento de la demanda.

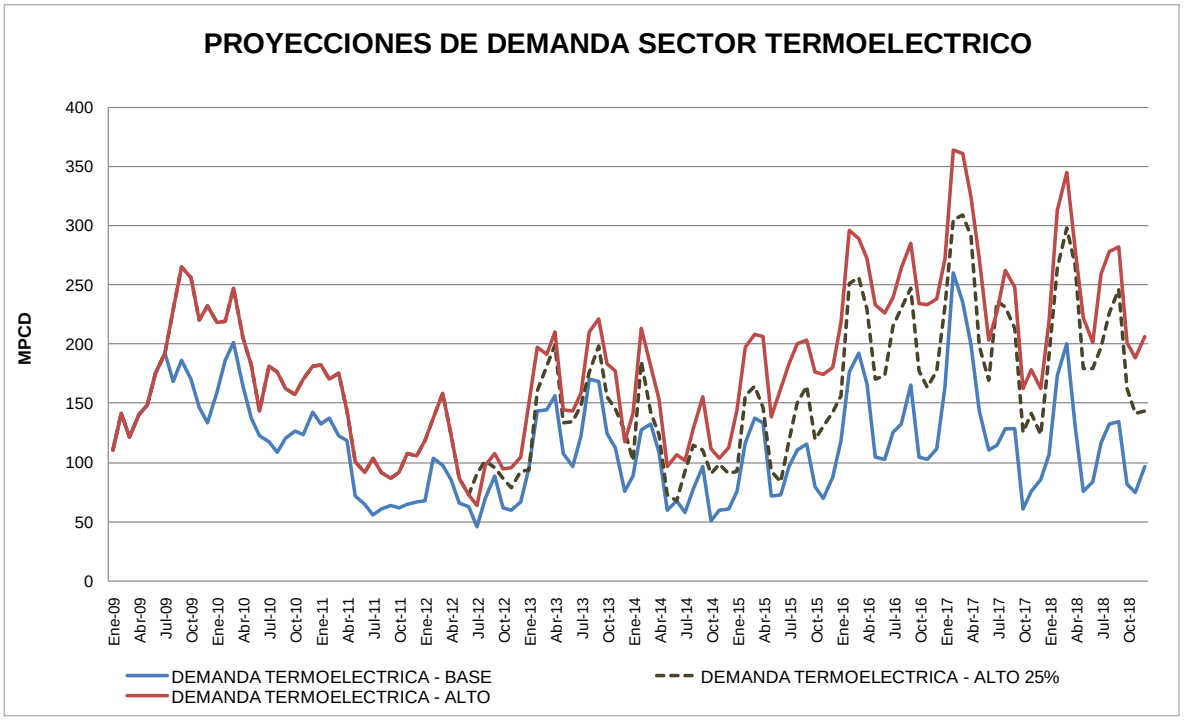


Figura 10. Demanda del Sector Termoeléctrico, Total Nacional

Así mismo, se realizó un ejercicio de sensibilidad sobre la demanda termoeléctrica considerando una estrechez comercial para contratar el suministro de gas natural en firme a partir del vencimiento de los contratos.

La sensibilidad realizada para el escenario alto de demanda, corresponde a un incremento del 25% en el precio de compra de gas para cada planta termoeléctrica a partir del vencimiento de su contrato de suministro, partiendo del supuesto que dicho gas sería adquirido en el mercado secundario.

En términos generales, tal como lo presenta la figura 10, el incremento en el precio de compra de gas genera menores despachos de las plantas termoeléctricas. Sin embargo, al detallar los resultados de manera regional, se encuentra que esta disminución se concentra en las plantas de la Costa, mientras que el Interior presenta un aumento en los despachos. Estos resultados se presentan a modo ilustrativo en las gráficas del capítulo 5, en el que en todo caso se proponen alternativas de abastecimiento de suministro y transporte para el escenario alto sin afectación de precios.

3.1.4 Proyecciones de Demanda por Nodos del Sistema de Transporte

Para una mayor claridad y comprensión del ejercicio de planificación, la demanda de gas natural se desagregó en dos tipos de nodos, uno eléctrico y el segundo correspondiente a las demandas sectoriales no eléctricas, en cada uno de los mercados analizados.

En las figuras 11 y 12 se presenta la distribución de los nodos en los sistemas de la Costa y del interior respectivamente, incluyendo las proyecciones de demanda del primer año (2009) y último año del escenario base. En lo concerniente al escenario alto, las gráficas 13 y 14 representan tal desagregación.

El Sistema de la Costa está constituido por 3 nodos eléctricos y 6 de demanda sectorial, considerando las exportaciones como un nodo sectorial. El nodo denominado Generación Barranquilla es el de mayor consumo de gas durante todo el horizonte de estudio en los dos escenarios evaluados, seguido por el nodo Bolívar donde se incluye la demanda de la refinería de Cartagena.

La grafica 11 presenta el sistema de la Costa incluyendo la desagregación de los nodos definidos. Igualmente, comprende la demanda en el escenario base, de cada uno de los nodos, tanto en el primer año, como la estimada en el 2018.

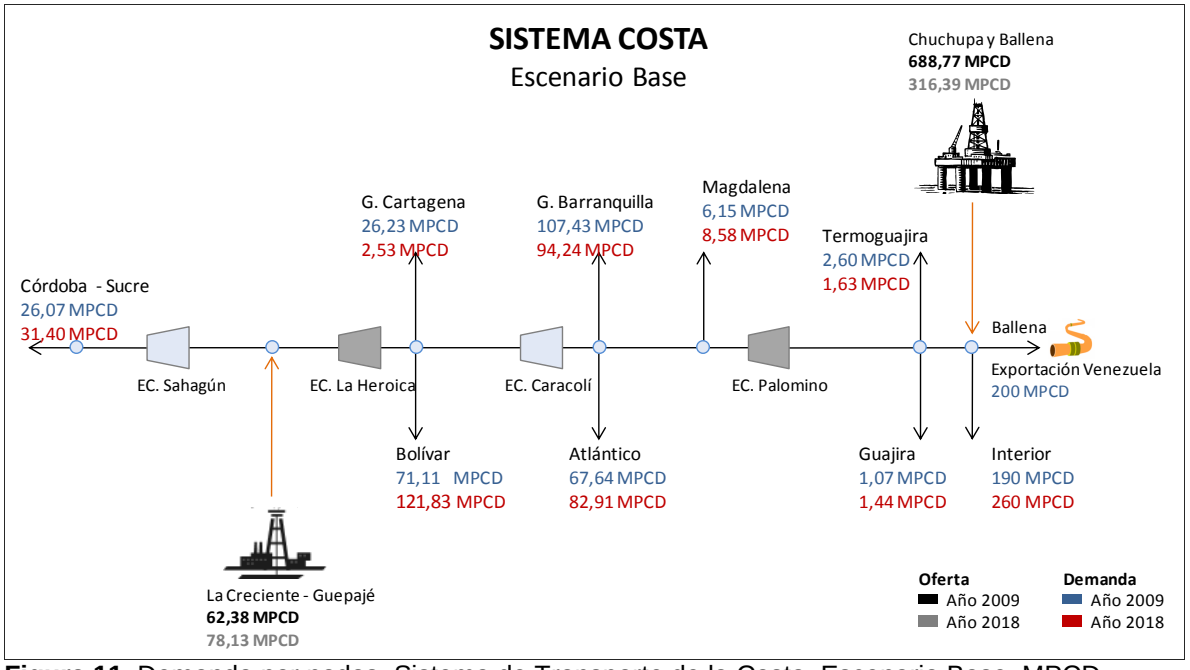


Figura 11. Demanda por nodos, Sistema de Transporte de la Costa, Escenario Base, MPCD.

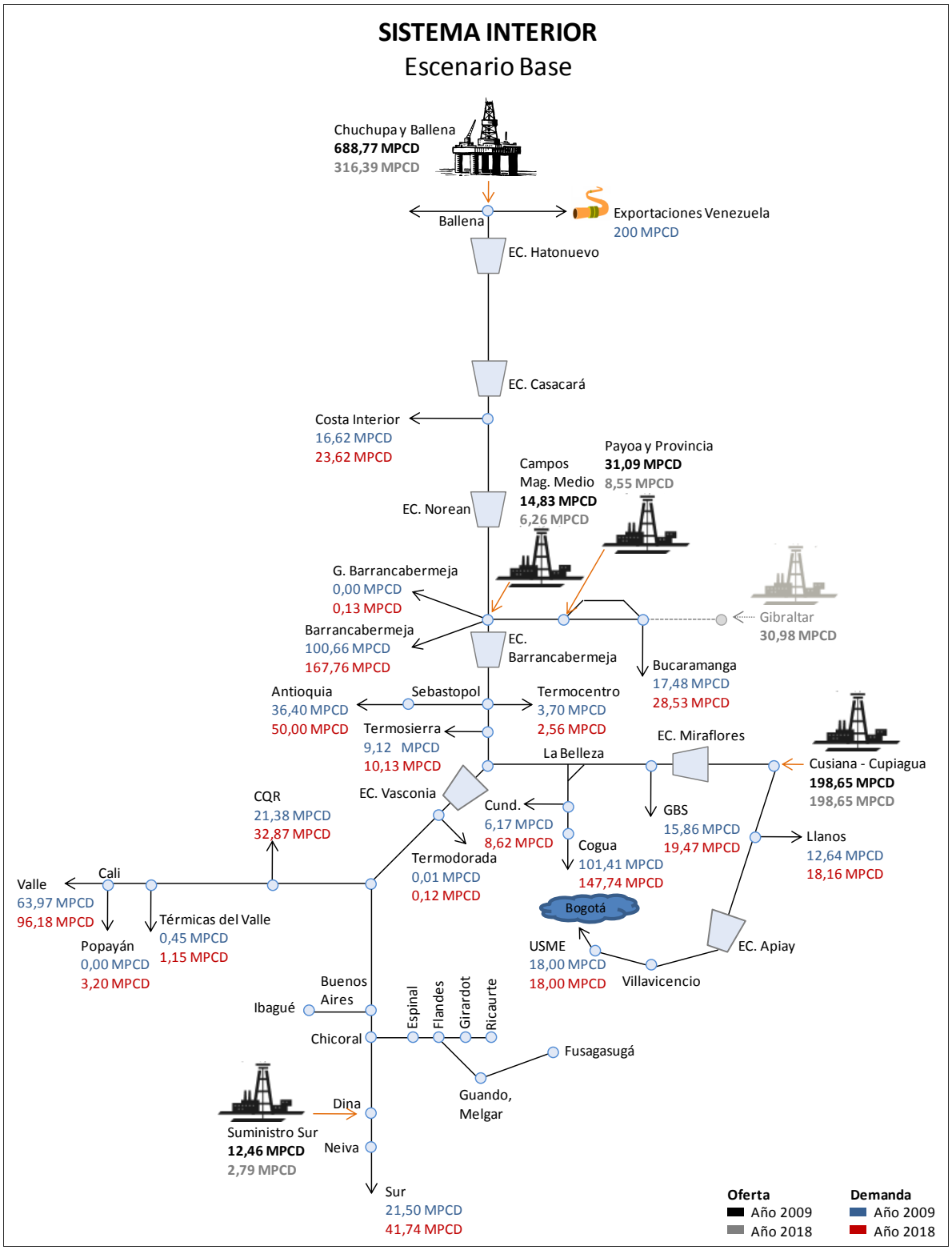


Figura 12. Demanda por nodos, Sistema de Transporte del Interior, Escenario Base, MPCD.

En la red del Interior se definieron 6 nodos eléctrico y 12 de demanda sectorial, siendo el nodo Barrancabermeja el de mayor requerimiento de gas durante todo el horizonte de planeación en los dos escenarios considerados, ya que se incluye la demanda de la refinería del mismo nombre. El segundo lugar lo ocupa el nodo Cogua el cual atiende las necesidades de gas de la capital colombiana (Bogotá), seguido por el nodo Valle.

La figura 12 describe el sistema del Interior, abarcando los nodos de demanda definidos y los valores estimados para el primer y último año de proyección. En el Capítulo 5 se analizará la capacidad del Sistema de Transporte frente a los incrementos de demanda de las dos regiones y se propondrán las ampliaciones requeridas.

Con un aumento del 43.7% en la demanda global del escenario base durante los 10 años estudiados, es de esperar repercusiones importantes en la infraestructura requerida para movilizar el gas natural, principalmente hacia los nodos Bolívar, G. Barranquilla del sistema Costa y Barrancabermeja, Cogua, Termocentro y Termosierra del sistema del Interior.

La grafica 13 presenta el sistema de la Costa incluyendo la desagregación de los nodos definidos y la demanda de cada uno de éstos en el escenario alto, tanto en el primer año, como en la estimada en el 2018.

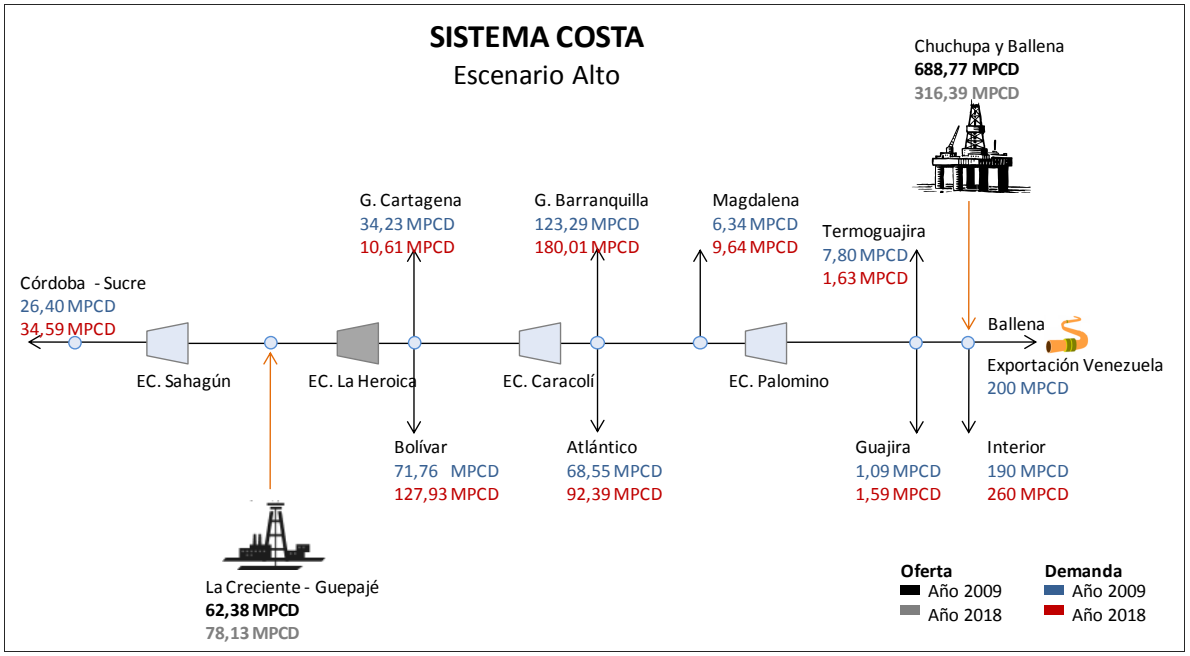


Figura 13. Demanda por nodos, Sistema de Transporte de la Costa, Escenario Alto, MPCD.

La gráfica 14 relaciona el sistema del Interior, abarcando los nodos de demanda definidos y los valores estimados para el primer y último año de proyección, en el escenario alto, de manera similar que en el escenario base, lo requerimientos de transporte son importantes en los nodos G. Cartagena, Termocentro, Termosierra y Termovalle.

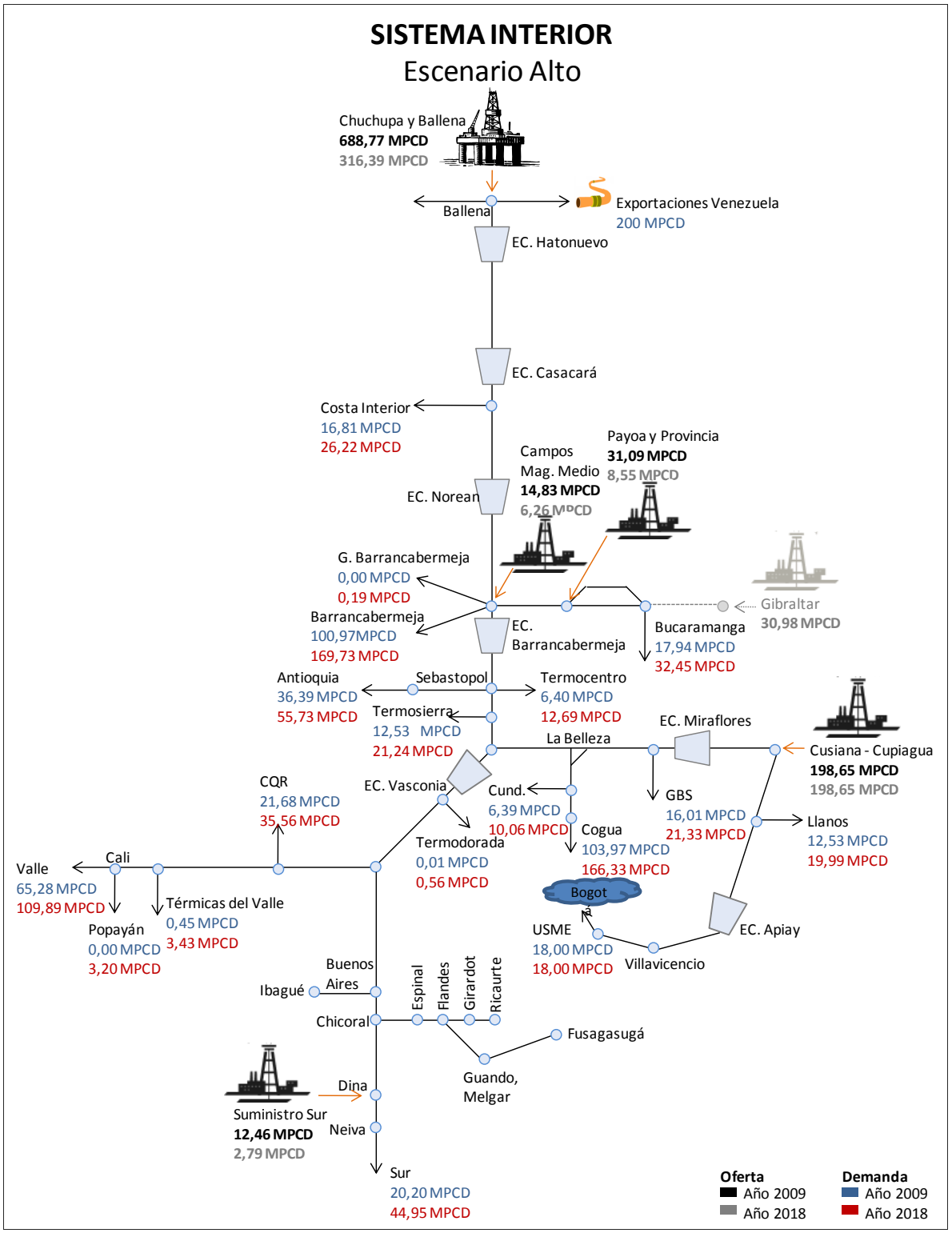


Figura 14. Demanda por nodos, Sistema de Transporte del Interior, Escenario Alto, MPCD.

3.2 OFERTA

La producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia creciente en los últimos años, pese a la declinación normal de las reservas remanentes de los campos productores. El aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas e incrementar la oferta de gas natural para satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda del recurso.

En el año 2008, periodo de mayor producción de los últimos 10 años, la oferta de gas natural incrementó 18% respecto al 2007 al pasar de 744 MPCD a 875 MPCD, y una tasa de crecimiento promedio anual en los últimos 10 años del 3.8% (ver figura 15).

Las principales fuentes de producción nacional de gas natural se concentran en los campos Ballena y Chuchupa, en la Costa Atlántica y en Cusiana y Cupiagua, localizados en el Interior del país. Durante el año 2008, los campos de La Guajira y Cusiana, fueron responsables del 87% del suministro, de los cuales el 65% corresponde a Guajira y el 22% a Cusiana, que equivalen a 569 MPCD y 94 MPCD, respectivamente.

Se señala también el último año el incremento de la oferta de Costa Atlántica con ocasión de la puesta en producción del Campo La Creciente, cuyo aporte alcanzó el 4% del total nacional.

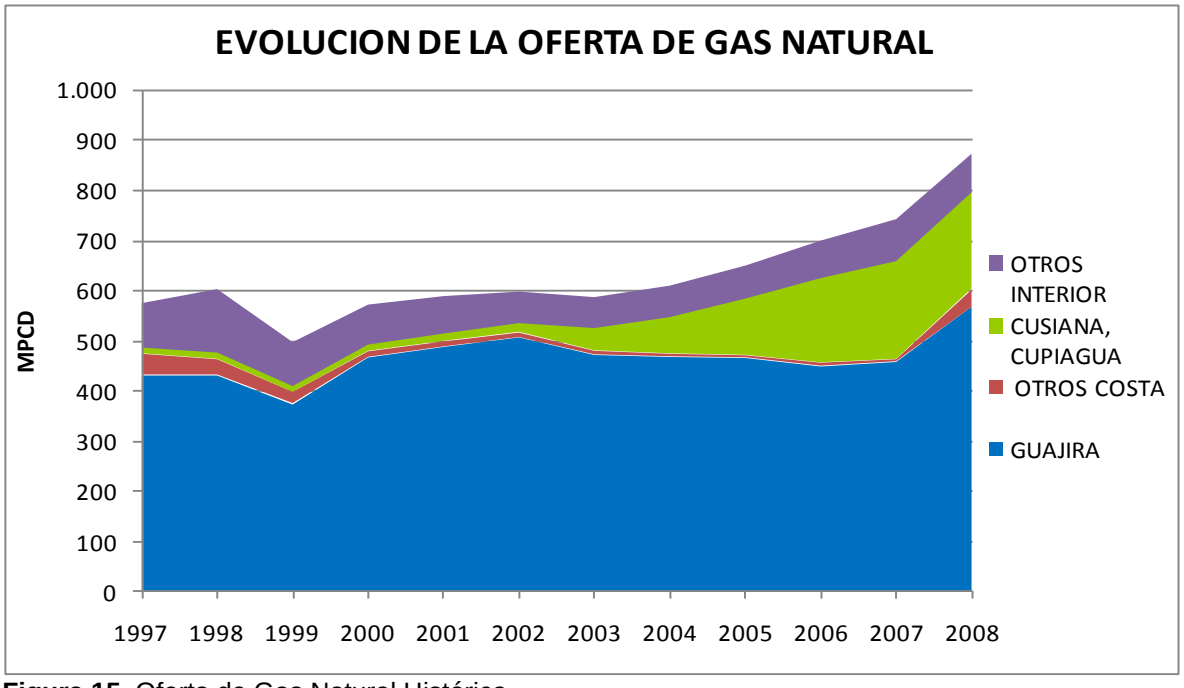


Figura 15. Oferta de Gas Natural Histórica.

De otra parte, el potencial de producción de gas natural de los diferentes campos existentes utilizado para el ejercicio de planificación, corresponde a la información reportada por los productores al Ministerio de Minas y Energía en virtud del Decreto 2687

de 2008, y publicada mediante Resoluciones 180261 de 2009 y 180539 de 2009 emanadas del mismo Ministerio. En la figura 16 se presenta el potencial de producción en el horizonte de planificación, de los campos productores incluidos en las resoluciones mencionadas.

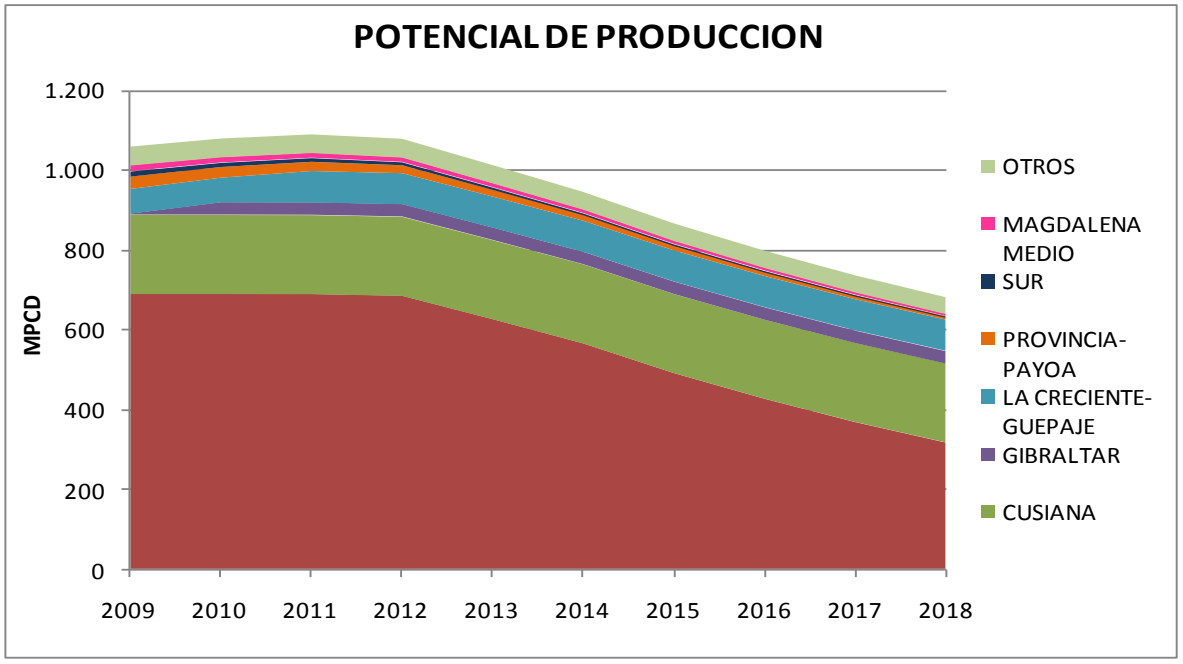


Figura 16. Proyección de Oferta Nacional de Gas Natural.

Sin embargo, en el análisis se considera solamente la producción de los campos conectados al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, que declararon producción durante el horizonte de planeación. Dichos campos se agrupan de acuerdo con su ubicación geográfica y su punto de conexión al sistema de transporte de la siguiente manera:

- Guajira: Campos Chuchupa y Ballena.
- Cusiana: Campos Cusiana y Cupiagua.
- Gibraltar
- La Creciente-Guepajé
- Provincia-Payoa
- Campos del Sur: Campos Montañuelo, Abanico, Ventilador, Toqui-Toqui, Maná, Don Pedro, Monserrate, Santa Clara, Tenay, Rio Ceibas y Guaduas.
- Campos del Magdalena Medio: Campos Opón, Lisama, Yariguí, Cantagallo, Gala, Llanito, y Cira Infantas.

A mayo de 2009, el país contaba con una capacidad de producción de 963. MPCD, excluyendo los campos no interconectados, la cual se ha incrementado en 10.1% respecto del promedio diario anual de 2008. Sin embargo, se estima que dicha capacidad disminuirá hasta 641 MPCD en el año 2018, debido a la declinación natural de los campos productores y considerando únicamente la oferta actual y las reservas

remanentes a diciembre de 2008. Lo anterior equivale a una disminución de 4,4% promedio anual, en el periodo evaluado.

En términos generales, se destaca la disminución importante del suministro de Guajira que señala una reducción del 54% en el periodo estudiado, la cual no está del todo compensada por la incertidumbre en las importaciones desde Venezuela. Igualmente, la reducción en el aporte de los campos productores del Sur del país que alcanza el 78% en los 10 años de análisis. Este entorno adverso se ve favorecido por el aumento de la producción de los campos de Cusiana en un 140%, de acuerdo con las intenciones manifestadas por los productores, para sostener la máxima producción y así permitir atender al menos en el Interior del país, el aumento de demanda. En tal caso éstas cifras que deberán ser declaradas al Ministerio de Minas y Energía en los términos del Decreto 2687 de 2008.

Tabla 5. Expansiones en la capacidad de producción.

Campo	Ampliación
Cusiana	70 MPCD
Chuchupa	60 MPCD
Cupiagua Fase I	140 MPCD
Cupiagua Fase II	70 MPCD

La tabla 5 presenta las principales expansiones anunciadas por los productores de gas natural, las cuales son necesarias para cada uno de los escenarios, y por tanto la fecha de entrada en operación de estas ampliaciones estará sujeta a los requerimientos del mercado.

Así las cosas, la expansión de la oferta el Interior del país incrementará su participación respecto al total nacional, y permitirá aumentar la confiabilidad en el suministro de gas natural en esta región.

3.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS

Se entiende como Sistema Nacional de Transporte de Gas, el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, sistemas de distribución, usuarios no regulados e interconexiones internacionales.

El Sistema Nacional de Transporte de Gas Colombiano, está compuesto por dos subsistemas principales definidos claramente por su propiedad y operación, los cuales transportan cerca del 95% movilizado en el país. Estos corresponden al subsistema de la Costa Atlántica (Ballena – Barranquilla - Cartagena y Cerromatoso) perteneciente a PROMIGAS S.A y el subsistema del Interior del país el cual comprende las líneas Ballena – Barrancabermeja - Vasconia, Cusiana – Apiay -Bogotá, Cusiana - La Belleza - Vasconia y Vasconia – Mariquita - Cali, propiedad de la Transportadora de Gas del Interior TGI S.A. ESP.

Tabla 6. Características del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural

EMPRESA	TRAMO	DIAMETRO (in)	LONGITUD (km)	MPCD
TRANSMETANO	Sebastopol - Medellín	14,0	4,10	72,5
		12,0	143,40	72,5
		2,0	0,50	72,5
PROGASUR	Guando, Melgar - Fusagasugá	3,0	38,50	0,6
	Al Sur Neiva - Hobob (Huila)	8,0	50,00	3,7
	Flandes - Girardot - Ricaurte	4,0	4,95	1,3
		6,0	3,95	
		4,0	3,10	
TGI	Ballena - Barrancabermeja	18,0	578,81	190,0
	Barrancabermeja - Sebastopol	20,0		225,0
	Sebastopol - Vasconia	20,0	59,70	225,0
	Vasconia - La Belleza	12,0	54,30	90,0
		14,0	37,60	
	La Belleza - Cogua	22,0	113,85	110,0
	Vasconia - Mariquita	20,0	122,38	134,0
	Mariquita - Gualanday	6,0	119,49	11,0
	Neiva - Gualanday	12,0	153,78	14,0
		6,0	15,67	
	Montañuelo - Gualanday	6,0	32,28	13,0
		4,0	3,90	
	La Belleza - El Porvenir	20,0	187,83	210,0
	Cusiana - El Provenir	20,0	32,65	210,0
	GBS	10,0	85,16	76,0
		2,0	49,39	
		8,0	45,21	
	Cusiana - Apiay	12,0	65,00	30,0
		10,0	82,53	
	Apiay - Villavicencio - Ocoa	6,0	36,97	12,0
	Apiay - USME	6,0	120,87	17,3
	Mariquita - Pereira	20,0	154,76	134,0
	Pereira - Armenia	20,0	30,24	134,0
	Armenia - Cali	20,0	128,00	134,0
TRANSGASTOL	Buenos Aires - Ibagué	6,0	18,00	7,4
	Chicoral - Flandes	6,0	27,00	7,9
	Flandes - Guando	6,0	36,00	6,9
TRANSORIENTE	Barrancabermeja - Payoa	8,0	59,40	50,0
	Payoa - Bucaramanga	6,0	48,22	50,0
		8,0	48,70	
TRANSOCCIDENTE	Transcogas - Yumbo	16,4,8,6,4	10,60	68,3
TRANSCOGAS	COGUA (Gasoducto de la Sabana)	20,0	67,47	95,0
		14,0	32,20	
		10,0	8,50	
		8,0	13,35	
		6,0	2,78	
		4,0	20,45	
		3,0	14,51	
PROMIGAS	Ballena - La Mami	20,2	143,00	534,5
	La Mami - Barranquilla	20,2	142,00	533,6
	Barranquilla - Cartagena	20,0	113,00	240,0
	Cartagena - Sincelejo	10,0	123,00	90,8
	Sincelejo - Jobo	10,0	70,00	24,7

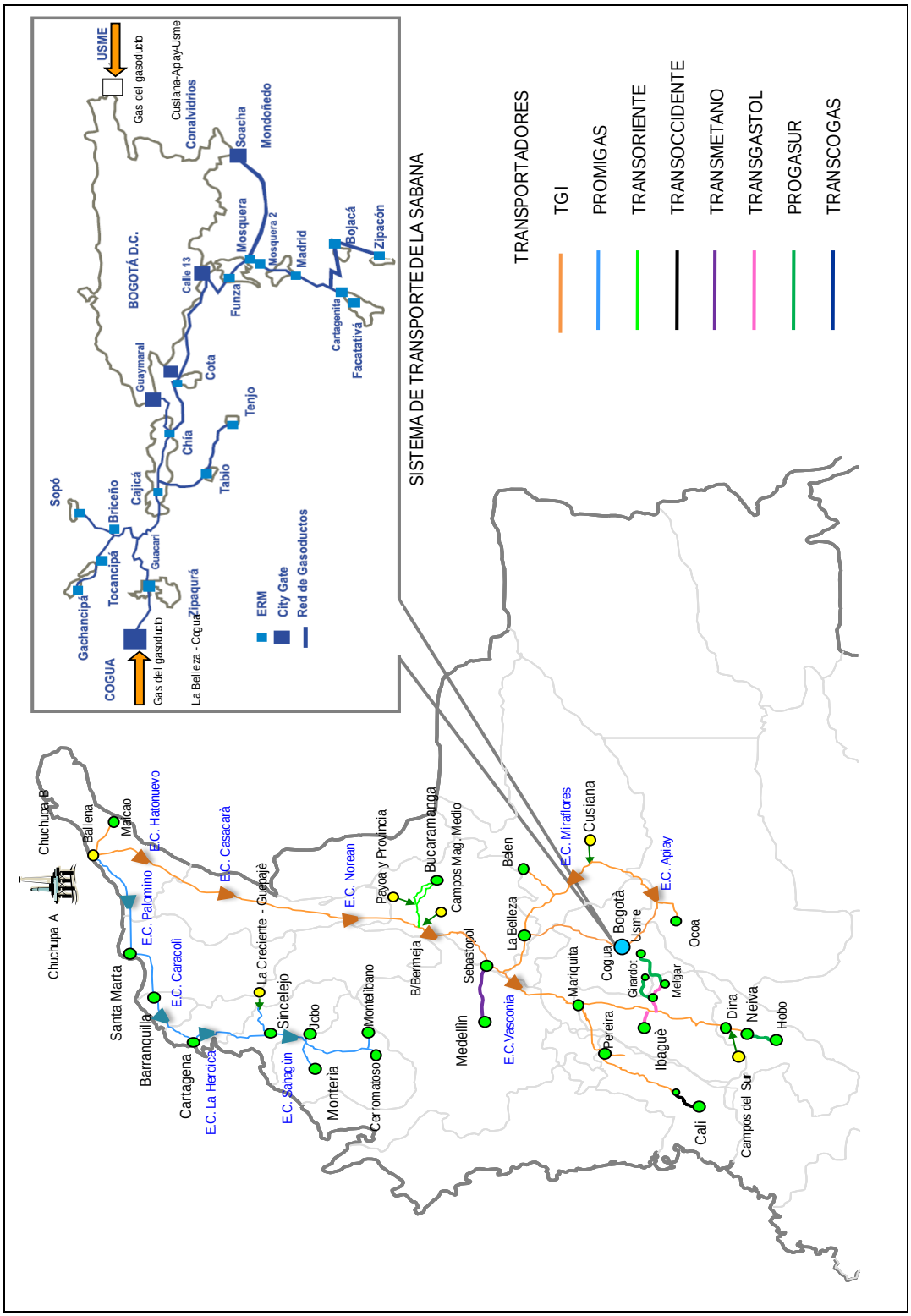


Figura 17. Sistema Nacional de Transporte de Gas.

También se dispone de pequeños subsistemas regionales de transporte, que proveen de gas diferentes regiones, entre los que se tiene: el del sur del departamento del Huila (Neiva-Hobo) propiedad de PROGASUR, Yumbo-Cali perteneciente a TRANSOCCIDENTE, Cogua-Bogotá de TRANSCOGAS, Payoa–Provincia-Bucaramanga de TRANSORIENTE, Sebastopol-Medellín de TRANSMETANO, y la Transportadora Gasoducto del Tolima, TRANSGASTOL, que moviliza el gas en el departamento del Tolima, los cuales se aprecian en la figura 17.

3.4 PROYECTOS DE EXPANSIÒN DEFINIDOS POR LOS TRANSPORTADORES

Teniendo en cuenta los escenarios de demanda calculados por UPME, así como los estudios de mercado realizado por los agentes, éstos últimos han decidido emprender proyectos de expansión de la infraestructura del sistema nacional de gasoductos, con la finalidad de poder atender los crecimientos esperados. Aunque la información relacionada, es base para el desarrollo del presente documento, las capacidades y fechas de entrada de los diferentes proyectos pueden variar de acuerdo con los resultados arrojados por el análisis de la situación de abastecimiento mostrado en el Capítulo 4.

3.4.1 Expansiones Propuestas por TGI S.A. E.S.P. (año 2010)

La empresa TGI ha propuesto la construcción de un Centro de distribución (HUB) de gas en Vasconia y dos proyectos de expansión de los gasoductos que reciben el gas desde La Guajira y Cusiana.

3.4.1.1 Expansión del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja[2]

El proyecto de expansión del gasoducto Ballena - Barrancabermeja tiene por objeto aumentar la capacidad de transporte tramo en 70 MPCD, pasando de una capacidad actual de 190 MPCD a 260 MPCD en el año 2010. La expansión de la capacidad de este gasoducto se obtendrá como resultado del incremento de la presión del gas en los tubos, a través de la instalación de nuevas estaciones de compresión y aumento de la potencia de las ya existentes.

El proyecto demandará inversiones cercanas a USD 145 millones, para la adquisición de tres (3) estaciones compresoras nuevas y la repotenciación de las cuatro (4) existentes, con lo cual el sistema alcanzará una potencia total instalada de 94.240 HP. En la tabla 7 y en la figura 18 se ilustra el proyecto de ampliación del gasoducto Ballena – Barrancabermeja.

- *Construcción de tres (3) nuevas estaciones compresoras:*
  - La Jagua del Pilar, Guajira (km 160)
  - Curumaní, Cesar (km 321)
  - San Alberto, Cesar (km 499)

[2] Información TGI para el plan de abastecimiento de gas natural. Comunicado No. 2009-126-001605-2. Abril 7 de 2009.

- *Ampliación y adecuación de estaciones compresoras existentes:*
  - Hatonuevo, Guajira
  - Casacará, Cesar
  - Norean, Cesar
  - Barrancabermeja, Santander

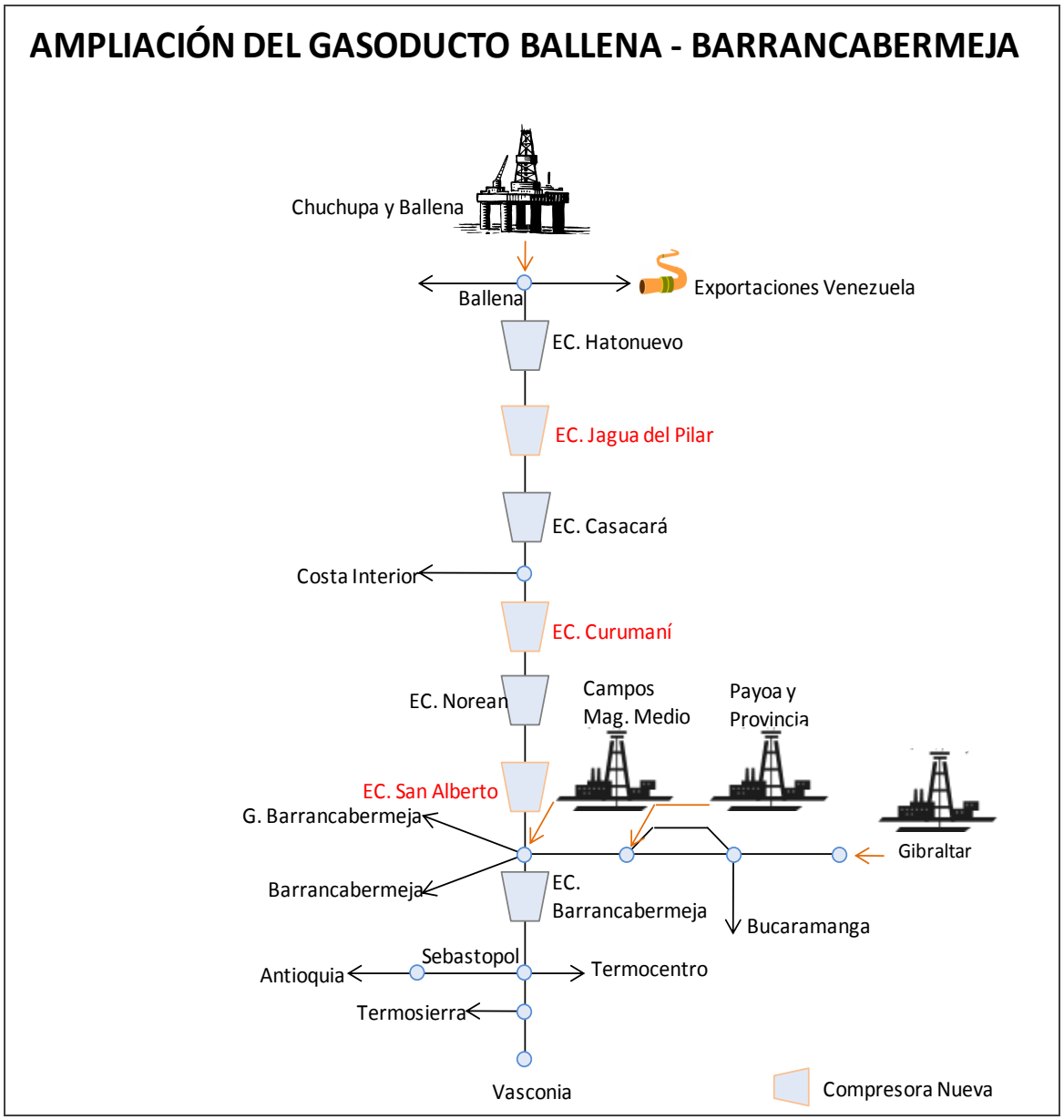


Figura 18. Topología de la Ampliación del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja

.

Tabla 7. Características Técnicas del Proyecto de Expansión del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD ACTUAL (AÑO 2009)			CAPACIDAD DESPUÉS DE AMPLIACIÓN (AÑO 2010)					RANGO DE OPERACIÓN		AMPLIACIONES FUTURAS
		FLUJO (MPCD)	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (HP)	FLUJO (MPCD)	PRESIÓN SUCCIÓN (PSIG)	PRESIÓN DESCARGA (PSIG)	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (HP)	PRESIÓN SUCCIÓN (PSIG)	PRESIÓN DESCARGA (PSIG)	
Ampliación Estación Hatonuevo Km 79 (Existente)	Municipio Hatonuevo, Departamento de La Guajira, en el KM 79 del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, sobre la vía Hatonuevo – Riohacha (costado derecho a borde de carretera) aproximadamente a 5 km del casco urbano de Hatonuevo	190	3	6675	260	680	1200	5	13775	600 - 900	1050 - 1200	
Estación Jagua del Pilar Km 160 (Nueva)	Vereda Globo Marquesote del Municipio de la Jagua del Pilar, Departamento de la Guajira, sobre la vía que conduce desde la Paz hacia Villanueva, en el kilómetro 10, en un desvío de 500 metros al costado occidental de la vía frente a la trampa de raspadores del gasoducto Ballena-Barrancabermeja en el KM 160.	…	…	…	258	600	1200	4	14200	550 - 850	1050 - 1200	Los cabezales de tubería, filtros principales, medidores y sistema de tea deben ser dimensionados para que a futuro cada estación de compresión maneje un flujo de 330 MMPCD.
Ampliación Estación Casacará Km 239 (Existente)	Municipio de Agustín Codazzi en el Departamento del Cesar. La estación se encuentra ubicada cerca del corregimiento de Casacará, vereda Begoña en el KM 239 del gasoducto Ballena – Barrancabermeja.	180	5	8400	248	650	1200	7	11760	600 - 850	1050 - 1200	
Estación Curumaní Km 321 (Nueva)	Vereda Guaymaral del Municipio de Curumaní, Departamento del Cesar, a 5 kilómetros de la vía principal frente a la trampa de raspadores del gasoducto Ballena-Barrancabermeja en el KM 321.	…	…	…	247	600	1200	4	14200	550 - 850	1050 - 1200	
Ampliación Estación Norean Km 412 (Existente)	Municipio de Gamarra, Departamento del Cesar, aproximadamente a 10 Km. al norte del caserío Noreán (sobre la vía Aguachica – Santa Marta). La estación se encuentra en el sector conocido como Mahoma en el KM 412 del gasoducto Ballena – Barrancabermeja.	175	3	10650	246	560	1200	5	15975	520 - 850	1050 - 1200	
Estación San Alberto Km 498 (Nueva)	vereda la Llana del Municipio de San Alberto, Departamento del Cesar, a 17 kilómetros sobre el costado derecho de la vía que conduce desde San Alberto a La Lizama a la altura del puente que pasa sobre el Río San Alberto, aproximadamente en el KM 498 del gasoducto.	…	…	…	245	600	1200	4	14200	550 - 850	1050 - 1200	
Ampliación Estación Barrancabermeja Km 578.8 (Existente)	(Centro Operacional de Gas de Barrancabermeja COGB). En la estación compresora de Barrancabermeja el flujo total es una mezcla del gas Guajira con 20 MPCD de gas proveniente del campo Gibraltar.	150	4	5520	230	650	1150	7	10560	600 - 850	1050 - 1200	

Fuente:
(a) "Proyectos de Expansión 2009 – 2011". Presentación de TGI en el congreso Naturgas. Cartagena Abril 2 y 3 de 2009.
(b) Diseño, construcción, ampliación y puesta en operación de las estaciones compresoras requeridas para el proyecto de expansión desde Cusiana y el proyecto de expansión desde Ballena. Solicitud publica de ofertas splo-gpr-0396-2009

3.4.1.2 Expansión del Gasoducto desde Cusiana[3]

El proyecto de expansión permitirá aumentar la capacidad de transporte desde Cusiana en 180 MPCD, pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una capacidad de 390 MPCD. Este proyecto será desarrollado en dos fases, de manera similar con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana.

La primera fase considera un aumento a 280 MPCD y se espera que en operación en el primer trimestre de 2010. La segunda fase habilitará la infraestructura para movilizar 390 MPCD, se estima estará en operación en el último trimestre de 2010. La inversión total considerada en las dos fases es de USD 425 millones, aproximadamente.

La fase I del proyecto consiste en:

- Construcción de estaciones compresoras:
  - Puente Guillermo, Santander (km 188)
  - Padua, Tolima (km 38 gasoducto Mariquita – Cali)
- Ampliación y adecuación de estaciones compresoras:
  - Miraflores, Boyacá
  - Vasconia, Boyacá
- Construcción de gasoductos paralelos al existente (loops):
  - Loop Samacá – Santa Sofía (Diámetro 20” y longitud 37 km)
  - Loop El Camilo – Vasconia (Diámetro 16” y longitud 58 km)
- Centro de distribución de gas HUB de Vasconia

La fase II del proyecto contempla:

- Construcción de estaciones compresoras:
  - Mariquita, Tolima (km 293 gasoducto Barrancabermeja – Neiva)
- Adición de potencia de estaciones compresoras:
  - Puente Guillermo, Santander
- Construcción de gasoductos paralelos al existente (loops):
  - Loops Cusiana – Puente Guillermo (diámetro 20” y longitud 151 km)
    - Loop Cusiana – Samacá
    - Loop Santa Sofía – Puente Guillermo
  - Loop la Belleza – El Camilo (diámetro 16” y longitud 34 km)
  - Loops Mariquita – Neiva (diámetro 6” y longitud 39 km)

En las figuras 19 y 20 se ilustra el proyecto de ampliación desde Cusiana, fase I y II respectivamente. Las características técnicas de los loops requeridos en el proyecto de expansión desde Cusiana se muestran en la tabla 8. Las condiciones de diseño de las nuevas estaciones de Puente Guillermo, Padua, Mariquita y las estaciones existentes de Miraflores y Vasconia se describen en las tablas 9 y 10 para cada una de las fases del proyecto de expansión del gasoducto desde Cusiana.

[3] Información TGI para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Comunicado No. 2009-126-001605-2. Abril 7 de 2009.

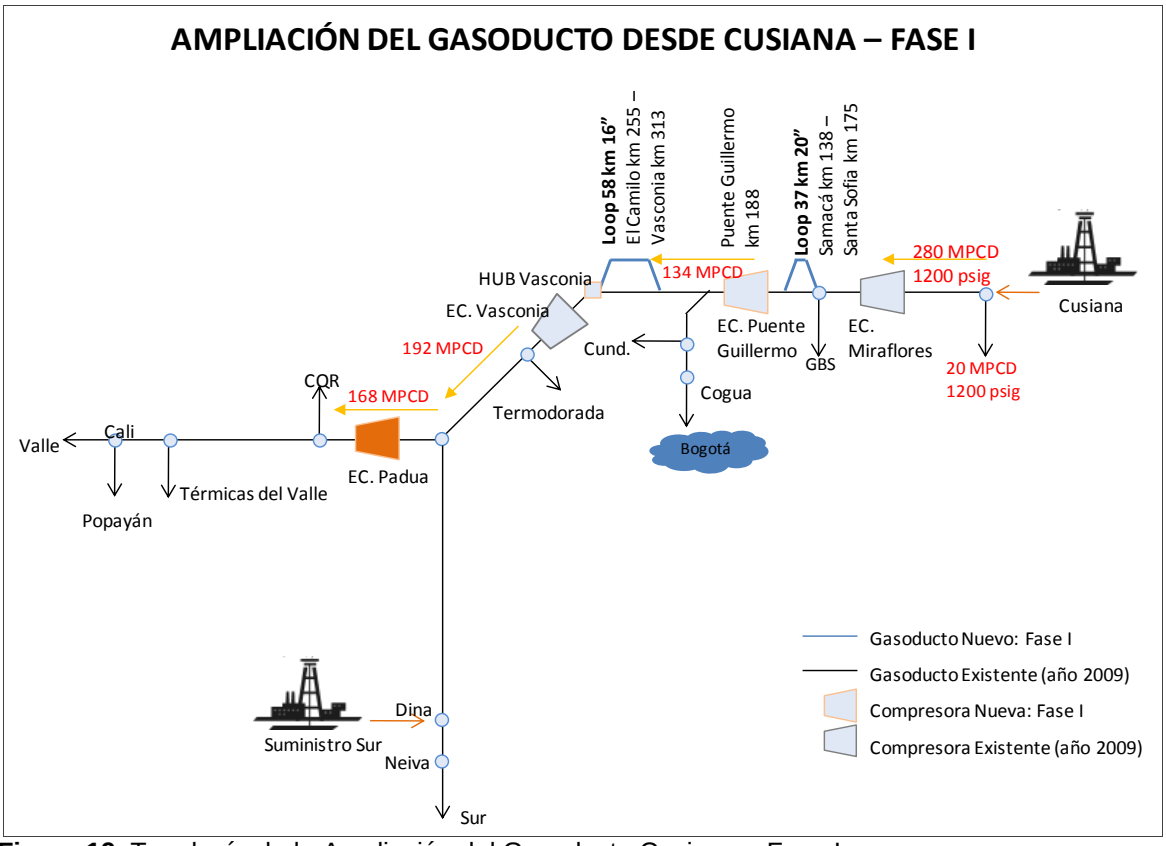


Figura 19. Topología de la Ampliación del Gasoducto Cusiana – Fase I.

Tabla 8. Características Técnicas de los Gasoductos Paralelos (loops) proyecto Cusiana[4].

PROYECTO AL QUE ESTÁ ASOCIADO	GASODUCTO	AÑO	DISTANCIA (km)	DIAMETRO (PULGADAS)
Expansión del gasoducto desde Cusiana - FASE I	Loop Samacá - Santa Sofía	2010	37	20
	Loop El Camilo - Vasconia	2010	58	16
Expansión del gasoducto desde Cusiana - FASE II	Loop Cusiana - Miraflores	2010	86	20
	Loop Miraflores - Samacá	2010	52	20
	Loop Santa Sofía - Puente Guillermo	2010	13	20
	Loop La Belleza - El Camilo	2010	34	16
	Loop Mariquita - Km 316	2010	23	6
	Loop Dina - Tello	2010	16	6

[4] Tomado de: (a) "Proyectos de Expansión 2009 – 2011".Presentación TGI en congreso NATURGAS. Cartagena 2009 y (b) proyecto de expansión Cusiana y proyecto de expansión Ballena. Solicitud publica de ofertas splo-gpr-0396-2009.

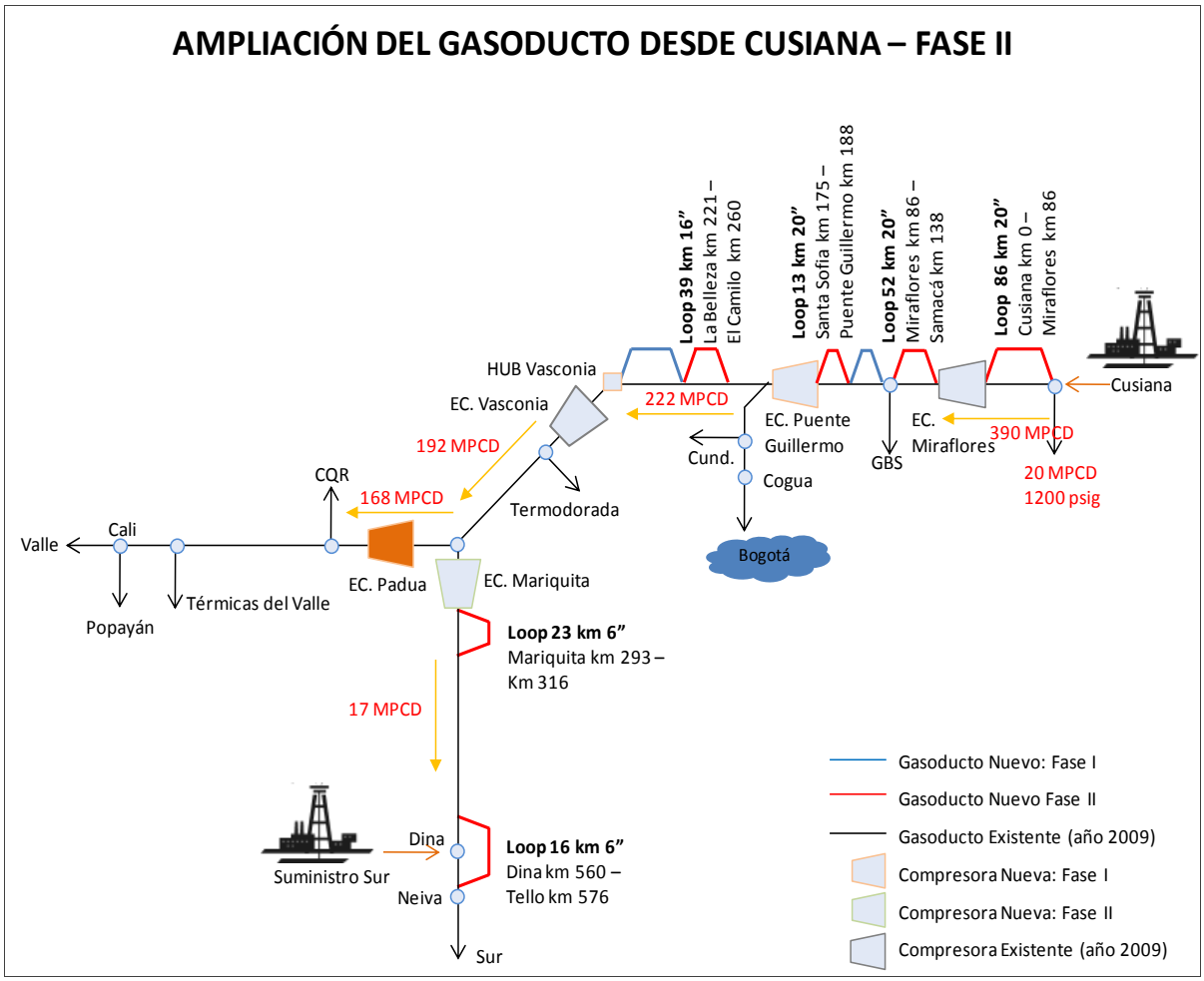


Figura 20. Topología de la Ampliación del Gasoducto Cusiana – Fase II.

Tabla 9. Características Técnicas de las Estaciones de Compresión del Proyecto de Expansión del Gasoducto desde Cusiana – Fase I.

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD ACTUAL (AÑO 2009)			CAPACIDAD DESPUÉS DE AMPLIACIÓN (AÑO 2010)					RANGO DE OPERACIÓN		OBSERVACIONES Y AMPLIACIONES FUTURAS
		FLUJO (MPCD)	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (HP)	FLUJO (MPCD)	PRESIÓN SUCCIÓN (PSIG)	PRESIÓN DESCARGA (PSIG)	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (HP)	PRESIÓN SUCCIÓN (PSIG)	PRESIÓN DESCARGA (PSIG)	
Ampliación Estación Miraflores Km 86 (Existente)	Municipio de Miraflores en el Departamento de Boyacá, ubicada frente a la estación de bombeo del oleoducto OCENSA, en el PK 86 (PK 0 en Cusiana) del gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza.	210	2	6670	390	670	1200	5	17320	500 - 900	1050 - 1200	Los cabezales de tubería, filtros principales, medidores y sistema de tea se dimensionaron para que a futuro la estación de compresión maneje un flujo de 460 MPCD
Estación Puente Guillermo Km 188 (Nueva)	Vereda Otero del Municipio de Puente Nacional, Departamento de Santander, aproximadamente a 400 metros de la válvula de derivación Otero del gasoducto Cusiana - El Porvenir – La Belleza en el KM 188 (KM 0 en Cusiana)	…	…	…	150	650	1200	4	9480	600 - 900	1050 - 1200	Los cabezales de succión y descarga de la estación se deben diseñar de tal forma que permitan comprimir flujo para las siguientes opciones: **Desde Cusiana:** ☐ Comprimir hacia Cogua y hacia Vasconia ☐ Comprimir únicamente hacia Cogua ☐ Comprimir únicamente hacia Vasconia. ☐ Por flujo natural **Desde Vasconia:** ☐ Comprimir únicamente hacia Cogua
Ampliación Estación Vasconia (Existente)	Municipio de Puerto Boyacá en el Departamento de Boyacá, localizados aproximadamente a 15 kilómetros por la vía Puerto Boyacá – Puerto Serviez, frente a la estación Vasconia de Ecopetrol.	120	3	8550	192	700	1200	4	10920	600 - 900	1050 - 1200	Los cabezales de tubería, filtros principales, medidores y sistema de tea deben ser dimensionados para que a futuro la estación de compresión maneje un flujo de 260 MPCD
Estación Padua Km 38 (Nueva)	Municipio de Herveo, Departamento del Tolima, en el KM 38 (KM 0 en Manquita) del gasoducto Manquita – Cali. La estación se encuentra aproximadamente a 400 metros del centro poblado de Padua, sobre la vía Manquita - Manizales	…	…	…	168	650	1100	5	8400	600 - 900	950 - 1200	Los cabezales de tubería, filtros principales, medidores y sistema de tea se dimensionaron para que a futuro la estación de compresión maneje un flujo de 260 MPCD

Fuente:
(a) "Proyectos de Expansión 2009 – 2011". Presentación de TGI en el congreso Naturgas. Cartagena Abril 2 y 3 de 2009.
(b) Diseño, construcción, ampliación y puesta en operación de las estaciones compresoras requenidas para el proyecto de expansión desde Cusiana y el proyecto de expansión desde Ballena. Solicitud publica de ofertas splo-gpr-0396-2009

Tabla 10. Características Técnicas de las Estaciones de Compresión del Proyecto de Expansión del Gasoducto desde Cusiana – Fase II.

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD ACTUAL (AÑO 2009)			CAPACIDAD DESPUÉS DE AMPLIACIÓN (AÑO 2010)					RANGO DE OPERACIÓN		OBSERVACIONES Y AMPLIACIONES FUTURAS
		FLUJO (MPCD)	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (HP)	FLUJO (MPCD)	PRESIÓN SUCCIÓN (PSIG)	PRESIÓN DESCARGA (PSIG)	UNIDADES	POTENCIA INSTALADA (HP)	PRESIÓN SUCCIÓN (PSIG)	PRESIÓN DESCARGA (PSIG)	
Estación Puente Guillermo Km 188 (Nueva)	Vereda Otero del Municipio de Puente Nacional, Departamento de Santander, aproximadamente a 400 metros de la válvula de derivación Otero del gasoducto Cusiana - El Porvenir – La Belleza en el KM 188 (KM 0 en Cusiana)	…	…	…	380	730	1200	3	16590	600 - 900	1050 - 1200	Los cabezales de tubería, filtros principales, medidores y sistema de tea se dimensionaron para que a futuro la estación de compresión maneje un flujo de 450 MPCD
Estación Mariquita Km 293 (Nueva)	Centro Operacional de Gas de Mariquita, ubicado en el municipio de Mariquita en el Departamento del Tolima, kilómetro 3 sobre la vía hacia la vereda El Caucho, en el KM 293 del gasoducto Centro Oriente (KM 0 en Barrancabermeja)	…	…	…	20	830	1200	2	1760	700 - 1030	1050 - 1200	

Fuente:
(a) "Proyectos de Expansión 2009 – 2011". Presentación de TGI en el congreso Naturgas. Cartagena Abril 2 y 3 de 2009.
(b) Diseño, construcción, ampliación y puesta en operación de las estaciones compresoras requeridas para el proyecto de expansión desde Cusiana y el proyecto de expansión desde Ballena. Solicitud publica de ofertas splo-gpr-0396-2009

3.4.1.3 Centro de Distribución (HUB) de gas Vasconia[5]

El Centro de distribución de gas (HUB[6]) consiste en un arreglo de tuberías, válvulas, equipos y accesorios que permiten el recibo, filtración, medición, regulación, distribución y entrega de gas de Cusiana, Ballena y del Alto Magdalena al sistema de transporte. Este sistema estará ubicado en Vasconia, con una longitud de 0,8 km entre la estación compresora y el HUB. La figura 23 presenta un diagrama del HUB.

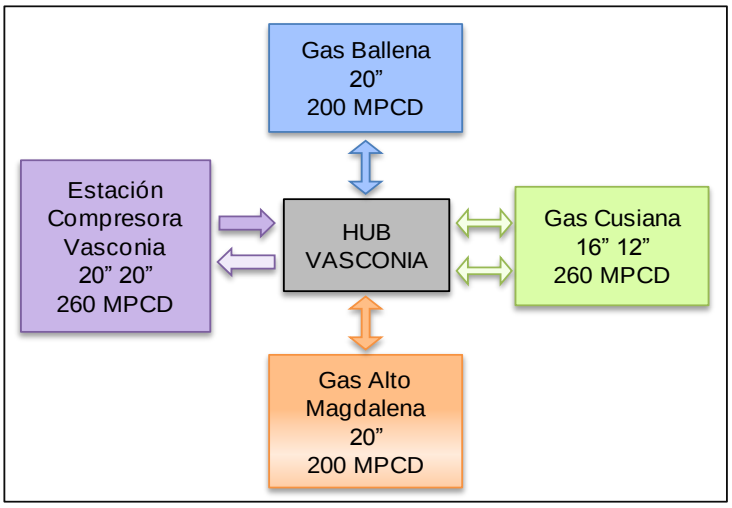


Figura 21. Centro de Distribución (HUB) de Gas de Vasconia.

El Centro de distribución (HUB) de gas Vasconia, como parte del proyecto de expansión de los gasoductos de la transportadora TGI durante el año 2010, se caracterizará por:

- Recibir flujos de gas a unas condiciones de diseño de 260 MPCD de Gas Cusiana llegando por dos líneas, una de 12" existente y otra de 16" como loop desde la estación compresora Puente Guillermo.
- Recibir 200 MPCD de gas Ballena desde la estación compresora Barrancabermeja en una línea de 20" existente.
- Recibir 200 MPCD de gas del Alto Magdalena desde la estación compresora de Mariquita en una tubería de 20" existente.

Este sistema debe operar por flujo natural en función de los siguientes arreglos:

- ➲ Mezclar los gases Cusiana y Ballena provenientes de las estaciones compresoras de Puente Guillermo y Barrancabermeja en dirección a la estación compresora Mariquita.
- ➲ Mezclar los gases Ballena y Alto Magdalena de las estaciones compresoras de Barrancabermeja y Mariquita en dirección a la estación compresora Puente Guillermo.
- ➲ Mezclar los gases Cusiana y Alto Magdalena de las estaciones compresoras de Puente Guillermo y Mariquita en dirección a la estación compresora Barrancabermeja.

[5] Tomado de: Diseño, construcción, ampliación y puesta en operación de las estaciones compresoras requeridas para el proyecto de expansión de Cusiana y de Ballena. Solicitud publica de ofertas splo-gpr-0396-2009.

6 Sitios de intercambio donde se cruzan gasoductos.

- Desde la estación compresora Puente Guillermo hasta las estaciones compresoras de Barrancabermeja y/o Mariquita.
- Desde la estación compresora Barrancabermeja hasta las estaciones compresoras de Puente Guillermo y/o Mariquita.
- Desde la estación compresora Mariquita hasta las estaciones compresoras de Puente Guillermo y/o Barrancabermeja.

Además este sistema debe funcionar con compresión desde la estación Vasconia, cumpliendo los siguientes arreglos:

- Comprimir la mezcla de gas Cusiana y gas Ballena provenientes de las estaciones compresoras de Puente Guillermo y Barrancabermeja respectivamente hacia la estación compresora de Mariquita.
- Comprimir la mezcla de gas Ballena y gas del Alto Magdalena proveniente de las estaciones compresoras de Barrancabermeja y Mariquita respectivamente hacia la estación compresora de Puente Guillermo.
- Comprimir la mezcla de gas Cusiana y gas del Alto Magdalena proveniente de las estaciones compresoras de Puente Guillermo y Mariquita respectivamente hacia la estación compresora de Barrancabermeja.
- Comprimir gas Cusiana proveniente de la estación compresora Puente Guillermo en dirección hacia las estaciones compresoras de Barrancabermeja y/o Mariquita.
- Comprimir gas Ballena proveniente de la estación compresora Barrancabermeja hacia las estaciones compresoras de Puente Guillermo y/o Mariquita.
- Comprimir gas de Alto Magdalena de la estación compresora Mariquita hacia las estaciones compresoras de Puente Guillermo y/o Barrancabermeja.

3.4.2 Expansiones Propuestas por TRANSORIENTE (2010 – 2012)[7]

La empresa TRANSORIENTE ha proyectado la entrada en operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga con una capacidad de 45 MPCD en diciembre de 210. Sin embargo, dependiendo de la producción del campo Gibraltar, se podrá ampliar la capacidad del gasoducto en el rango de 60 a 100 MPCD hacia el año 2012, mediante la instalación de un sistema de compresión en la ciudad de Bucaramanga. La tabla 11 detalla los proyectos de expansión.

El gasoducto tendrá una longitud de 174,8 km y un diámetro de 12” y servirá para transportar el gas de los campos de Gibraltar, hasta Bucaramanga y Barrancabermeja en contraflujo a través de los gasoductos existentes de propiedad de TRANSORIENTE. Se estima la inversión del proyecto en USD 97,5 millones y beneficiará el oriente colombiano. El gasoducto cruzará la cordillera oriental, alcanzando una altura de 3.900 metros sobre el nivel del mar.

[7] Información Transoriente para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Comunicado No. 2009-126-001071-2. Marzo 10 de 2009.

Tabla 11. Especificaciones técnicas de los proyectos de expansión de Transoriente.

TIPO DE INFRAESTRUCTURA	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	NODO AGUAS ARRIBA		NODO AGUAS ABAJO		DIMENSIONES					CAPACIDAD	FECHA PREVISTA ENTRADA OPERACIÓN
		NOMBRE	ELEVACIÓN (pies)	NOMBRE	ELEVACIÓN (pies)	LONGITUD (km)	DIAMETRO EXTERNO (pulgadas)	DIAMETRO INTERNO (pulgadas)	ESPESOR PARED (pulgadas)			
Gasoducto	Construcción	Gibraltar	2005	B/manga	2238	174.8	12.75	12.25	0.25		45 MPCD	2010
Sistema de compresión	Aumento de capacidad del gasoducto mediante la instalación de un sistema de compresión	B/manga	2238	B/manga	2238	NA	NA	NA	NA		Gasoducto: entre 60 y 100 MPCD. Compresión: 3500 HP	2012

3.4.3 Expansiones Propuestas por PROGASUR S.A. E.S.P. (2010 – 2011)[8]

En la tabla 12 se presentan los proyectos de expansión propuestos por la empresa PROGRASUR para su sistema de gasoductos en el periodo 2010 – 2011.

Tabla 12. Especificaciones Técnicas de los Proyectos de Expansión de PROGASUR

TIPO DE INFRAESTRUCTURA	UBICACION	DIMENSIONES		CAPACIDAD	ENTRADA EN OPERACION
		LONGITUD (km)	DIÁMETRO (Pulgadas)		
Gasoducto	Cali - Popayán	116.7	4	3.73	2010
Gasoducto	Sardinata- Cúcuta	68.2	4	4.3	2010
Sistema Compresión	Guando - Fusagasugá	NA	NA	1.2	2011

En junio de 2009, se iniciaron las obras de construcción del gasoducto Cali – Popayán y se espera finalizar 13 meses después. La inversión estimada asciende a USD 16 millones. Con este proyecto, se espera beneficiar un total de 111.000 nuevos usuarios de municipios ubicados en le Valle del Cauca y Cauca.

El gasoducto se extiende a lo largo de 116,7 kilómetros (km), en tubería de acero de 4”, conectando la ciudad de Popayán con el sistema de transporte Mariquita – Cali, integrándose al sistema nacional de transporte de gas natural con una capacidad para transportar 3,7 MPCD.

3.4.4 Expansiones Propuestas por TRANSGASTOL (2014)[9]

Para los sistemas de transporte Buenos Aires – Ibagué y Chicoral-Flandes, se estima la construcción e instalación de dos (2) sistemas de compresión. Estas serán ubicadas en cada estación de transferencia entre transportadores, donde se recibe el gas en custodia por parte del transportador TGI S.A. E.S.P.

La Estación de Transferencia de Buenos Aires, se encuentra ubicada en el corregimiento de Buenos Aires a 18 km de la ciudad de Ibagué, suministrando el servicio de transporte de gas natural para el distribuidor de la zona (Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.), estaciones GNV e industria. La Estación de Transferencia de Chicoral, ubicada en el municipio del Guamo a 27 km de Flandes, transporta el gas natural de la zona, el cual abastece los municipios del Espinal, Flandes, Girardot, Melgar y Carmen de Apicalá, además de estaciones de GNV e industria. Cada sistema de compresión tendrá una capacidad de 6 MPCD a una presión máxima de 500 PSIg y la fecha de entrada en operación se estima para el año 2014.

[8] Información PROGASUR para el plan de abastecimiento de gas natural. Comunicado No. 2009-126-001087-2. Marzo 11 de 2009.

[9] Información TRANSGASTOL para el plan de abastecimiento de gas natural. Comunicado No. 2009-126-001152-2. Marzo 16 de 2009.

3.4.5 Expansiones Propuestas por TRANSCOGAS[10]

La empresa TRANSCOGAS tiene cerca de 150 km de redes (entre troncales, ramales y derivaciones de distintos diámetros), que alimentan 18 municipios de la Sabana de Bogotá y al Distrito Capital por cuatro entradas.

Como consecuencia de la expansión de los gasoductos de TGI desde Cusiana hasta La Belleza (loops y compresión en Puente Guillermo) se dispondrá en Cogua, punto de entrada del gas a la red de TRANSCOGAS, con un aumento de presión en dos etapas (450 y 500 PSIg). Estos incrementos permitirán ampliación en la capacidad de transporte hasta 220 MPCD de gas, para atender la demanda de la Sabana de Bogotá y la zona Cundiboyacense, así como los nuevos Remitentes de la región.

3.4.6 Costo total de las Inversiones Propuestas por los Transportadores

El costo aproximado de las inversiones propuestas por los transportadores en el periodo 2010 -2014 se aproxima a los USD 700 millones (ver tabla 13). En la figura 22 se muestra el Sistema Nacional de Transporte del Interior con la nueva infraestructura de transporte proyectadas en el periodo 2010 – 2014 por parte de los transportadores.

Tabla 13. Costos de las Inversiones en Infraestructuras Propuestas por los Agentes

PROYECTO	TRANSPORTADOR	AÑO	INVERSION (USD)
Expansión del gasoducto Ballena - Barrancabermeja	TGI E.S.P.	2010	145.000.000
Expansión Gasoducto Cusiana Fase I y II	TGI E.S.P.	2010	425.000.000
Gasoducto Gibraltar - Bucaramanga	TRANSORIENTE	2010	97.500.000
Sistema de Compresión gasoducto Gibraltar - Bucaramanga	TRANSORIENTE	2012	2.500.000
Gasoducto Cali - Popayán	PROGASUR	2010	16.056.285
Gasoducto Sardinata - Cúcuta	PROGASUR	2010	12.500.000
Sistema de Compresión Guando - Fusagasugá	PROGASUR	2011	765.470
Sistema de Compresión gasoducto Buenos Aires - Ibagué	TRANSGASTOL	2014	900.000
Sistema de Compresión gasoducto Chicoral - Flandes	TRANSGASTOL	2014	900.000
TOTAL INVERSIÓN PROYECTADA POR LOS TRANSPORTADORES (2010 - 2014)			**701.121.755**

[10] Información TRANSCOGAS para el plan de abastecimiento de gas natural. Comunicado No. 2009-126-001132-2. Marzo 13 de 2009.

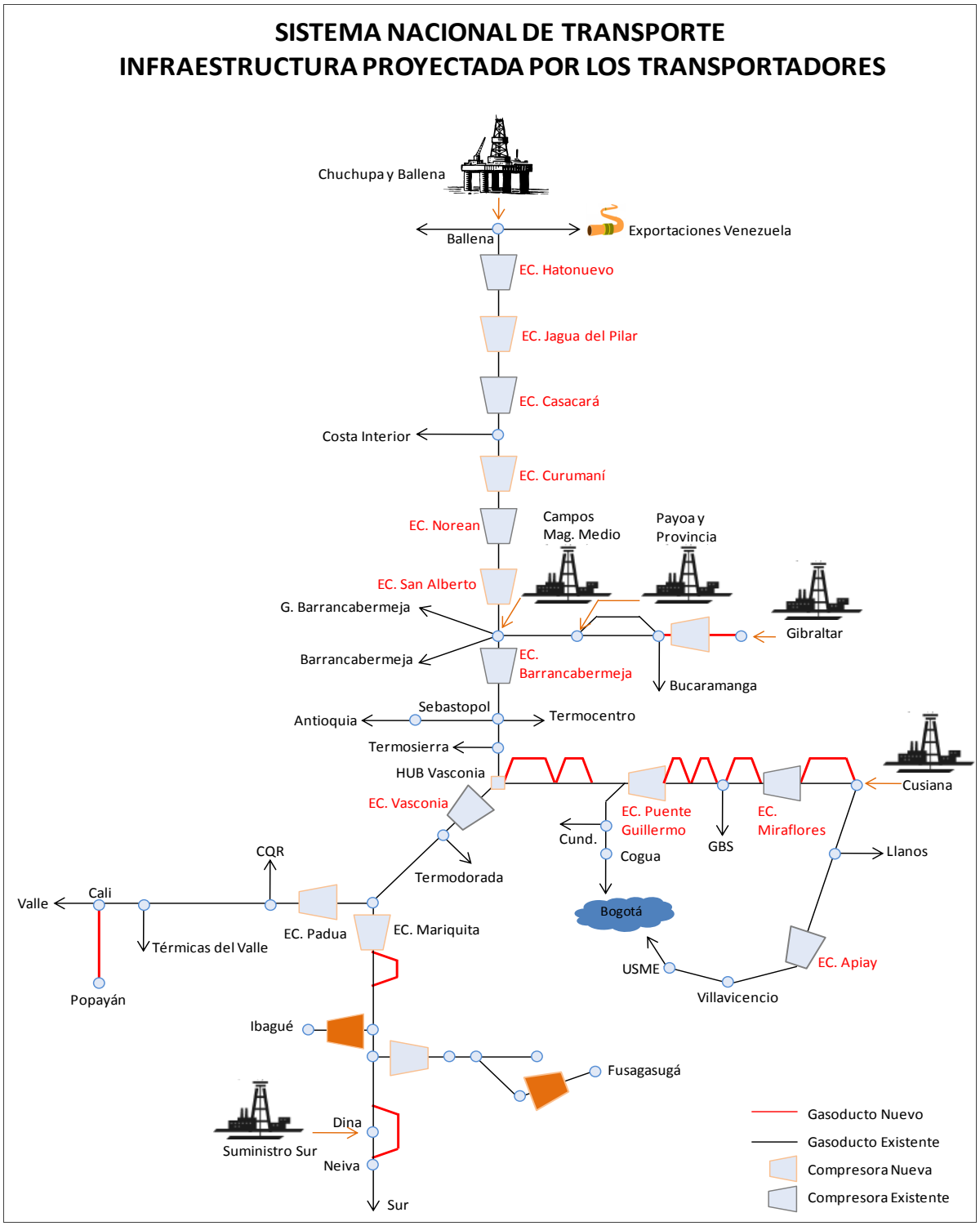


Figura 22. Sistema Nacional de Transporte con Nuevas Infraestructuras Propuesta

4. SITUACION DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

En este capítulo se presenta un análisis de la situación de abastecimiento del país, iniciando con la evaluación del comportamiento de las reservas, la relación reservas producción o factor R/P y la disponibilidad de gas para los escenarios de demanda considerados. Adicionalmente, se realiza una evaluación de la situación de los contratos en relación con la disponibilidad de gas en el horizonte de planeación.

4.1 COMPORTAMIENTO DE LAS RESERVAS DE GAS vs LA DEMANDA ESPERADA

De acuerdo con la información suministrada por el Ministerio de Minas y Energía, a 31 de diciembre de 2008, las reservas totales de gas natural ascendían 6,38 Tera Píes Cúbicos (TPC), de las cuales 4,38 TPC correspondían a la categoría de reservas probadas disponibles para su uso y 2 TPC a la de reservas no probadas.

Para efectos del cumplimiento del Decreto 2687 de 2008, respecto al cálculo del factor R/P de Referencia, se efectuarán dos análisis, el primero considerando la totalidad de las reservas probadas y en segunda instancia solamente las reservas remanentes de los campos que efectivamente se encuentran interconectados con el Sistema Nacional de Transporte de gas natural. Lo anterior teniendo en cuenta que la legislación no hace diferencia en tal sentido.

A continuación, se presenta el análisis del comportamiento de las reservas probadas (remanentes) y del factor R/P, incluyendo la totalidad de los campos existentes, las cuales se concentran geográficamente en dos regiones, en donde se encuentra más del 70% del total nacional, la primera en Guajira en los campos de Chuchupa y Ballenas y la segunda en la región del Piedemonte Llanero en los campos Cusiana y Cupiagua.

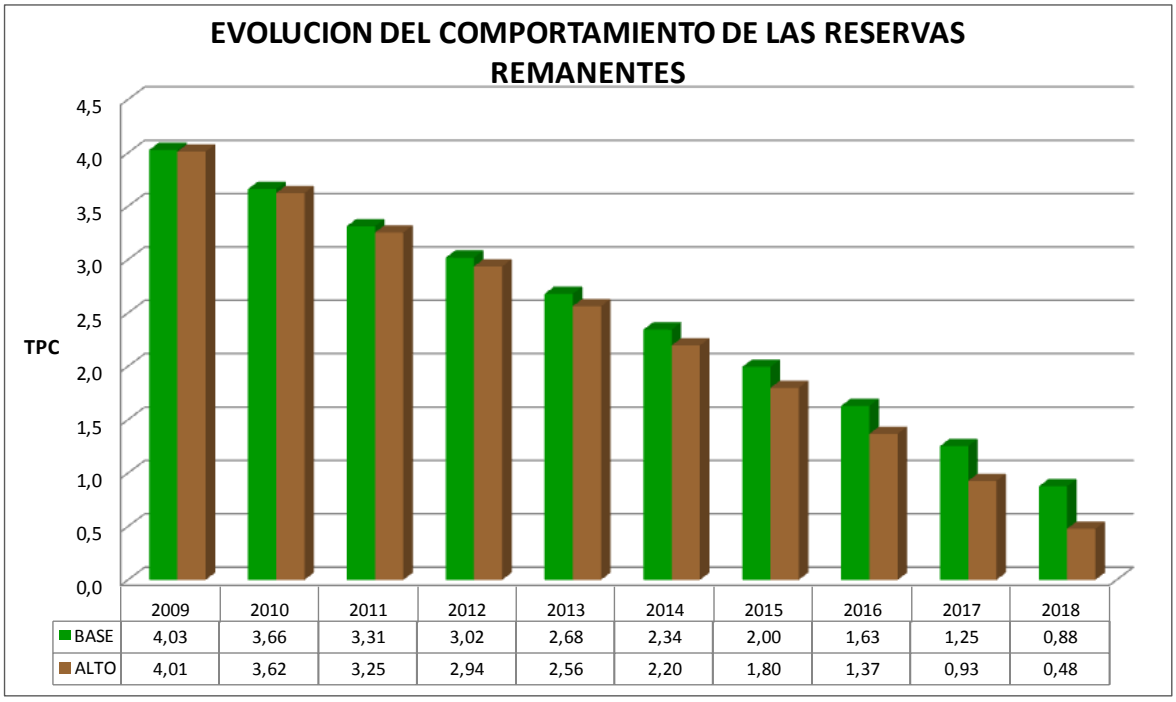
En términos regionales, la Costa Atlántica agrupa el 63,5% de las reservas probadas remanentes y el Interior del país el restante 36,5%. Dichos valores incluyen todos los requerimientos de gas natural necesarios para el desarrollo de las operaciones de producción y transporte, es decir que para el cálculo de la disponibilidad efectiva, es necesario descontar el gas de operación en las cantidades reportadas mediante la Resolución Minminas 180261 del 23 de febrero del 2009.

Tomando como referencia los escenarios de demanda expuestos en el capítulo tres, se determinó el comportamiento de las reservas remanentes y del factor R/P a nivel nacional y luego se desagregó por regiones en el periodo de 2009 – 2018, sin la incorporación de nuevos hallazgos, resultados que se presentan a continuación.

Es importante resaltar, que en el análisis anterior no se encuentran incluidas las reservas no probadas de gas natural que corresponden a un 50% más de las reservas probadas del país. Estas reservas se encuentran localizadas principalmente en el departamento del

Casanare donde existe actualmente infraestructura de transporte o puede desarrollarse, realizando inversiones importantes.
La incertidumbre asociada a estas reservas no probadas deberá ser evaluada y determinada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para definir cuando podrían considerarse reservas probadas, con lo cual se podrá extender la autosuficiencia en materia de gas natural.

La figura 23 presenta la evolución de las reservas probadas remanentes totales, descontadas las necesidades de la demanda y los volúmenes para las operaciones de producción y transporte, donde los resultados indican que al finalizar el horizonte de estudio (2018), en el escenario base se dispondría de 0,88 TPC, es decir se consumirían 3,15 TPC en 10 años, mientras que en escenario alto, el volumen aprovechable restante sería de 0,48 TPC con un consumo de 3,53 TPC, un 12,1% más que lo requerido en el escenario base.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	4,03	3,66	3,31	3,02	2,68	2,34	2,00	1,63	1,25	0,88
ALTO	4,01	3,62	3,25	2,94	2,56	2,20	1,80	1,37	0,93	0,48

Figura 23. Comportamiento futuro de las reservas sin nuevos hallazgos, Total Nacional.

De otra parte, el factor R/P proyectado con base en las reservas probadas, indica que en el 2018, este se reduce a un nivel de 2,3 años en el escenario base y a 1,1 años en el escenario alto, durante el mismo periodo. Evolución que se presenta en la figura 24.

Con los resultados obtenidos puede pensarse que existe factibilidad de continuar con las exportaciones hasta por dos años más dependiendo del escenario que se esté analizando. Sin embargo, tomar decisiones de tal magnitud implica considerar otros elementos como el comportamiento de la demanda y la expansión del Sistema Nacional de Transporte, entre otros.

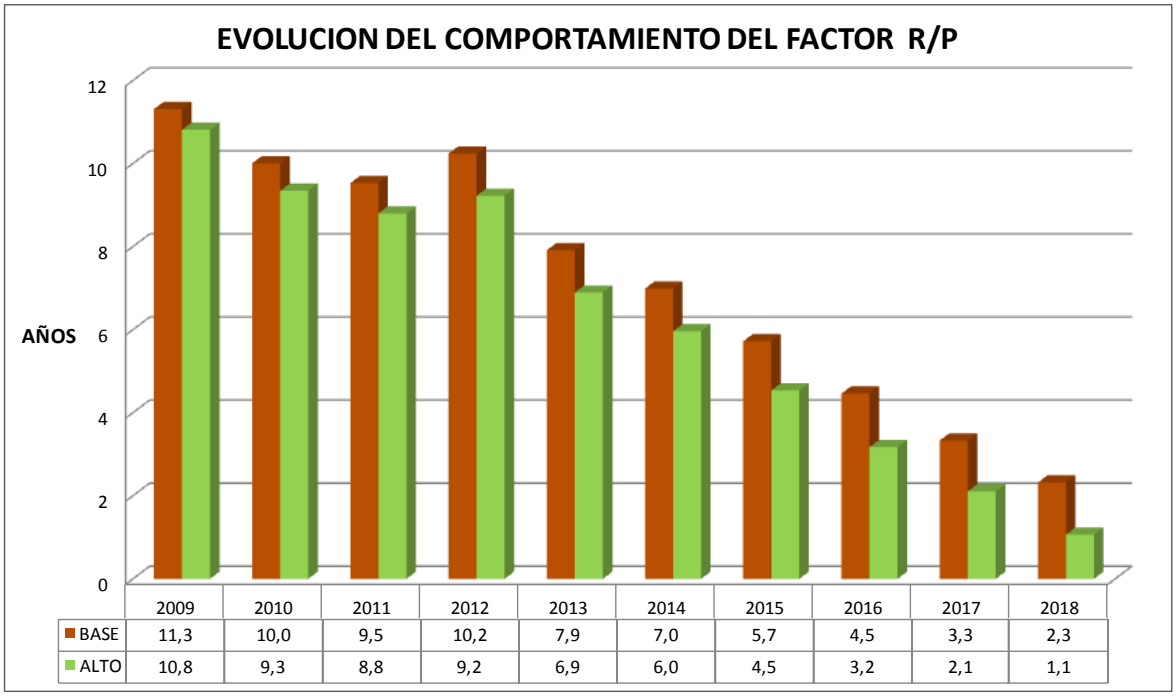


Figura 24. Comportamiento del Factor R/P, Total Nacional.

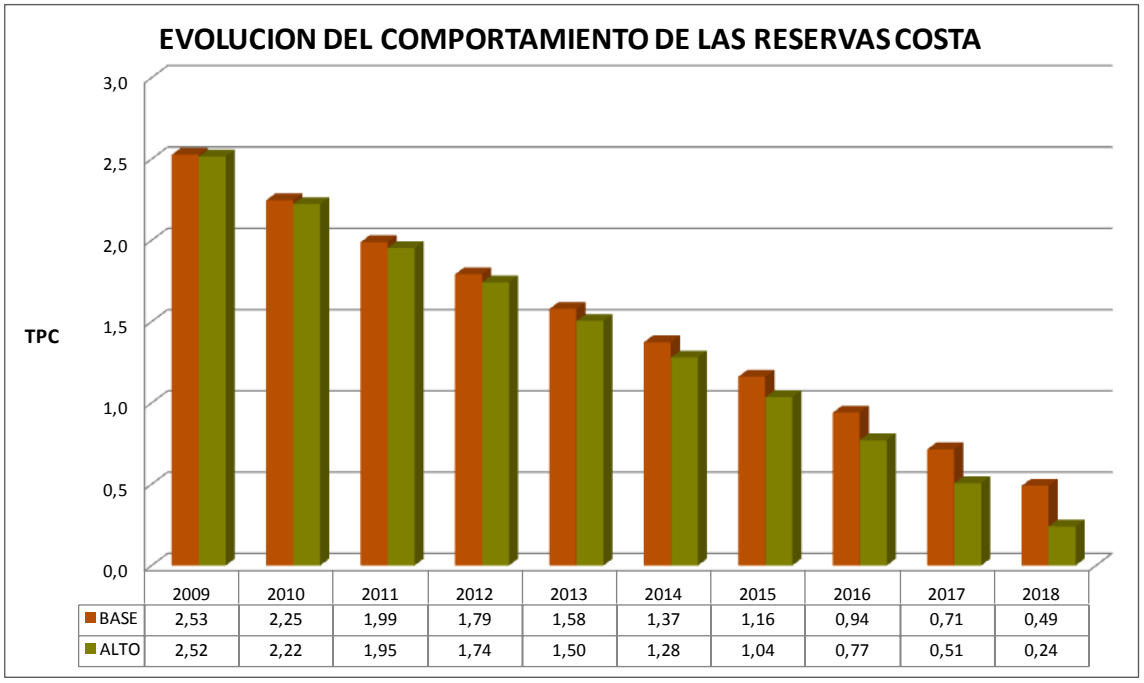
La tendencia decreciente que se presenta en los dos escenarios de reservas analizados, solo puede ser revertida si se adiciona un volumen importante de estas a partir del 2010, esto debido a que el país puede tener reservas pero su capacidad de producción no es suficiente para cubrir la demanda, tema que se desarrolla en el numeral 4.3, que pueden ser estimadas tomando como criterio de suficiencia el periodo de tiempo que se desea sostener.

Dicha suficiencia de abastecimiento desde el punto de vista de la oferta, es aquel tiempo necesario para que en caso de contar con descubrimientos de gas natural se desarrolle la infraestructura necesaria para su extracción o en caso contrario, para adelantar las negociaciones e inversiones requeridas para su importación. Si se toma como referencia los tiempos acordados por la ANH para la etapa exploratoria, así como el periodo que tomó el proceso de la interconexión gasífera entre Colombia y Venezuela, este lapso estaría entre 7 y 10 años.

Analizando la figura 24 se puede concluir que desde el punto de vista de reservas remanentes y considerando los tiempos de desarrollo de nuevos hallazgos, el 2013 seria la fecha límite para que se incorpore oferta adicional a partir de nuevos descubrimientos, de lo contrario, sería esta la fecha límite desde el punto de vista del factor R/P, para tomar la decisión de un proyecto de importación por regasificación, sin embargo este criterio no es suficiente para la toma de decisión, ya que se debe realizar un análisis del balance oferta demandan a la luz de la capacidad real de producción de los campos, evaluación que se efectúa en el capítulo cinco.

Las figuras 25 y 26 presentan el comportamiento de las reservas remanentes, desagregadas regionalmente Costa Atlántica e Interior del país. Es importante resaltar que para calcular el comportamiento de las reservas de la Costa se adiciona a la demanda de la Costa la capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, y así mismo esta capacidad, se descuenta de la demanda del Interior para realizar el mismo cálculo.

Las reservas remanentes en la Costa permiten la atención de la demanda generada en dicha región durante los próximos 10 años y finaliza el periodo de estudio con cerca de medio Tera de reservas, considerando el escenario base. En el caso del escenario alto, las reservas de la Costa se reducen un poco más y finaliza el periodo con una cantidad aproximada a un cuarto de TPC, es decir la mitad de calculado en el escenario base.

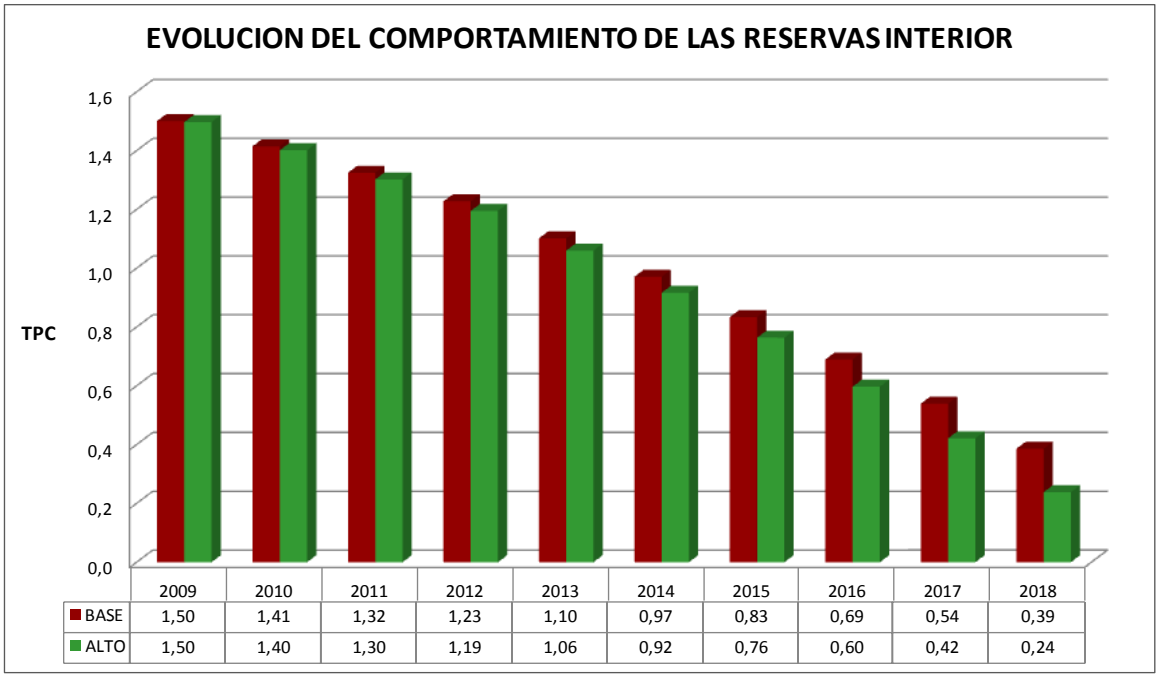


	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	2,53	2,25	1,99	1,79	1,58	1,37	1,16	0,94	0,71	0,49
ALTO	2,52	2,22	1,95	1,74	1,50	1,28	1,04	0,77	0,51	0,24

Figura 25. Comportamiento Futuro de las Reservas en la Costa Atlántica sin Nuevos Hallazgos.

Por su parte en el Interior, es notable el comportamiento decreciente de las reservas para atender la demanda de ésta región. Mientras que el en Interior la tasa de extracción hasta el 2018 se aproxima al 91% en el escenario base, en la Costa dicha tasa se acera al 84% para el mismo escenario durante el mismo lapso ver figura 26.

Los análisis señalan que al finalizar el periodo de estudio, las reservas del Interior del país se reducen un 73.4% en el escenario base y un 84.1% en el escenario alto, descontadas la reservas aportadas por la Costa para mantener el balance. En el caso del escenario alto, las reservas del Interior, permitirán abastecimiento hasta el 2018 con un remanente mucho menor que en el caso de la Costa Atlántica.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	1,50	1,41	1,32	1,23	1,10	0,97	0,83	0,69	0,54	0,39
ALTO	1,50	1,40	1,30	1,19	1,06	0,92	0,76	0,60	0,42	0,24

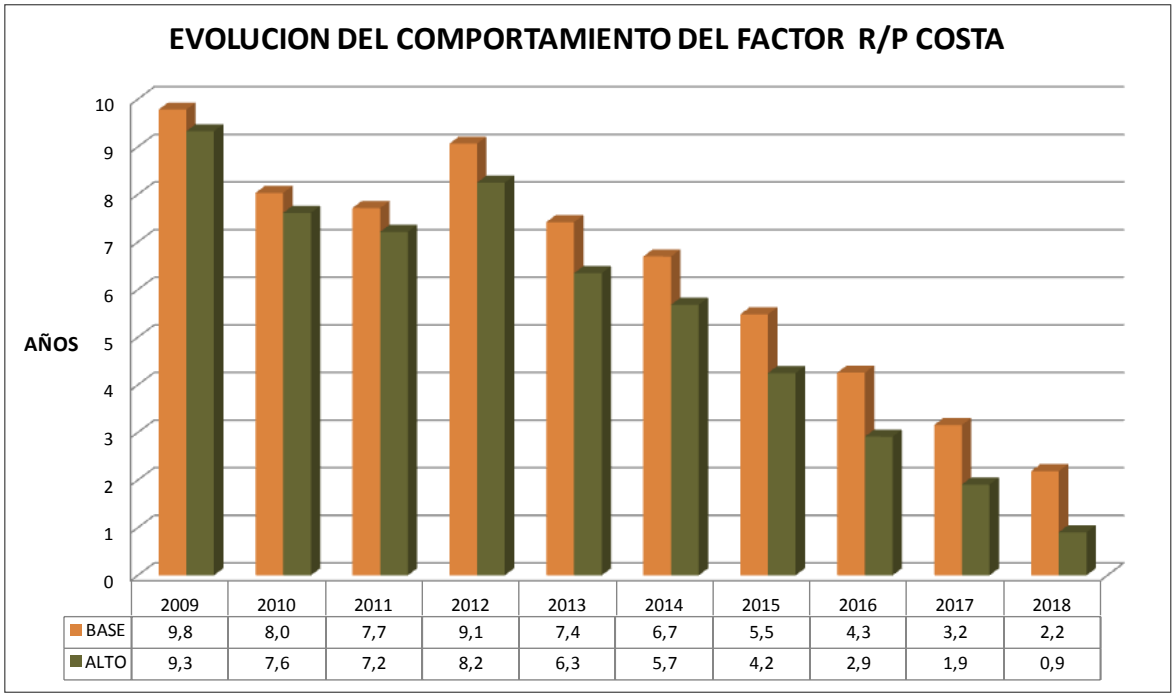
Figura 26. Comportamiento Futuro de las Reservas en el Interior del País sin Nuevos Hallazgos.

Bajo la óptica de reservas remanentes se puede manifestar que el país cuenta con recursos suficientes tanto en la Costa Atlántica como en el Interior para atender la demanda interna hasta el 2018, considerando los dos ejercicios de proyección.

Con el propósito de verificar el cumplimiento de la regulación sobre el factor R/P, se analizaron los tiempos de disponibilidad de las reservas bajo los dos escenarios de demanda. Regionalmente, se observa que en la Costa dicha relación, incluyendo las exportaciones a Venezuela, pasa de 9.8 años en 2009 a 2,2 años en el 2018 con la información del escenario base, en tanto que para el escenario alto el factor se reduce a menos de 1 año en el escenario alto, como se puede observar en la figura 27.

Es de anotar que durante el año 2012 se presenta un comportamiento atípico en la región de la Costa, por cuanto la relación R/P se eleva en los dos ejercicios de proyección y la razón es la finalización del contrato de exportación a Venezuela, lo cual indica un menor grado de producción. Esto hace que el denominador disminuya y por tanto un mayor valor del indicador, bajo, el supuesto de no incorporación de nuevas reservas de gas. Hacia el año 2013 se alcanza un factor R/P de 7 años para la zona norte.

Observando el comportamiento de las reservas de la Costa, y considerando los tiempos de desarrollo de nuevos hallazgos, el 2014 seria la fecha límite para que se presentaran nuevos descubrimientos, de lo contrario, sería esta la fecha límite para tomar la decisión de un proyecto de importación por regasificación. En el interior esta fecha es en el 2012, teniendo en cuenta el escenario base en las dos regiones.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	9,8	8,0	7,7	9,1	7,4	6,7	5,5	4,3	3,2	2,2
ALTO	9,3	7,6	7,2	8,2	6,3	5,7	4,2	2,9	1,9	0,9

Figura 27. Comportamiento del Factor R/P en la Costa Atlántica.

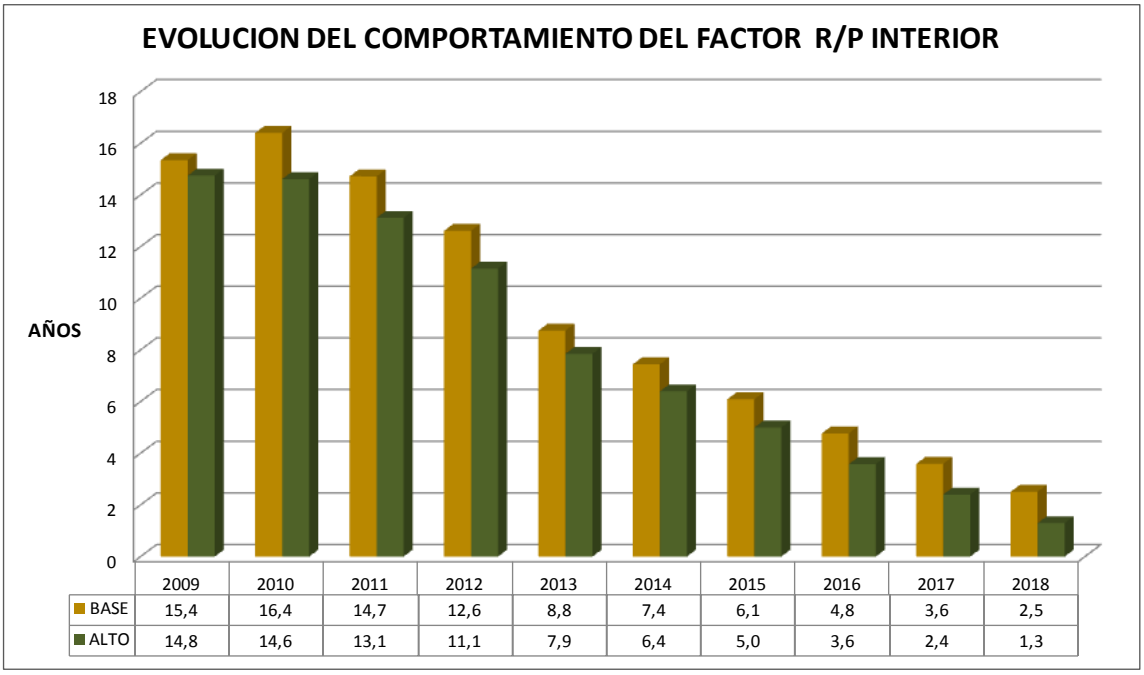
En el Interior del país, el comportamiento del indicador R/P muestra un reducción acelerada, pues inicia en 2009 con 15,4 años y 14.8 en 2009 y finaliza en 2,5 y 1,3 años en el 2018, respectivamente. Este comportamiento se explica por el crecimiento de la demanda en el Interior respecto de la Costa para los dos escenarios de planificación, información que se presenta en la figura 28.

En la zona del Interior de manera similar que en la Costa, se presenta observa un incremento del factor R/P pero en el 2010, que se debe a la mayor capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja lo que se refleja en una mayor disponibilidad de gas para el Interior del país y en consecuencia un menor requerimiento de producción del Interior, lo cual ocurre en la actualidad, toda vez que aún no se han dado los aumentos en la capacidad de producción del Interior (área Cusiana). Posteriormente, se presenta un comportamiento constante y declinante de indicador durante el periodo de análisis, ya que las exportaciones no afectan la posición del Interior y persiste el supuesto de ausencia de nuevos hallazgos.

En este caso, el factor R/P de 7 años se alcanza en el 2014 un año después que en la Costa y al finalizar el periodo de estudio, el indicador es ligeramente superior en el Interior. Sin embargo, la regulación hace referencia a las reservas nacionales y no a las regionales.

Como se señaló al inicio de este capítulo, se presenta a continuación el análisis de la situación de las reservas probadas remanentes, del factor R/P y su comportamiento esperado, utilizando solamente la información de los campos conectados al Sistema

Nacional de Transporte de Gas Natural, puesto que son estos, los que finalmente suministran el gas necesario para suplir la demanda nacional.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	15,4	16,4	14,7	12,6	8,8	7,4	6,1	4,8	3,6	2,5
ALTO	14,8	14,6	13,1	11,1	7,9	6,4	5,0	3,6	2,4	1,3

Figura 28. Comportamiento del Factor R/P en el Interior del País.

En la tabla 14 se presenta en forma detallada las reservas de los campos que en la actualidad o en un futuro cercano aportan los volúmenes de gas natural necesarios para suplir las necesidades de la demanda. Dichas reservas alcanzan los 5,79 TPC de los cuales 4,09 corresponden a reservas probadas y 1,69 a reservas no probadas.

De la totalidad de las reservas remanentes hoy interconectadas, en la Costa Atlántica se concentra el 68% y en el Interior del país se encuentra el restante 32%, con un comportamiento irregular en la tasa de restitución de las dichas reservas, pese a la intensa actividad exploratoria de los últimos años y a los cambios de política exploratoria con la adopción de un nuevo modelo de contratación que sustituyó el llamado "*contrato de asociación"* utilizado por ECOPETROL antes de 2004.

La evolución de las reservas remantes indica una permanente declinación hasta el 2005 y luego un incremento por dos años, debido a las inversiones y desarrollos en campos maduros, que permitieron procesos de revaluación de las mismas. No obstante, en el 2008, nuevamente se presentó una tendencia a la baja, la cual, seguramente será revertida en la medida en que se efectúen las inversiones necesarias, para pasar a la categoría de reservas remanentes aquellas que hoy responden al grado de reservas no probadas y que equivalen al 28% de la totalidad.

Tabla 14. Reservas de Gas Natural a 31 de Diciembre de 2008, Campos Conectados al SNT.

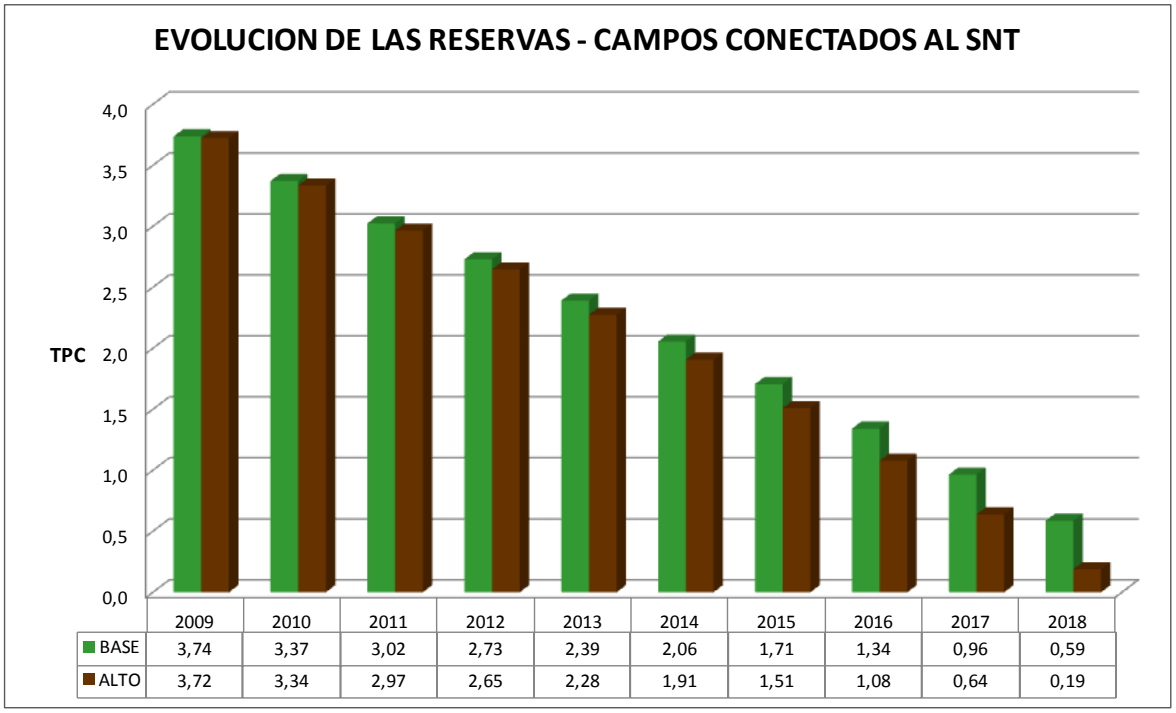
CAMPO	RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS (GPC)	RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS (GPC)	RESERVAS PROBADAS (GPC)	RESERVAS NO PROBADAS (GPC)
Guajira	413.91	1941.06	2354.97	279
Guepajé	3.13	0	3.13	0
La Creciente	399.5	27.2	426.7	27.5
Cusiana	1086.70	0.00	1086.70	1367.39
Gibraltar	0	141.27	141.27	14.67
Yaguarí y Cantagallo	12.09	1.18	13.27	0.05
Gala y Llanito	4.68	1.67	6.35	0
Cira Infantas	0.01	1.41	1.42	2.6
Lisama	7.93	0.14	8.08	0.37
Opón	1.62	0	1.62	0
Abanico	0.82	0	0.82	0
Toqui-Toqui	2.93	0	2.93	0
Maná	1.19	0	1.19	0
Tenay	2.43	0	2.43	3.83
Montañuelo	0.2	0	0.2	0
Provincia	11.63	1.97	13.6	0
Payoa	26.29	3.16	29.46	0
TOTAL	**1975.06**	**2119.06**	**4094.14**	**1695.41**
COSTA	**816.54**	**1968.26**	**2784.8**	**306.5**
INTERIOR	**1158.52**	**150.80**	**1309.34**	**1388.91**

Fuente ANH

Efectuado los cálculos del comportamiento de las reservas probadas remanentes y del factor R/P, con los dos escenarios de demanda presentados anteriormente, tanto a nivel nacional como de manera regional se pueden apreciar resultados que cambian las necesidades de oferta y/o adelanto en las inversiones para incrementar el suministro, particularmente en el Interior del país.

Este ejercicio empleó la misma metodología con respecto a requerimientos de gas para operaciones de producción, y a la demanda de la Costa se le sumó la capacidad del gasoducto Ballena Barrancabermeja, el cual a su vez fue descontado a la demanda del Interior del país.

En la figura 29 se puede observar la evolución de las reservas remanentes de los campos hoy interconectados con el sistema de transporte de gas natural, incluyendo al campo Gibraltar, el cual se vinculará a finales del 2010.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	3,74	3,37	3,02	2,73	2,39	2,06	1,71	1,34	0,96	0,59
ALTO	3,72	3,34	2,97	2,65	2,28	1,91	1,51	1,08	0,64	0,19

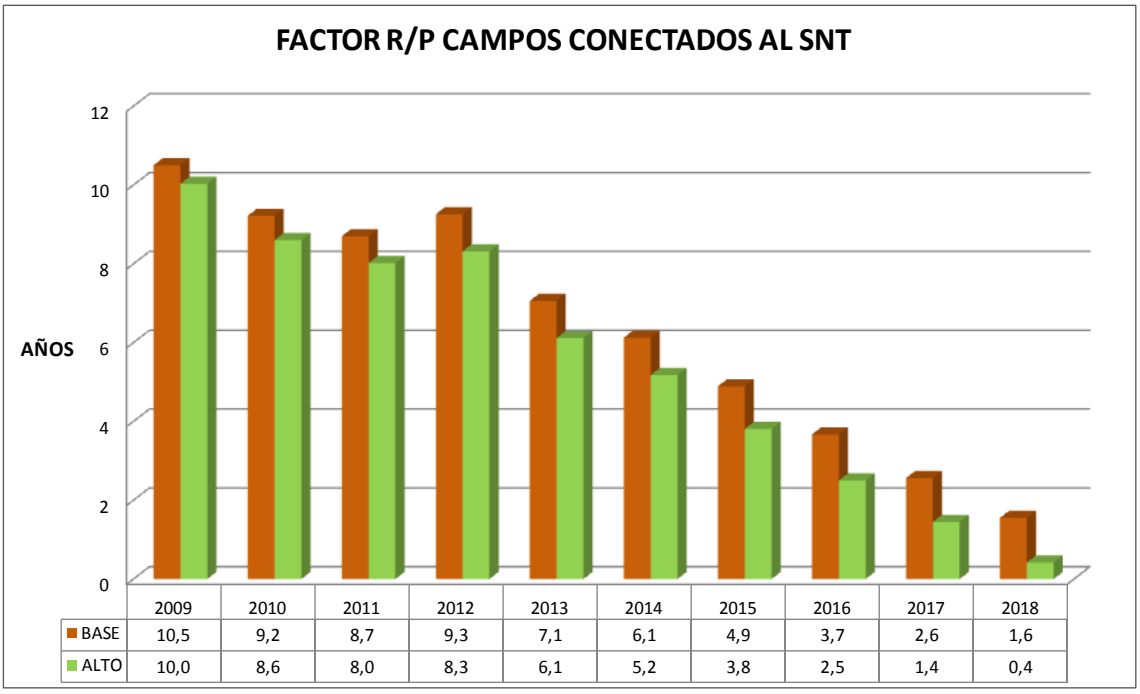
Figura 29. Comportamiento Nacional de las Reservas Remanentes de los Campos Conectados al SNT.

Los resultados indican una disminución de las reservas remanentes bajo los dos escenarios de demanda, que implican finalmente 0,29 TPC menos que en el caso de considerar la totalidad de las reservas remanentes. Es decir, al final del periodo de estudio las reservas que pueden contribuir al sistema tan solo alcanzan los 0,59 TPC en el escenario base, en tanto que el escenario alto el volumen es de 0,19 TPC, lo que equivale a una reducción del 84.3% en el escenario base y 94.9% en el alto, frente al 78% y 88% del ejercicio donde se utilizan la totalidad de las reservas de gas natural del país.

En cuanto al factor R/P es preciso indicar que pasa de 10,5 años en el 2009 a 1,6 años en el 2018, tomando en cuenta el escenario base de demanda, mientras que en el escenario alto finalizará en 0,4 años. En estas circunstancias, el límite de los 7 años se alcanza al finalizar el 2013 bajo el contexto del escenario base y a mediados del mismo año bajo el escenario de demanda alto, tal como se observa en la figura 30.

Por otro lado, el factor R/P en el 2012 se incrementa en razón a la disminución de producción por la finalización de las exportaciones a Venezuela, lo cual hace que el denominador sea menor y en consecuencia el resultado indique una mayor disponibilidad de gas en términos de años.

Reduciéndose los volúmenes de reservas remanentes utilizados en los cálculos, es indiscutible la disminución del factor R/P, llegando a 32.5% con respecto al escenario base considerando la totalidad de las reservas remanentes y de 61.7% en el caso del escenario alto.



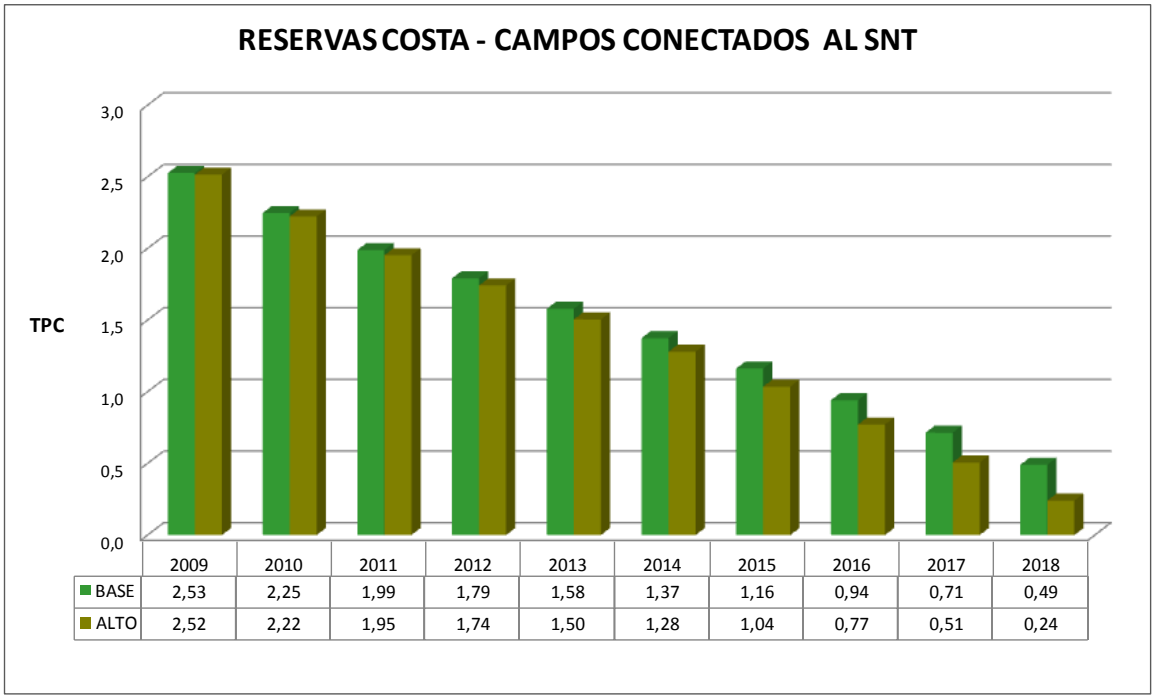
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	10,5	9,2	8,7	9,3	7,1	6,1	4,9	3,7	2,6	1,6
ALTO	10,0	8,6	8,0	8,3	6,1	5,2	3,8	2,5	1,4	0,4

Figura 30. Comportamiento nacional del factor R/P de los campos conectados al SNT

Regionalizando los análisis, con el propósito de apreciar en detalle la situación de cada uno de los dos mercados estudiados, se puede señalar que: en la Costa Atlántica el comportamiento de las reservas remanentes permiten la atención de la demanda en dicha región durante los próximos 10 años y finaliza el periodo de estudio con cerca de medio Tera de reservas, considerando el escenario base, ver figura 31.

Lo anterior significa que la totalidad de las reservas remanentes existentes en la región se encuentran interconectas por el sistema de transporte, toda vez que se llega al mismo nivel observado que en el caso donde se analiza el comportamiento futuro de las reservas remanente de gas natural localizadas en la Costa Atlántica sin nuevos hallazgos y que se representa en la figura 25.

Mientras tanto, el Interior del país presenta cambios que permiten señalar abastecimiento hasta el 2018 en el escenario base y hasta el 2017 en el caso del escenario alto, solo bajo la consideración de disponibilidad de reservas. Sin embargo, es necesario examinar el comportamiento de la producción, para determinar si los valores de esta variable hacen factible el cubrimiento de la totalidad de la demanda, durante el periodo de planeación. En la figura 32 se presenta la evolución de las reservas en la región del Interior, bajo la consideración de los campos conectados al sistema nacional de gasoductos.



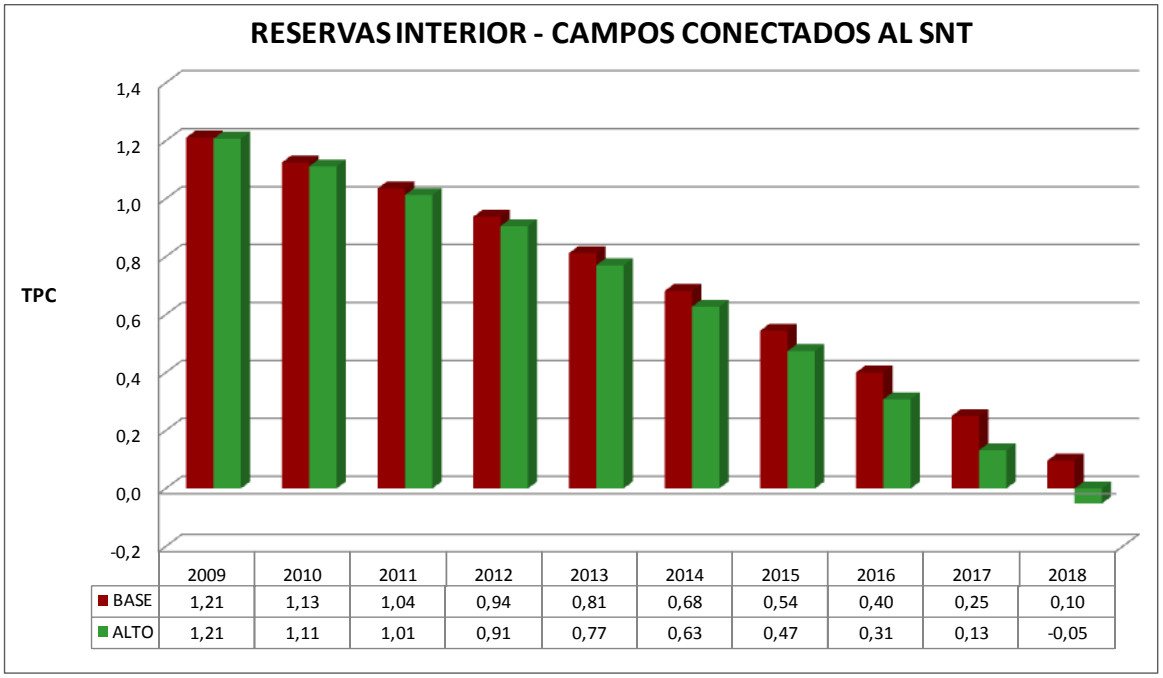
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	2,53	2,25	1,99	1,79	1,58	1,37	1,16	0,94	0,71	0,49
ALTO	2,52	2,22	1,95	1,74	1,50	1,28	1,04	0,77	0,51	0,24

Figura 31. Comportamiento Nacional de las Reservas Remanentes existentes en los Campos de la Costa Conectados al SNT.

Es claro que el margen de reservas es casi nulo, pues al finalizar el 2018, las reservas remanentes del Interior llegan a 0.10 TPC, en el evento del escenario base, y en el escenario alto el año 2017 finaliza con una disponibilidad de 0.13 TPC. Matemáticamente las reservas se reducen un 92% en el escenario base y un 89% en el escenario alto, con cubrimiento tan solo hasta el 2017.

Sin embargo, en 2018 existe alta incertidumbre sobre el abastecimiento pleno de la demanda en el Interior del país utilizando los cálculos de demanda del escenario base, por causa de la disponibilidad de reservas remanentes que llegan a 250 Giga Pies Cúbicos (GPC) al finalizar el 2017.

La declinación de la producción de los campos distintos a Cusiana cuyo valor futuro es una incógnita, de todas maneras permite predecir que los niveles de producción caerán en proporción a la disminución de las reservas y que con tan bajo grado de éstas, será casi imposible atender la creciente demanda. Desde luego en el escenario alto de demanda, la situación presenta mayor dificultad, dado que se requiere un nivel de oferta, superior al del escenario base, lo cual difícilmente se podrá alcanzar, en un contexto de no incorporaciones de reservas.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	1,21	1,13	1,04	0,94	0,81	0,68	0,54	0,40	0,25	0,10
ALTO	1,21	1,11	1,01	0,91	0,77	0,63	0,47	0,31	0,13	-0,05

Figura 32. Comportamiento de las reservas del interior considerando campos conectados al SNT.

La evolución del indicador R/P en la Costa Atlántica en el evento de campos interconectados al sistema nacional de transporte señala que los 7 años establecidos se alcanzan a mediados del 2014 con las proyecciones del escenario base y en el año 2012 considerando el escenario alto de demanda. Comparando los valores resultantes con los del ejercicio donde se tiene en cuenta la totalidad de las reservas, no existe diferencia para la región, ya que las reservas de la Costa están interconectas en su conjunto. La figura 33, presenta el resultado de los cálculos del factor R/P y que es similar al presentado en el gráfico 27.

Efectuando el análisis a la evolución del indicador R/P en el caso del Interior del país, se observa una variación entre 12,4 años al finalizar 2009 y 0,6 en 2018, tomando como origen el escenario de demanda base, mientras que la diferencia en el caso del escenario alto ocurre entre 11.9 años en 2009 y 0,8 años en el 2017, un año antes que en el escenario base.

Vale mencionar que en el caso del Interior del país, el indicador R/P llega a los 7 años, antes de finalizar el 2013, de acuerdo con los cálculos realizados, los cuales se presentan en la figura 34. En resumen, es el Interior del país se presentaría una tasa de agotamiento mayor en el caso de incluir solo las reservas remanentes de gas natural de los campos interconectados. En la realidad este es el caso más factible de ocurrencia, de lo contrario serán grandes las inversiones en infraestructura de transporte necesarias para conectar todos los campos de producción de gas natural.

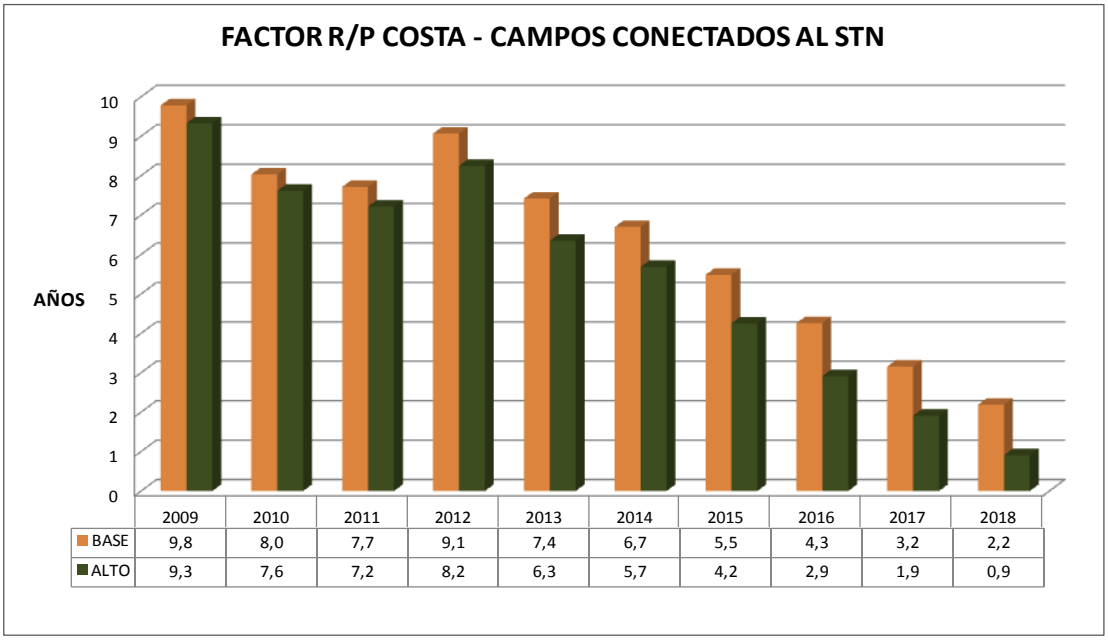


Figura 33. Comportamiento del factor R/P en el interior considerando campos conectados al SNT.

Sin duda, la ocurrencia del escenario alto de demanda ante la ausencia de nuevos hallazgos sería el peor caso posible, por cuanto se generaría una declinación más acelerada que la tendencia simulada y en consecuencia la reducción del factor R/P así como los niveles de producción.

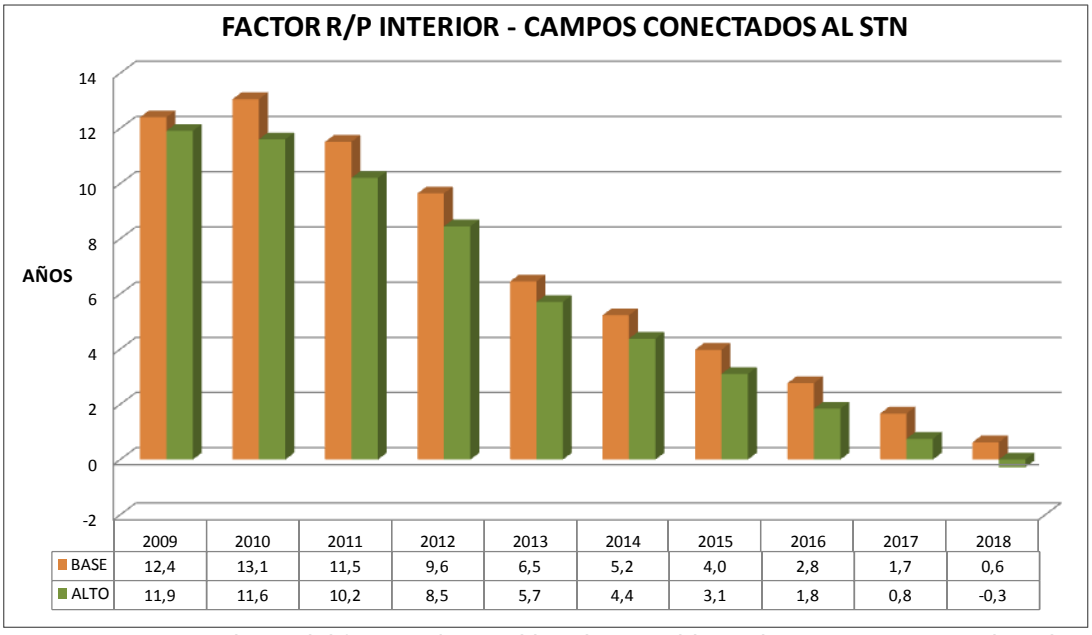


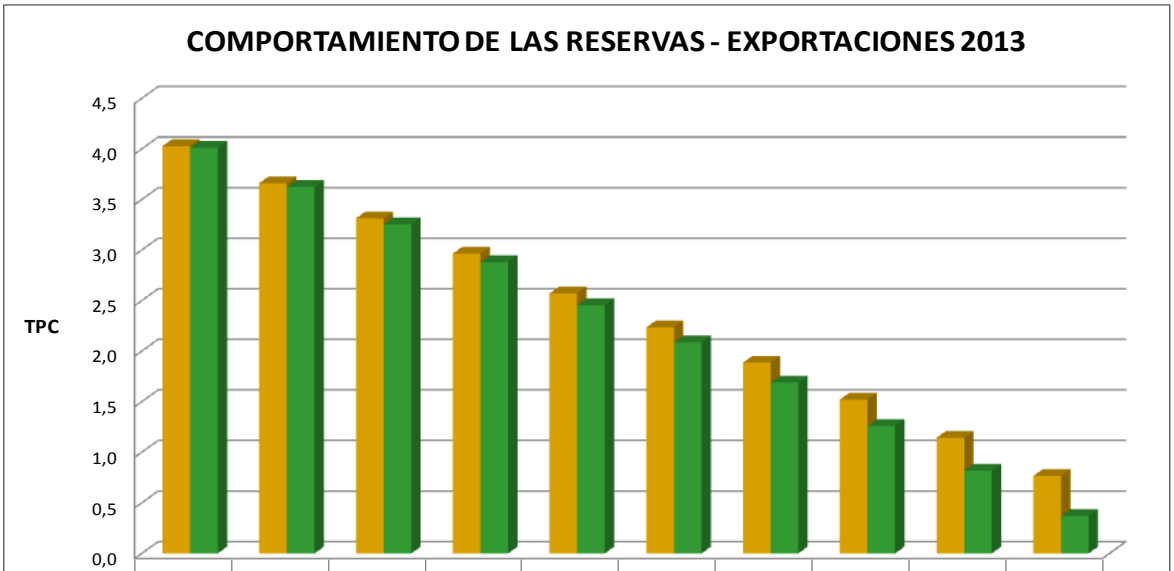
Figura 34. Comportamiento del factor R/P en el interior considerando campos conectados al SNT.

Se debe señalar, la importancia de mantener altos niveles de producción de gas natural para lograr abastecer la demanda, los cuales se satisfacen incrementando reservas ó empleando mecanismos de recuperación secundaria, ya que por efectos de la extracción de fluidos y como parte del ciclo de vida de los yacimientos, al cual está asociada la reducción de la presión, se provoca una disminución en la presión del yacimiento lo que provoca una disminución de la energía natural y por ende una caída en la producción del yacimiento.

4.1.1 Viabilidad de la Extensión de las Exportaciones a Venezuela

Observando la figura 24 donde se presenta la evolución del comportamiento del Factor R/P a nivel nacional considerando la totalidad de las reservas remanentes, ante los dos escenarios de demanda evaluados, se puede apreciar que finalizando el 2011, fecha en la que se terminaría el contrato de exportaciones a Venezuela, el Factor R/P seria de aproximadamente de 9,5 años y 8.8 respectivamente. Esta circunstancia y la alta incertidumbre de para la importación de gas desde Venezuela, debido al atraso en los proyectos de interconexión para suministrar gas a Colombia, hace posible pensar en una extensión de las exportaciones al vecino país.

Para establecer el comportamiento y evolución de las distintas variables en tal evento, se realizó el cálculo de las cantidades y la fecha límite hasta la cual se podrá extender el suministro de gas hacia Venezuela, teniendo en cuenta solo el Factor R/P mínimo de 7 años exigido por la regulación actual.

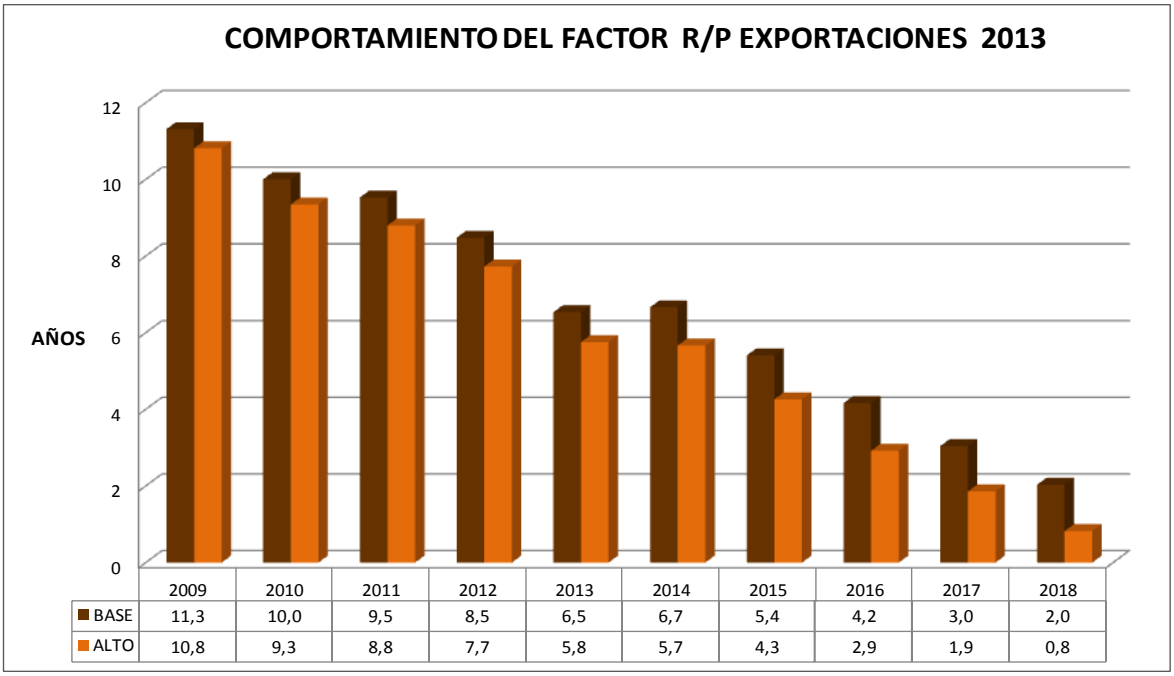


	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	4,03	3,66	3,31	2,96	2,57	2,24	1,89	1,52	1,14	0,77
ALTO	4,01	3,62	3,25	2,88	2,45	2,09	1,69	1,26	0,82	0,37

Figura 35. Comportamiento de las reservas a nivel Nacional con exportaciones a Venezuela hasta diciembre de 2013.

Estimando un suministro adicional de gas hacia Venezuela de 150 MPCD durante los años 2012 y 2013, se encuentra que al finalizar el horizonte de estudio se tendría un 3% menos de reservas remanentes en los dos escenarios, frente al compromiso contractual existente. Eso significa que en dos años el consumo se incrementará en algo más de 100 GPC provenientes en su totalidad de la Costa Atlántica y al finalizar el año 2018 las reservas del país serían de 0,77 TPC en el escenario base y de 0,37 TPC en el escenario alto, tal como se presenta en la gráfica 35.

En este nuevo marco, el factor R/P alcanza los 8,5 y 7,7 años respectivamente, al finalizar el 2012. A la luz del Decreto 2687 de 2008, con cualquiera de estos valores de factor R/P los productores podrán suscribir, perfeccionar o incrementar las cantidades de gas natural de contratos de exportación. Sin embargo, al finalizar el 2013 la situación es un tanto distinta, ya que el indicador no cumpliría con lo establecido por la legislación, dado que los valores alcanzarían 6,5 años en el escenario base y 5,8 años en el escenario alto.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	11,3	10,0	9,5	8,5	6,5	6,7	5,4	4,2	3,0	2,0
ALTO	10,8	9,3	8,8	7,7	5,8	5,7	4,3	2,9	1,9	0,8

Figura 36. Comportamiento del factor R/P a nivel Nacional con exportaciones a Venezuela hasta diciembre de 2013.

Los resultados obtenidos no harían factible extender las exportaciones a Venezuela hasta en 2013, salvo la inclusión de un pequeño volumen de nuevas reservas remanentes, que permitan modificar los cálculos de la relación R/P o que en su defecto durante los próximos dos años los niveles de producción disminuyan con respecto a la estimación efectuada.

Solo en caso antes mencionado las exportaciones de gas hacia Venezuela podrían sostenerse por dos años más hasta el 2013 a un flujo de 150 MPCD. Un cambio en cualquiera de las variables haría inviable el suministro a Venezuela, en razón a la

prioridad existente en la misma regulación, para la atención de la demanda interna del país.

Con base en estos resultados, y teniendo en cuenta la posibilidad de ocurrencia se incluirá esta sensibilidad para efectos del ejercicio de planificación. Dichos escenarios de demanda se muestran en las figuras 37 y 38.

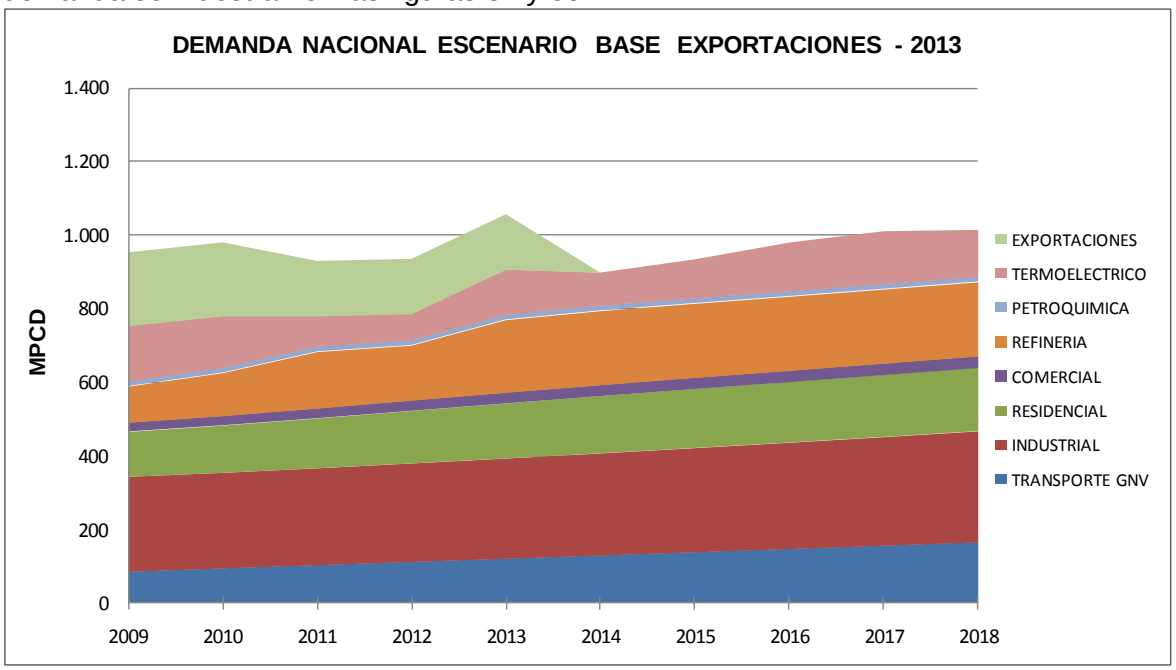


Figura 37. Demanda Nacional con Exportaciones a Venezuela hasta el 2013, Escenario Base.

En el escenario base el máximo nivel de demanda se alcanza en 2013 con cerca de 1080 MPCD, y finaliza el periodo de estudio con cerca de 1020 MPCD, lo cual implica que los supuestos adoptados respecto a esta última demanda merezcan una atención especial, por cuanto los mayores requerimiento de oferta se requieren 5 años antes de finalizado el ejercicio de planificación.

En el escenario alto de demanda, el máximo requerimiento de gas natural se suscita en el 2018, con niveles cercanos a los 1250 MPCD, en tanto que en el año 2013 la demanda a se sitúa en los 1170 MPCD. Ver figura 38.

La diferencia en los dos escenarios indica que el alto supera en promedio en más de 100 MPCD al escenario base, con un máximo de 190 MPCD en el 2018, siendo el sector termoeléctrico el que marca la diferencia. Por su parte los sectores residencial e industrial presentan desviaciones muy pequeñas que en promedio llegan a 12 y 13 MPCD respectivamente, con diferencias puntuales en el último año de proyección que alcanzan los 28 MPCD para el sector industrial y de 20 MPCD en el residencial, durante el mismo 2018.

En cuanto al gas para uso vehicular, se presenta una pequeña diferencia entre los dos escenarios de demanda, con promedio de 14 MPCD en el horizonte de estudio y máximo de 24 MPCD en el 2018.

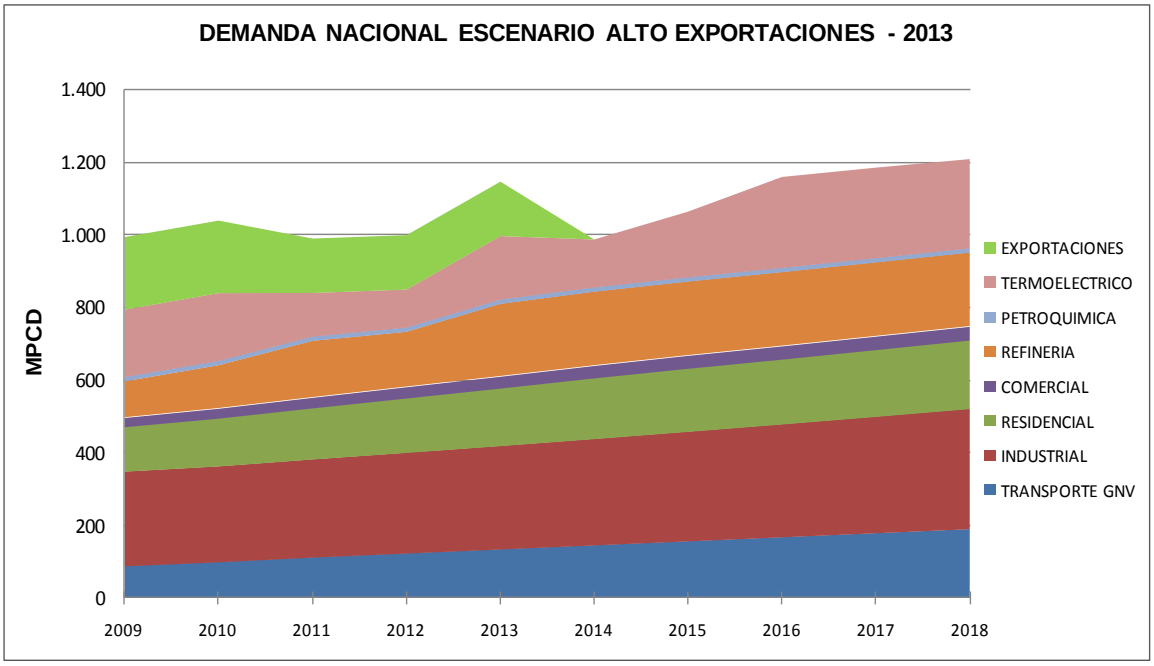


Figura 38. Demanda Nacional con exportaciones a Venezuela hasta el 2013, escenario alto.

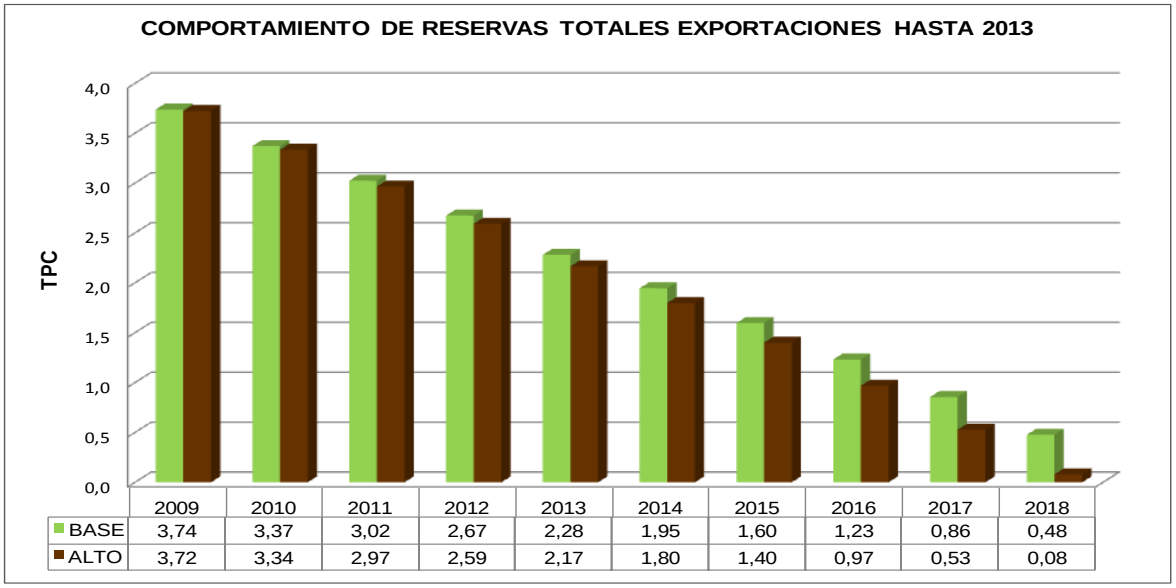
Efectuado el análisis de comportamiento de las reservas remanentes y del factor R/P, con el supuesto de exportaciones hasta el 2013, considerando la información de los campos interconectados al sistema de transporte, se concluye que se pueden presentar cambios de cierta magnitud.

En el escenario de demanda base al finalizar el 2018, se presenta una reducción de las reservas remanentes equivalente al 87%, es decir un 3% más que en el caso de exportaciones hasta 2011 y reservas interconectadas al sistema de transporte. Si la comparación se realiza frente a la totalidad de las reservas del país la reducción sería los 9 puntos porcentuales adicionales, ya que en ese caso la reducción es del 78% como se observa en la figura 23.

Extendiendo las exportaciones a Venezuela por dos años a una tasa diaria de 150 MPCD, en el 2018, las reservas remanentes de Colombia serían de 480 GPC, contra 590 GPC en el caso de exportaciones hasta el 2011. Los resultados de la evaluación considerando el escenario alto de demanda indican que la reducción de las reservas sería del 98% y de ocho puntos porcentuales adicionales que en el caso de la totalidad de las reservas, con exportaciones hasta 2013.

El indicador R/P también disminuye al finalizar el periodo de estudio, concluyendo en 1.3 años examinando el escenario base y en 0.2 años bajo el escenario alto de demanda, siendo el año 2013 el de mayor tasa de reducción. En general, la reducción del indicador

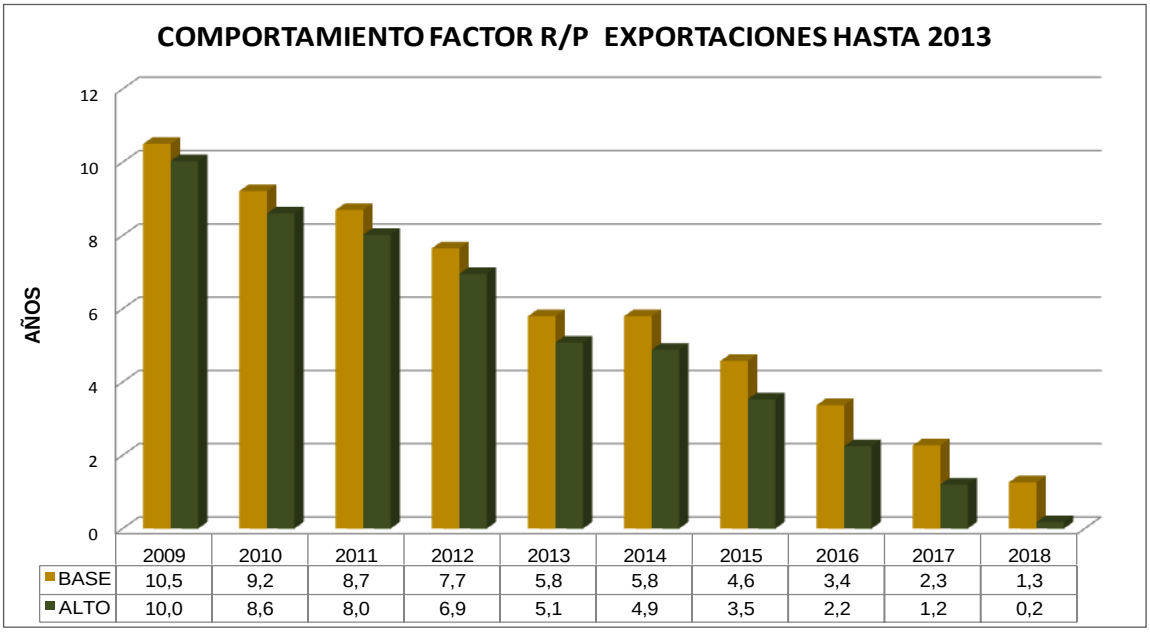
es de 3% comparando los resultados frente a exportaciones hasta 2011 y de 5% frente a exportaciones hasta 2013 con reservas totales.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	3,74	3,37	3,02	2,67	2,28	1,95	1,60	1,23	0,86	0,48
ALTO	3,72	3,34	2,97	2,59	2,17	1,80	1,40	0,97	0,53	0,08

Figura 39. Comportamiento Reservas de Campos Interconectados y exportaciones hasta el 2013.

La figura 40, presenta el comportamiento del indicador R/P a nivel nacional, de los campos interconectados.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BASE	10,5	9,2	8,7	7,7	5,8	5,8	4,6	3,4	2,3	1,3
ALTO	10,0	8,6	8,0	6,9	5,1	4,9	3,5	2,2	1,2	0,2

Figura 40. Comportamiento del Factor R/P de Campos Interconectados y Exportaciones Venezuela hasta el 2013

Analizando los resultados del indicador R/P, se puede concluir que solo sería factible la extensión de las exportaciones por dos años más, teniendo en cuenta el escenario base de demanda y por un solo año bajo el escenario alto. Como ya se mencionó regionalmente, la Costa Atlántica es la zona que vería afectadas sus reservas por la mayor tasa de extracción.

4.2 COMPORTAMIENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS Vs. LA DEMANDA ESPERADA

De acuerdo con la información sobre disponibilidad de gas natural declarada por los productores, se realizó un análisis de la producción de gas natural por regiones, agrupando los campos interconectados al STN: tanto en la Costa Atlántica donde se consideró el aporte de los Campos Guajira, Guepajé y la Creciente, como en el Interior incluyendo los Campos de Cusiana, Gibraltar, Magdalena Medio y Sur del país.

Luego la información sobre disponibilidad de gas natural declarada por los productores se contrastó con los escenarios de demanda base y alto generados por la UPME, con una resolución mensual que permite conocer con más exactitud los tiempos en los que se presentarían problemas de abastecimiento de gas natural en el país. Los resultados indican una situación de autoabastecimiento hasta finalizar el 2014 considerando la demanda base. A partir de esta fecha surge un déficit, por lo cual es necesario buscar una solución para incrementar la disponibilidad de gas n.atural de manera creciente hasta alcanzar los 450 MPCD al finalizar el 2018. Ver figura 41

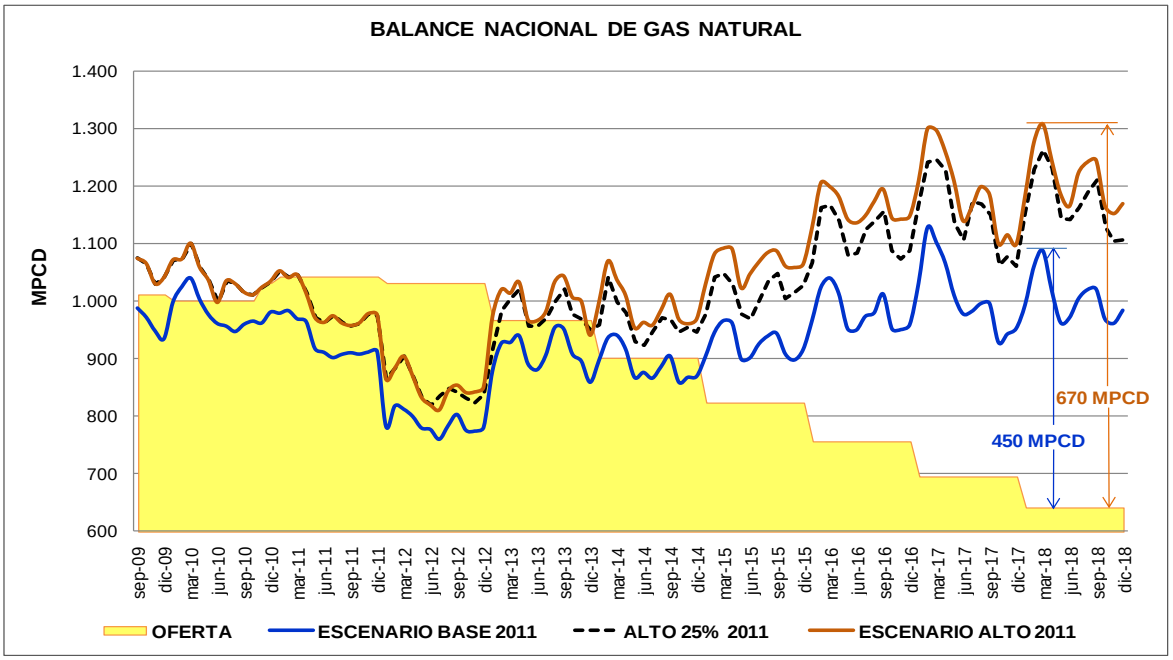


Figura 41. Balance Oferta – Demanda, Total Nacional.

Se puede observar igualmente que la producción es mayor a la demanda del escenario base en casi todo el periodo comprendido entre 2009 y diciembre de 2014, salvo dos

picos de consumo en el sector termoeléctrico durante periodos de hidrología seca, que corresponden a marzo de 2010 y marzo de 2014, cuyo manejo operacional puede permitir el equilibrio de oferta y demanda, o en caso contario disminuyendo la cantidad suministrada a Venezuela por las horas que se requiera.

Considerando el escenario de demanda alto, la situación de abastecimiento se mantiene hasta finales del año 2012, y posteriormente se requiere de un aumento de la disponibilidad de gas natural para suplir sus necesidades que se acercan a 670 MPCD al finalizar el 2018. Así mismo, en este escenario se presentan déficits temporales hasta mediados del 2010, originados por los altos requerimientos de gas para generación de electricidad, debido a la presencia del fenómeno de El Niño, el cual se mantendría hasta dicha fecha, según los expertos.

Sin embargo, tales circunstancias pueden ser compensadas mediante manejo operacional, o disminuyendo la cantidad de gas con destino a la exportación en aquellas horas que se requiera. En caso extremo es necesario recurrir a la sustitución de energéticos en aquellos sectores donde sea posible.

En la gráfica también se incluye un escenario de sensibilidad sobre la demanda termoeléctrica considerando un incremento del 25% en el precio de compra de gas en cada planta termoeléctrica a partir del vencimiento de su contrato de suministro, partiendo del supuesto que dicho gas sería adquirido en el mercado secundario. La línea punteada que corresponde al escenario de sensibilidad indican un comportamiento similar al del escenario alto hasta junio de 2012, momento a partir del cual se presentan pequeñas diferencias, sin que ello cambie la situación de déficit desde enero de 2013.

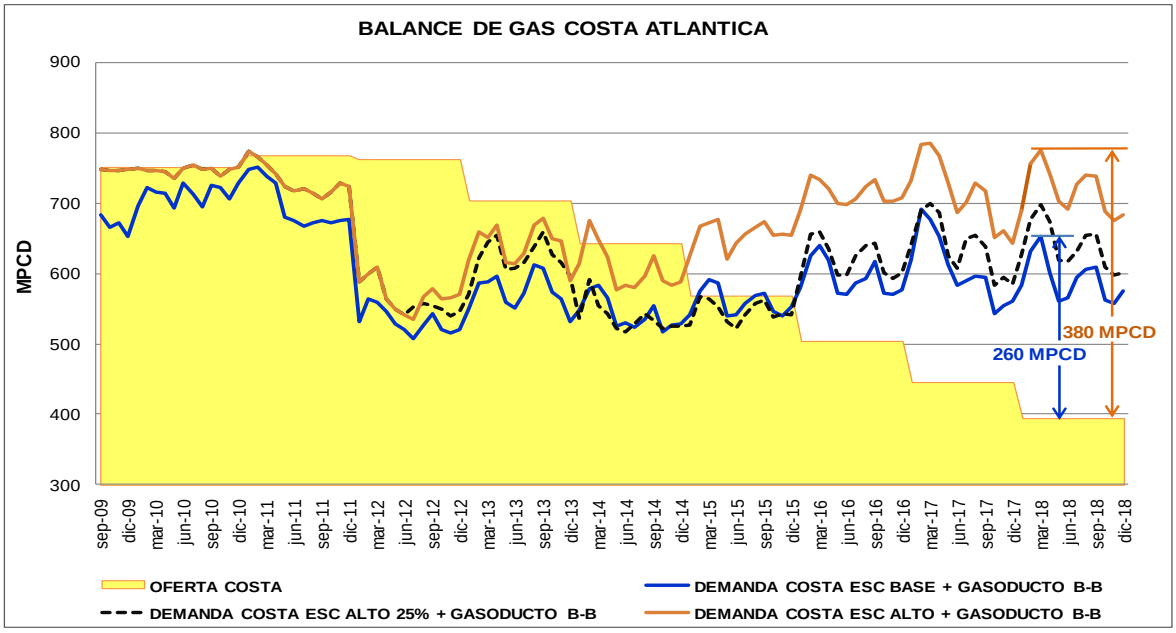


Figura 42. Balance Oferta – Demanda en la Costa Atlántica.

Regionalizando el balance acorde con la hipótesis de oferta de gas en la Costa y de demanda, los resultados señalan diferencias importantes en las magnitudes con respecto a las presentadas en el total nacional

En la figura 42 se aprecia el resultado obtenido en la Costa Atlántica considerando adicionalmente dentro de su demanda, las necesidades del Interior mediante la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, 190 MPCD y 260 MPCD a partir de junio de 2010, y las exportaciones de gas a Venezuela calculadas en 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD para el 2011.

El balance oferta – demanda en la Costa indica que el gas natural disponible en la región es suficiente para atender la demanda de la misma bajo el escenario base durante todo el horizonte de planeación. Sin embargo, agregando las exportaciones a Venezuela y las transferencias de 260 MPCD de gas que requiere el Interior, la disponibilidad en la Costa se reduce y solo permite suficiencia para atender los requerimientos del escenario base hasta diciembre de 2015 y las necesidades del escenario alto hasta diciembre de 2014. El desbalance de gas que se presenta con cualquiera de los escenarios de demanda sugiere la necesidad de incorpora nuevo suministro de manera paulatina hasta llegar a los 260 MPCD en el 2018 para atender los requerimientos de demanda base, y de 380 MPCD en el escenario alto. En cuanto al Interior, el balance es satisfactorio hasta diciembre de 2012 bajo el escenario base de demanda y hasta enero del mismo año considerando el escenario alto.

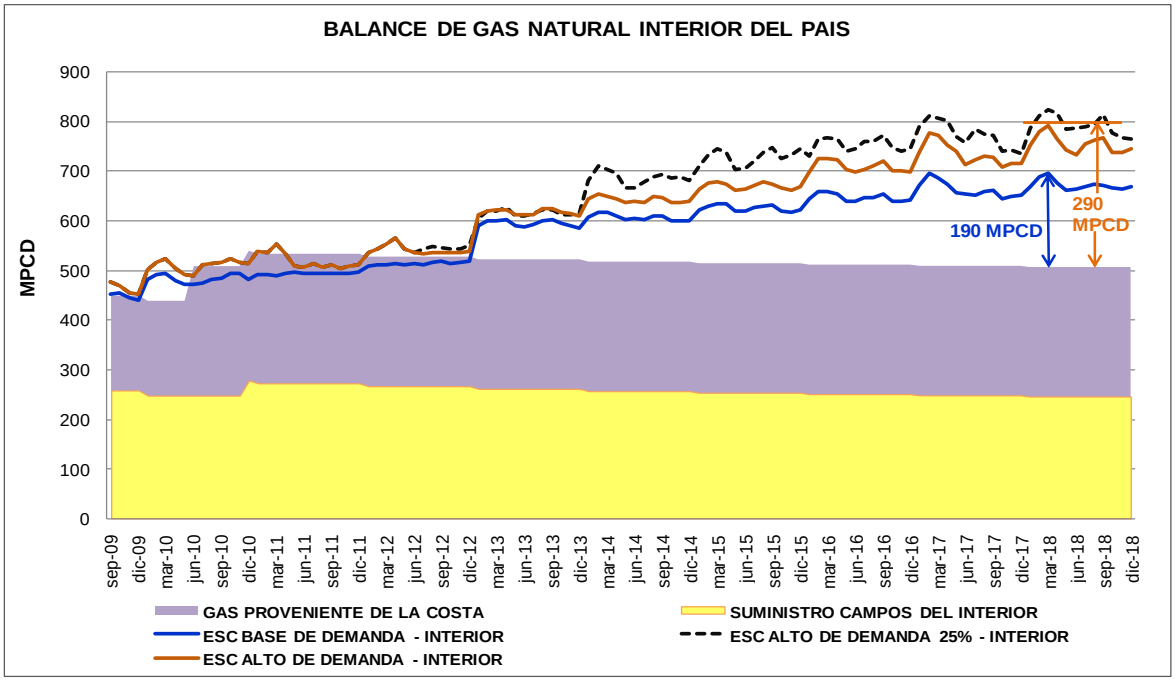


Figura 43. Balance Oferta – Demanda en el Interior del país.

La gráfica 43 sintetiza la situación del balance de gas en el Interior, asumiendo importaciones desde la Costa equivalentes a la capacidad del gasoducto Ballena –

Barrancabermeja, el aporte de los campos interconectados al SNT del Interior, así como la situación de excedentes o faltantes.

Los resultados indican que la demanda de gas natural se atendería de forma ajustada en el escenario base, por lo menos hasta la entrada en operación de la ampliación del gasoducto Ballena – Barrancabermeja prevista para el segundo trimestre del 2010. Sin embargo, es posible disponer de capacidad de transporte adicional a los 190 MPCD, sin posibilidad de respaldo a partir de marzo de 2010 y en firme a partir de junio del mismo año. Bajo estas consideraciones es posible manejar los picos de demanda del interior con la mayor oferta proveniente de la Costa en forma interrumpible durante segundo trimestre del 2010.

En cuanto a la demanda del escenario alto, el balance presenta una situación mucho más ajustada aún con el inicio de producción del campo Gibraltar previsto para diciembre de 2010. Esto implica una alta vulnerabilidad de atención de la demanda ante cualquier evento.

Adicionalmente, el proyecto de ampliación en la refinería de Barrancabermeja, definido para el 2010, el cual requiere un volumen adicional de gas natural, solo podría darse a partir del momento en que la ampliación del gasoducto Ballena - Barrancabermeja se encuentre operando de forma continua.

Como en el mediano plazo la oferta interna resulta insuficiente para atender la demanda proyectada, se precisa del incremento de la disponibilidad de gas natural de manera progresiva hasta alcanzar los 190 MPCD al finalizar el 2018, bajo consideraciones del escenario base. En el escenario de demanda alto, el déficit se presenta desde enero de 2012, por lo cual se debe buscar el mecanismo para aumentar la disponibilidad de gas que robustezca el sistema total de oferta desde, el cual debe ser dinámico hasta llegar a los 290 MPCD al finalizar el año 2018.

En cuanto al escenario de demanda que combina hipótesis de adquisición del gas en el mercado secundario para la generación de electricidad, la demanda del Interior es jalonada por los consumos del sector termoeléctrico llevándola inclusive a niveles superiores respecto a la demanda del escenario alto. Este resultado sugiere para el mercado secundario, una mayor competitividad del precio del gas del Interior frente al mercado del gas de la Costa, pese a que el total demandado por el sector eléctrico disminuye.

Los resultados del ejercicio de planeación contemplando el escenario de sensibilidad del sector eléctrico, indican que los requerimientos adicionales de gas natural en el periodo 2013 y diciembre de 2018, tendrían que ubicarse entre los 200 y 320 MPCD (260 MPCD en promedio), es decir de 60 MPCD más que el promedio del escenario alto, durante el mismo ciclo de proyección.

Con el fin de cuantificar la magnitud de los requerimientos de gas natural en largo plazo, ante la eventualidad de extender las exportaciones a Venezuela, se realizó el análisis, asumiendo un consumo adicional de 150 MPCD con destino a Venezuela durante los años 2012 y 2013.

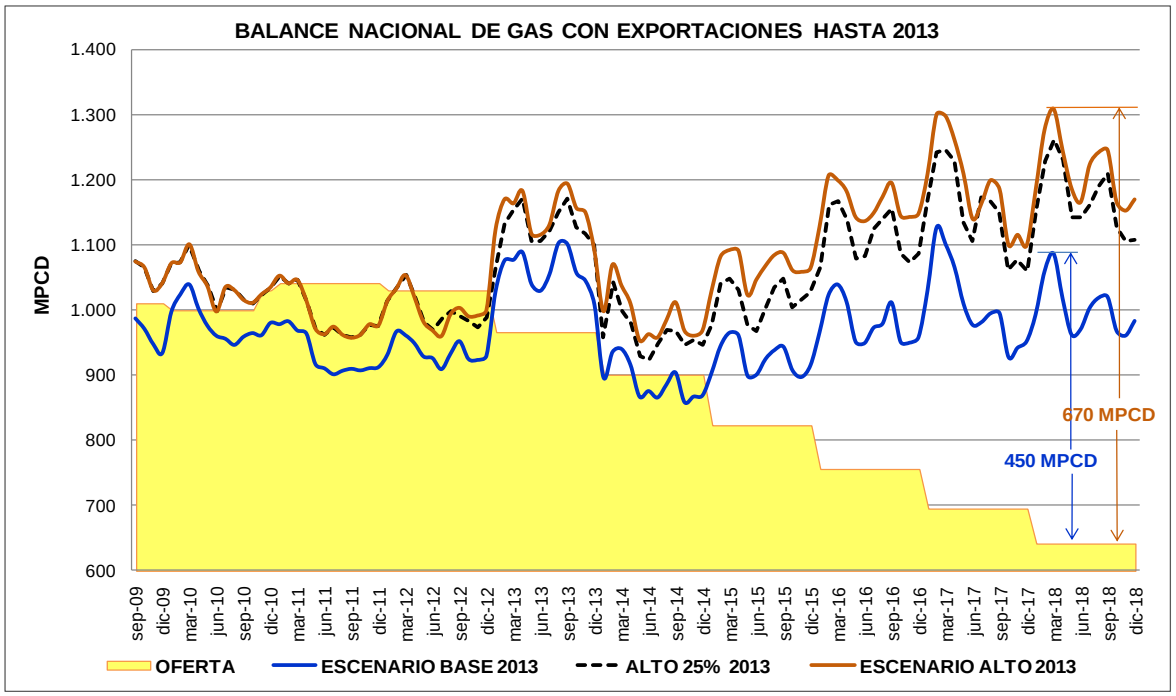


Figura 44. Balance Oferta – Demanda con Exportaciones a Venezuela hasta el 2013, Total

A la luz de la nueva demanda, la disponibilidad del recurso nacional permitirá suplir las necesidades del escenario base hasta diciembre de 2012, un año antes que en el escenario de demanda de gas con exportaciones hasta el 2011, pero con pequeños faltantes temporales en el verano del 2010, que pueden ser manejados operacionalmente por la dimensión del déficit.

Bajo la hipótesis del escenario alto de demanda, la disponibilidad de gas será suficiente para atender los requerimientos entre septiembre de 2010 y diciembre de 2012, tal como se presenta en la figura 44. Al igual que en el caso del escenario base, los resultados indican ciertos faltantes en el corto plazo y de manera definitiva desde enero de 2013. En este caso, será necesario incrementar la oferta gas de manera creciente hasta en un promedio de 670 MPCD durante el segundo semestre del 2018.en promedio.

Los resultados del balance alcanzados con el escenario de sensibilidad, indican un arqueo negativo en la misma fecha que bajo el supuesto de ocurrencias de los escenarios base y alto de demanda. En estas condiciones, es factible predecir que sin aumento en la oferta de gas por encima del nivel proyectado, no es viable la extensión de las exportaciones durante el año 2013.

Como el gas destinado a las exportaciones proviene de una fuente ubicada en la Costa Atlántica, se efectuó el balance de ésta región incluyendo los envíos al Interior en un volumen igual a la capacidad del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja. Los resultados muestran déficit en cualquiera de los escenarios de demanda durante todo el 2013, luego

un año de equilibrio y posteriormente, faltantes a partir de 2015, que requieren aumentos continuos de la oferta hasta alcanzar 260 MPCD y 380 MPCD respectivamente, al finalizar el 2018, como se observa en la figura 45.

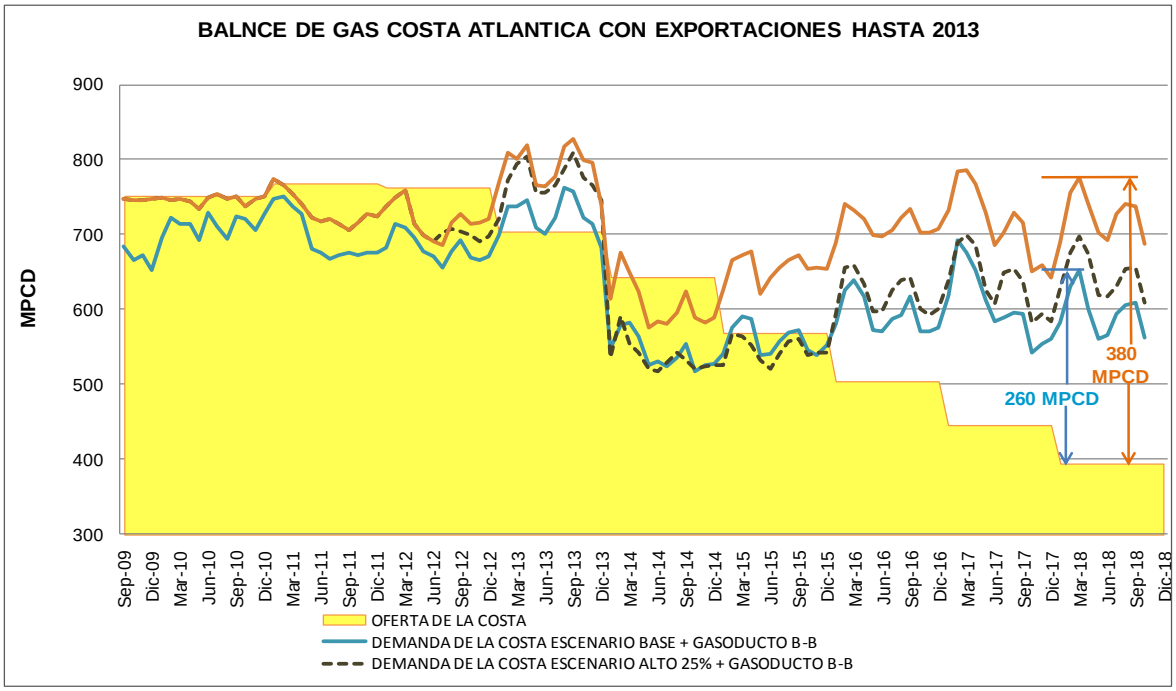


Figura 45. Balance Oferta – Demanda con Exportaciones a Venezuela hasta el 2013, Costa Atlántica.

Teniendo en cuenta que los volúmenes faltantes durante el 2013 son inferiores a las cantidades de gas enviadas al Interior a través del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, ésta insuficiencia puede ser solucionada disminuyendo la cantidad de gas enviada hacia Venezuela. Sin embargo, desde el año 2015 se requerirá una nueva oferta que permita suplir las necesidades de la Costa, tomando como referencia el escenario alto, mientras que el caso de ocurrir el escenario base el déficit se iniciaría en 2016.

Como el escenario de sensibilidad del sector eléctrico modifica los despachos de las plantas ubicadas en el Interior, el comportamiento de la demanda de la Costa Atlántica bajo el escenario de sensibilidad mantiene una trayectoria similar al escenario base durante el mediano plazo, pareciendo indicar una situación estable. En realidad el déficit país puede incrementarse, toda vez que sería mayor el desbalance en el Interior si se compara con los cálculos obtenidos en el escenario con exportaciones hasta 2011, que se presenta en la figura 43 y los faltantes podrían adelantarse hacia finales del año 2012.

4.3 COMPORTAMIENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS Vs. LA CONTRATACION DE LOS AGENTES

Desde el punto de vista comercial (contratos que tienen pactados servicios de suministro en firme), la capacidad de producción de los campos existentes, solo es suficiente para respaldar los contratos vigentes, situación que ha generado incertidumbre en relación con el respaldo físico para el suministro destinado nuevas demandas que requieran firmeza.

Lo anterior se puede explicar por situaciones provenientes tanto de la oferta, como de la demanda así: i) por parte de la oferta: se venía presentando una declinación del campo de la Guajira que respalda cerca del 70% del suministro contratado en firme, no obstante se han tomado las medidas necesarias para mantener el nivel de producción; y con excepción de los campos La Creciente y Gibraltar no se ha incorporado nueva oferta en los últimos años. ii) Por parte de la demanda: el crecimiento del consumo ha sido sostenido y significativo, en particular el consumo del sector industrial y vehicular.

Esta situación puede ser coyuntural, ya que se espera que la intensa actividad exploratoria de los últimos años rinda los resultados esperados y se puedan incorporar nuevas reservas probadas a las ya existentes. Sin embargo los efectos de estas medidas y los resultados de las inversiones correspondientes son de largo plazo y asociados a la incertidumbre geológica, lo cual hace necesario desarrollar nuevos mecanismos para la entrada de oferta adicional de gas, que permita una mayor disponibilidad que respalde físicamente los requerimientos de la demanda, lo cual implica una efectiva coordinación con la entrada de nueva infraestructura en transporte.

Así mismo, pueden presentarse variaciones significativas en la demanda termoeléctrica (necesidades de contratos en firme) producto de los incentivos regulatorios sobre respaldo físico y sustitución de combustibles.

En la figura 46 se presenta la disponibilidad de gas natural reportada por los agentes frente a la contratación de los mismos en el periodo 2009 – 2018, donde se puede observar que el nivel de contratación en firme del suministro de gas natural es decreciente en el tiempo, situación inversa al comportamiento esperado de la demanda en cualquiera de los escenarios proyectados.

Lo anterior, está induciendo desde la oferta a que se transmita al mercado una señal de escasez del energético en el mediano plazo, lo cual no corresponde con la disponibilidad de gas reportada por los productores para el periodo de análisis. En estas condiciones, la contratación en firme permitirá atender el escenario de demanda alto hasta 2010 y el de demanda base hasta mediados del mismo año, siempre que no existan variaciones importantes en la demanda sector termoeléctrico. De igual forma, se puede deducir que la demanda esperada de gas natural, es inferior a la disponibilidad nacional de gas natural en el periodo 2009 – 2013, pero sin contratos en firme desde el 2010.

Los cálculos indican que durante el 2009, la demanda esperada en el escenario base será aproximadamente el 94% de la disponibilidad de gas, y el 81% de la contratación en firme de suministro, situación que se prolonga por un año más y a partir del 2011, la contratación en firme es inferior a la disponibilidad de gas, con lo cual se está enviando

una señal de sobreoferta para los productores, que puede no viabilizar nuevas expansiones en la oferta de gas para el periodo 2013 – 2018.

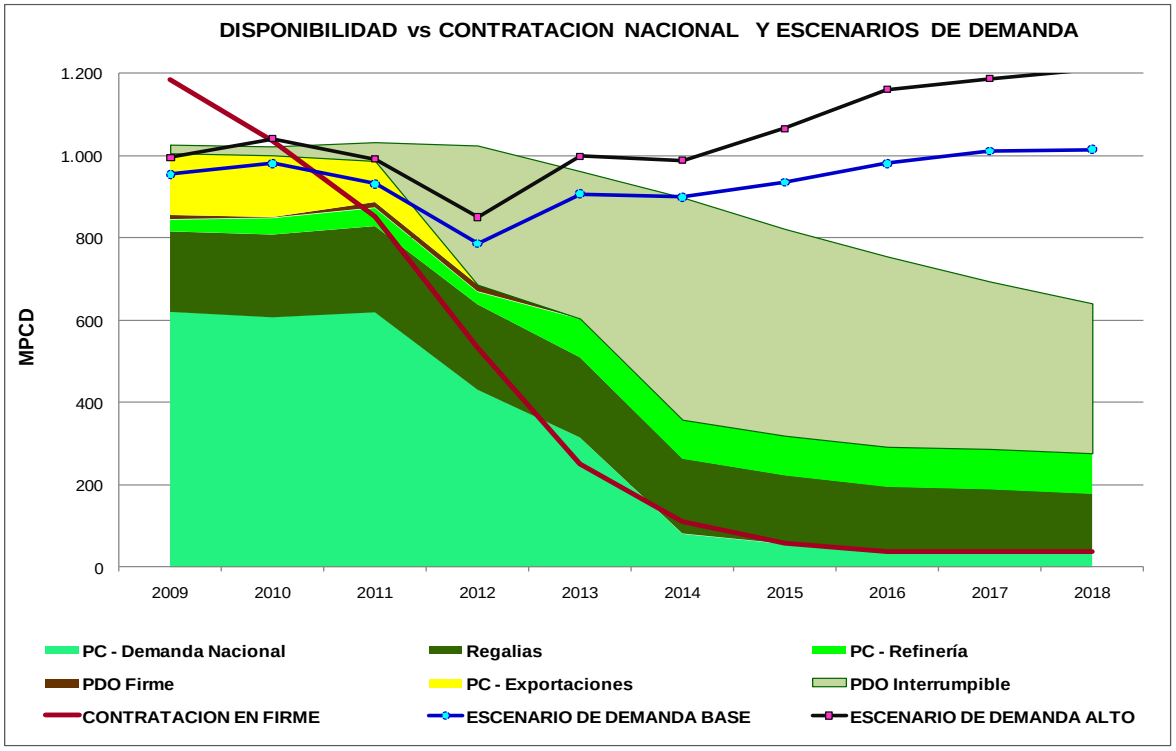


Figura 46. Análisis de la Disponibilidad vs la Contratación, y la Demanda de gas natural.

Como desde el 2011, la demanda estimada supera las cantidades de gas contratado, es necesario que los productores oferten nuevas cantidades de gas en firme para poder cubrir la demanda física. Sin embargo, de acuerdo con la gráfica la Producción Disponible para Ofertar en Firme (PDO Firme), es prácticamente inapreciable, mientras empieza a ser notaria la Producción Disponible para Ofertar en Interrumpible (PDO Interrumpible). En resumen existe disponibilidad física más no contractual y hasta que no se introduzca al mercado el gas proveniente de nuevos campos, expansiones o importaciones, la situación contractual reflejará una condición en la que no se logrará la firmeza de esas cantidades. Es claro entonces, que algunos sectores de consumo pueden desarrollar esquemas de contratación interrumpible para satisfacer sus necesidades de suministro.

En el entorno en el cual la oferta de gas proviene de los campos existentes, la disponibilidad de suministro en firme dependerá de las cantidades de gas que se liberen a partir del vencimiento de los contratos de suministro en firme en los próximos años, de las posibles expansiones que puedan ocurrir en estos campos de producción, y de la declaración de dichas cantidades en firme por parte de los productores. Para analizar este escenario a continuación se muestra la evolución de la contratación en firme de los campos más importantes del país (Guajira y Cusiana).

4.3.1 Balance Comercial en el Campo Guajira

Como se muestra en la figura 47 a junio de 2009, la mayor proporción del gas Guajira contratado en firme está destinada a la atención de usuarios termoeléctricos con 395 MPCD, seguido por distribuidores – comercializadores y comercializadores puros que alcanzan 274 MPCD y finalmente los usuarios no regulados con 230 MPCD, incluyendo los compromisos de suministro a las refinerías de Ecopetrol y los compromisos de exportaciones a Venezuela.

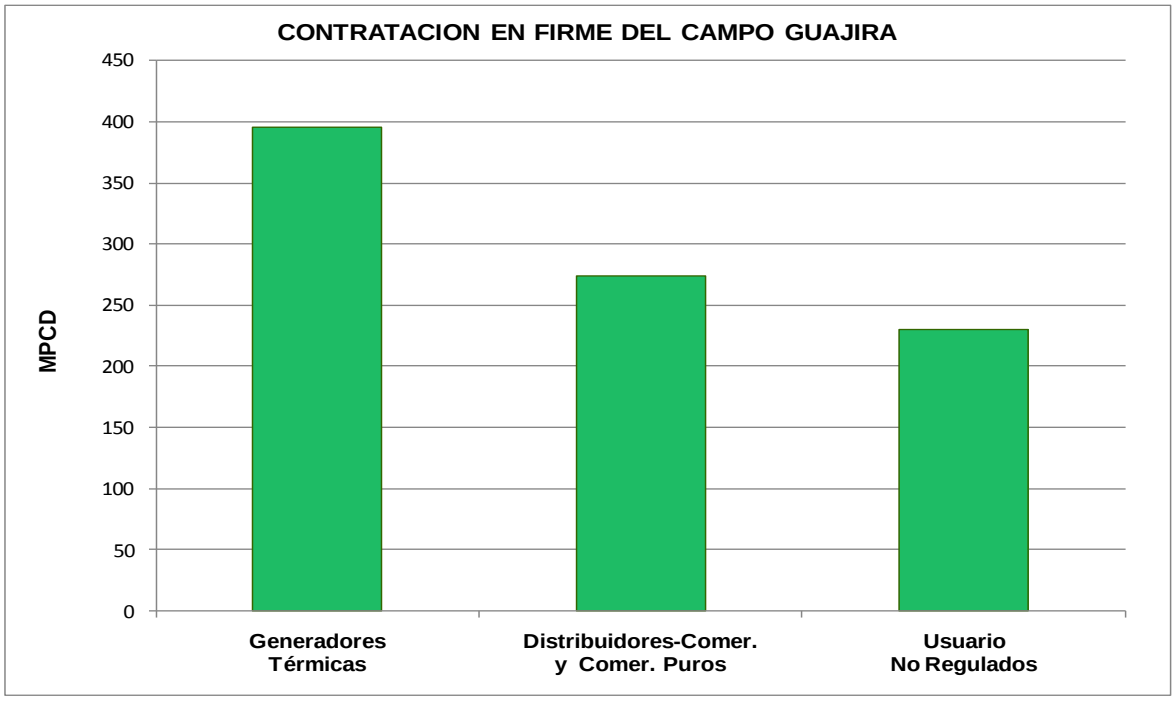


Figura 47. Distribución de la contratación en firme del campo de la Guajira.

La evolución de las cantidades contratadas en firme de los campos de la Guajira en comparación con su capacidad de producción proyectada, y los escenarios de demanda de la Costa Atlántica, se pueden apreciar en la figura 48. Para el cálculo de los requerimientos por parte de los usuarios, se adicionó a los escenarios de demanda en la Costa Atlántica la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja y se descontó la producción de los campos La Creciente y Guepajé.

De este análisis se puede afirmar que: ante la falta de suministro para contratar en firme, la renovación de los contratos que se vencen en el periodo 2009 – 2013 pondrían en riesgo la atención de la demanda regulada ya que el suministro se tendría que contratar bajo la modalidad de interrumpible, tal como lo señala la misma gráfica 48.

La renovación de contratos para otro tipo de usuarios se vería limitada por la capacidad de producción, toda vez que la demanda es mayor que la disponibilidad a partir del 2014 en el escenario alto, y el 2015 en el escenario base.

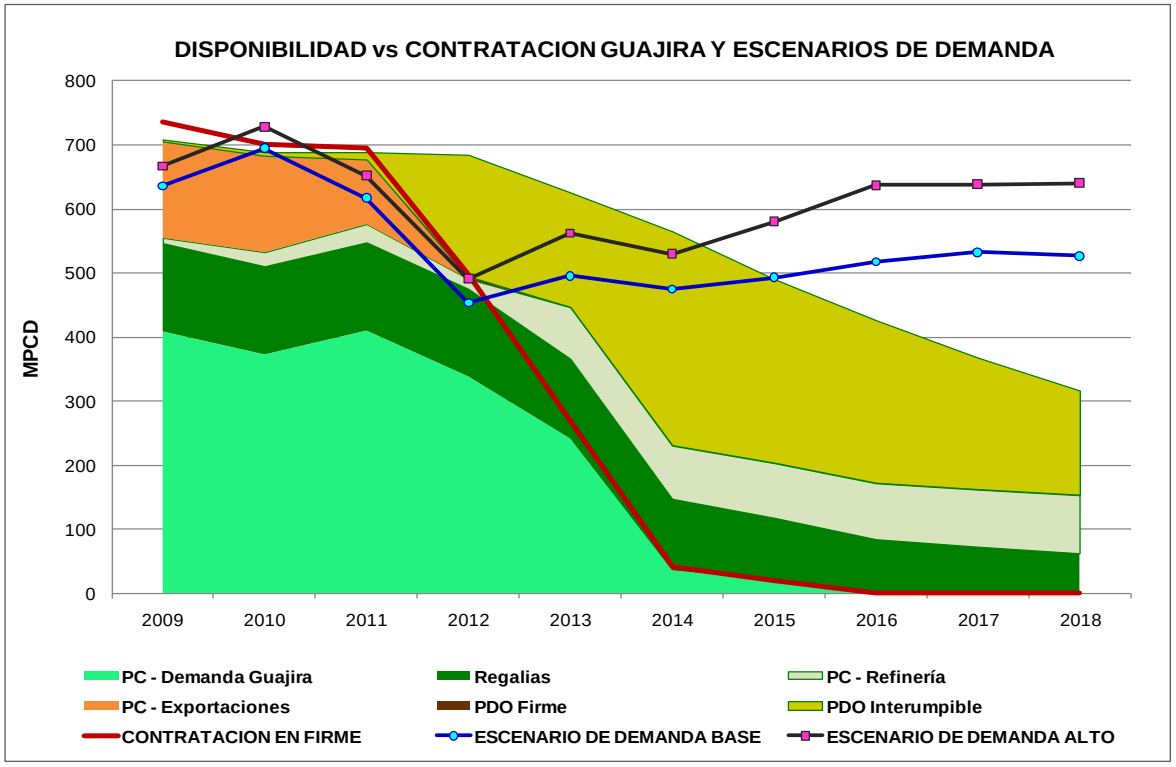


Figura 48. Análisis de la Disponibilidad vs la Contratación y la Demanda de gas natural, Guajira.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que la disponibilidad física de gas puede ser mayor si se incluye el potencial del mercado secundario, es decir los derechos contractuales que no son utilizados totalmente por el titular. No obstante, por las características de ese mercado, su disponibilidad no garantiza firmeza y a la fecha es negociada en forma bilateral con limitaciones comerciales y de información en el caso de algunos contratos particulares, que restringen la oferta de este gas en la Costa Atlántica.

4.3.2 Balance Comercial en el Campo Cusiana

En relación con la contratación en firme del gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua, como se muestra en la figura 49, a junio de 2009 la mayor proporción de la contratación está destinada a la atención de los distribuidores-comercializadores y comercializadores puros (115 MPCD) que equivale al 54.8% del total contratado, seguida de los grandes consumidores ó UNR (68 MPCD) con el 34.5% y finalmente los usuarios termoeléctricos (14 MPCD) representando el 7.1%, presentándose una situación totalmente distinta a la trayectoria que sigue el gas de Guajira.

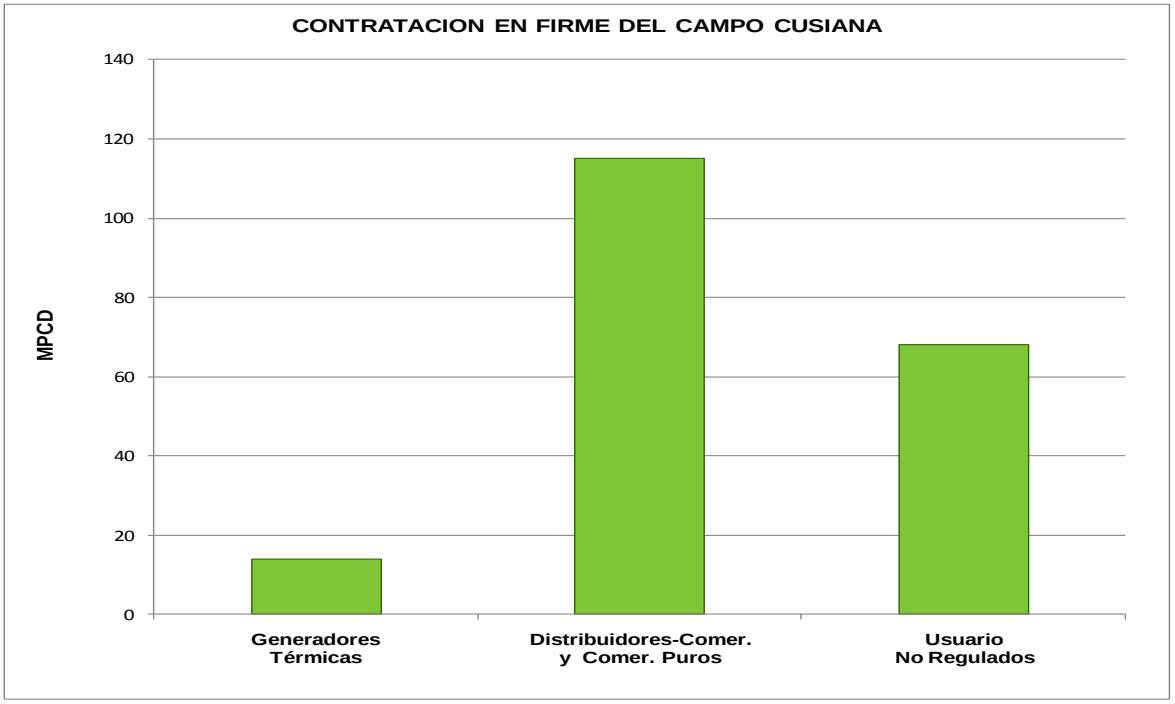


Figura 49. Distribución de la contratación en firme del campo Cusiana.

Aplicando la misma metodología que en caso de Guajira, la figura 50 esquematiza la capacidad de producción proyectada para el campo Cusiana, la evolución de las cantidades contratadas en firme y los escenarios de demanda del Interior del país. Los requerimientos de gas del Campo Cusiana por parte de los usuarios, se calcularon tomando como base la demanda del Interior menos la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja y al resultado de esta diferencia se le descontó el suministro de los otros campos del interior.

La gráfica muestra también que casi la totalidad de producción se encuentra comprometida básicamente hasta el 2011, y que al igual que en los campos de La Guajira, las cantidades que se liberan a partir del vencimiento de los contratos se convierten en volúmenes para ofertar bajo la modalidad interrumpible.

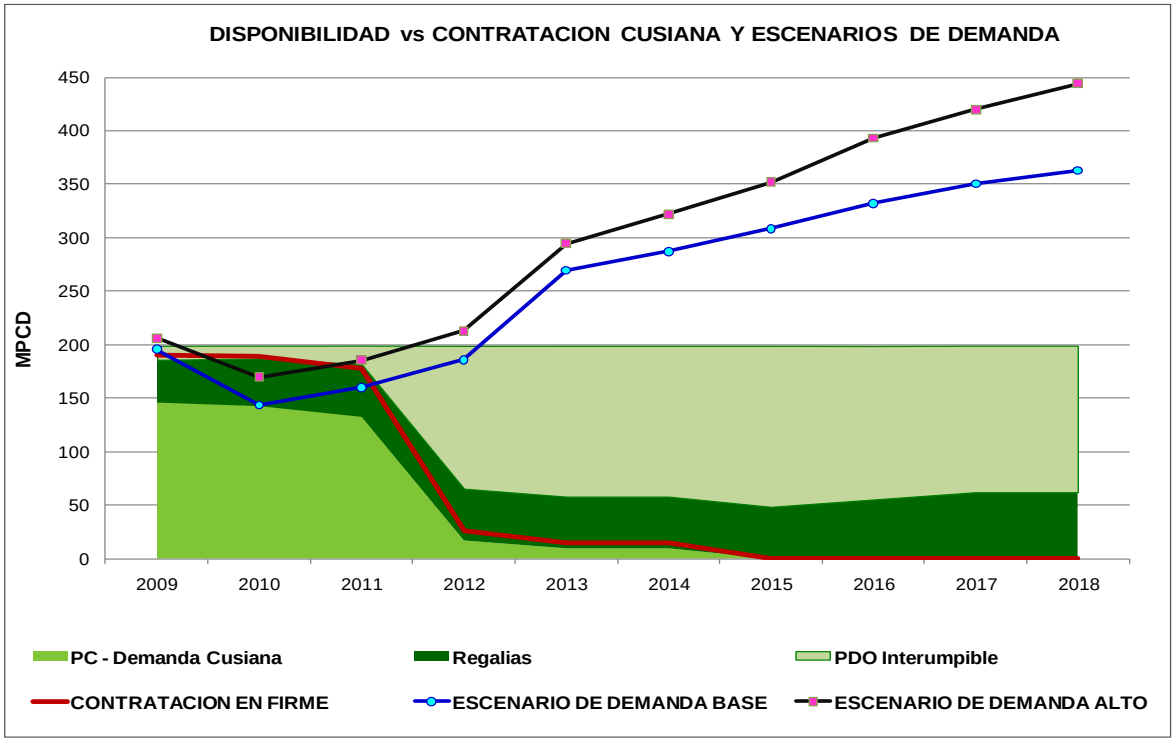


Figura 50. Análisis de la Disponibilidad vs la Contratación y la Demanda de gas natural, Cusiana.

Al evaluar el comportamiento de reservas de los dos principales campos productores de gas, surge la inquietud del por qué toda la producción disponible se proyecta como interrumpible, son minúsculos los volúmenes de gas para ofertar en firme.

Los usuarios no regulados y termoeléctricos enfrentarían grandes dificultades a la hora de renovar sus contratos, pues el Campo Cusiana no cuenta con respaldo físico a menos que se realicen ampliaciones en la capacidad de producción del campo, mencionadas anteriormente. En Interior, como la mayor proporción de contratación en firme está destinada a cubrir la demanda de los distribuidores y comercializadores que tienen en promedio comportamientos estables a lo largo del año, el potencial del mercado secundario de estos contratos es reducido, por lo que no se incluye en el análisis.

4.4 RECOMENDACIONES NORMATIVAS SOBRE ABASTECIMIENTO

De los análisis realizados en este capítulo se pueden efectuar algunas recomendaciones de carácter normativo, con miras a asegurar el abastecimiento:

1. Validar continuamente la información de reservas de gas natural. Para el efecto se hace necesario que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como administrador integral del recurso hidrocarburífero nacional, implemente en el menor tiempo posible un procedimiento para certificación de reservas de gas natural. Lo anterior permitirá tener mayor certeza sobre la disponibilidad de las mismas y el periodo de autosuficiencia del energético tanto en el corto, como mediano plazo. La certificación

de reservas deberá ser contratada con empresas especializadas y calificadas en estos servicios.

2. Es conveniente que la ANH, introduzca en los contratos de exploración de hidrocarburos, modificaciones que propendan por el aseguramiento del abastecimiento interno de gas natural, entre las que se tienen:
   a. Tiempos más reducidos para la declaración de comercialidad del campo una vez se anuncie un descubrimiento de gas natural.
   b. En situaciones de desabastecimiento de gas natural en el corto y mediano plazo, se deberá prever contractualmente mecanismos que anticipen decisiones de inversión en cual quiera de las etapas del contrato, a solicitud de la ANH.
   c. Cuando se trate de descubrimientos de gas natural asociado, los productores deberán presentar, desde la declaración de comercialidad de cada campo un proyecto para la utilización del gas con prioridad a la atención de la demanda interna, pero sin restringir la operación de producción.
   d. Se debe prohibir el confinamiento de gas natural durante la vigencia de los contratos, posibilidad que actualmente se encuentra autorizada.

3. La ANH debe hacer seguimiento permanente a los cronogramas de inversiones y resultados de los contratos suscritos por ésta para la explotación de hidrocarburos, así como a los contratos suscritos con anterioridad al 2003 y cuyo titular es Ecopetrol, buscando anticipar e incentivar las decisiones de inversión considerando la situación de abastecimiento prevista a partir del 2013.

5. ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO

Luego de presentado el análisis de la disponibilidad de gas natural frente a la demanda estimada y la determinación de posibles déficits, así como las fechas eventuales de su ocurrencia, a continuación se presenta un resumen de alternativas para incrementar la el suministro de gas natural y fortalecer el sistema colombiano de oferta, permitiendo resolver las dificultades de abastecimiento descritas el numeral 4.2.

Con respecto a las exportaciones a Venezuela el análisis considera dos escenarios; en primera instancia, éstas se cumplen de acuerdo con lo pactado contractualmente, adicionadas ciertas cantidades de gas interrumpible para alcanzar los 180 MPCD durante los años 2009 y 2010, y 150 MPCD hasta diciembre de 2011. En segundo lugar, los análisis incluyen la ampliación de las exportaciones hasta diciembre de 2013, con un volumen promedio de 150 MPCD, durante el periodo excedente al contrato.

En los dos casos se consideran las proyecciones de demanda tanto del escenario base como del alto. Sin embargo por razones de confiabilidad, las estrategias propuestas estarán enfocadas a suplir los requerimientos de la demanda en el escenario de alto, tratando de minimizar el riesgo de déficit del escenario esperado.

Según todos los análisis, la alternativa de abastecimiento más viable para el caso colombiano, corresponde a la importación vía gasoducto desde el vecino país de Venezuela, y/o en caso contrario las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL), mediante la construcción de una planta de regasificación.

En cuanto a la primera alternativa existe un convenio entre ECOPETROL, CHEVRON y PDVSA que contempla las importaciones del vecino país a partir del 2012, inicialmente con 39 MPCD, que se incrementarán a 150 MPCD entre el 2016 y el 2027.

Dado que el gasoducto binacional entre Ballena en la Guajira y Maracaibo en Venezuela cuenta actualmente con una capacidad de transporte de hasta 500 MPCD, existe la posibilidad de incrementar el volumen de gas natural traído desde Venezuela por encima de lo pactado contractualmente. No obstante, debido a los retardos[11] por parte de PDVSA en los planes de inversión y desarrollo de sus reservas de gas, se consideró dentro de la evaluación escenarios en los cuales no se cuenta con este gas.

En cuanto a las importaciones de GNL se suponen dos casos de análisis. El primero considera la instalación de una planta de regasificación en la Guajira, y en el segundo con una planta instalada en Buenaventura.

[11] De acuerdo con el estudio: Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo, Arthur D. Little, Inc. - 2008

En cuanto a la oferta considerada en el interior, pese a que la capacidad de tratamiento de gas de la planta de Cupiagua será de 210 MPCD[12], para los análisis tan solo se tienen en cuenta 140 MPCD ya que los 70 MPC adicionales se destinarán para reinyección; además, los hidrocarburos producidos en el campo Cupiagua en condiciones originales de yacimiento se encuentra en un estado monofásico que bajo ciertas condiciones de presión y temperatura se separa en dos fases, proceso al que se le conoce como condensación retrógrada y que causa reducción de la productividad en los pozos, disminución del gas disponible para ventas y presencia de condensados en los pozos que bloquean la producción de gas.

Combinado los dos escenarios de exportaciones a Venezuela, las dos posibilidades de contar con las importaciones de Venezuela, las dos opciones de ubicación de la planta de regasificación, y la perspectiva de tener importaciones de Venezuela por encima de lo contractual, se tendrían diez alternativas diferentes de abastecimiento. En la figura 51 se detallan los casos de estudio propuestos.

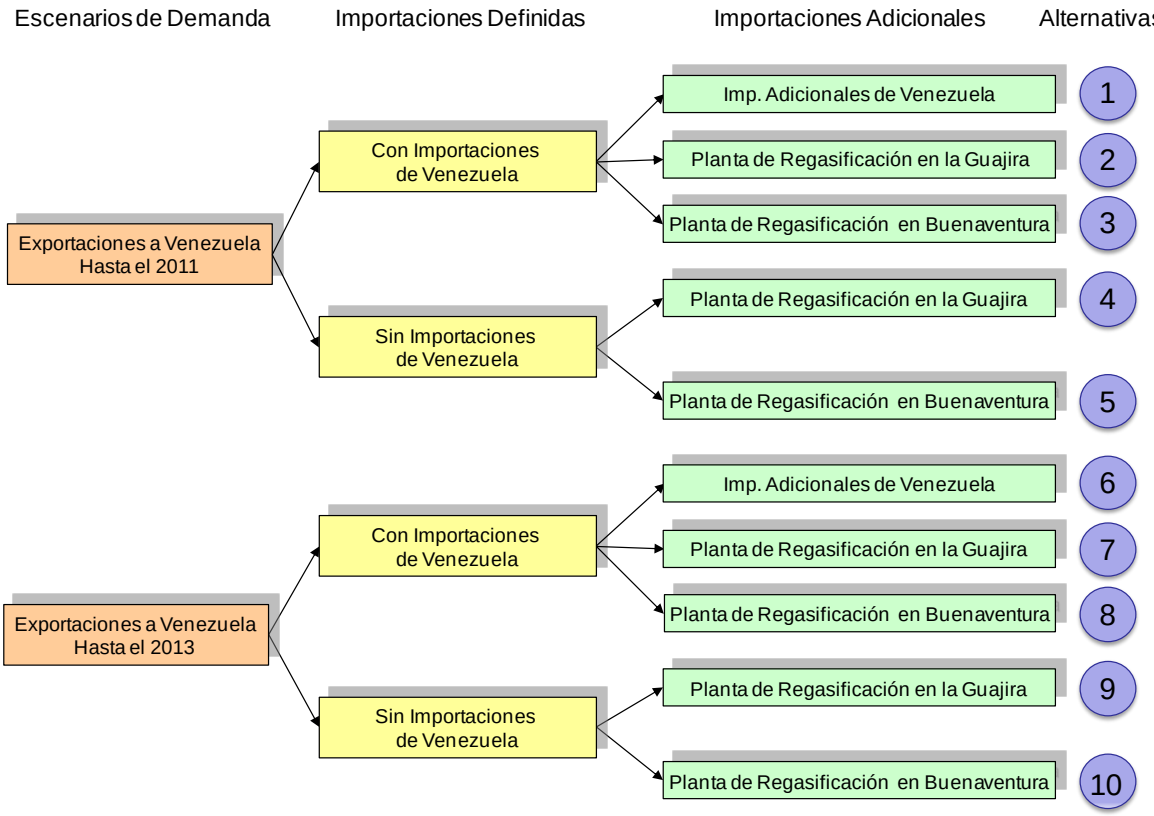


Figura 51. Alternativas de Abastecimiento.

[12] De acuerdo con información de ECOPETROL

5.1 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA

En el presente acápite, además de explicar la metodología empleada para determinar los costos de la infraestructura, cuantifica los mismos de manera detalla, para cada una de las alternativas propuestas.

5.1.1 Costo unitario de los nuevos gasoductos

Para determinar las inversiones en gasoductos nuevos se utilizó el costo unitario de gasoductos comparables o de gasoductos que fueron construidos con anterioridad siguiendo el mismo trazado topográfico. Se tomó como referencia la metodología empleada en la Resolución CREG 001 de 2000 para los cálculos del costo unitario, la cual contempla el siguiente procedimiento:

- Seleccionar un gasoducto de referencia que tenga parámetros comparables o que haya sido construido siguiendo el mismo trazado topográfico del nuevo gasoducto.
- Registrar el monto de la inversión, fecha base y especificaciones técnicas del gasoducto de referencia.
- Calcular el costo unitario del gasoducto de referencia en USD/m-pulg para la facha base.
- Actualizar el costo unitario del gasoducto en cada año transcurrido a partir de la fecha base, de acuerdo con la variación anual del PPI[13] de USA serie ID WPSSOP3200, mediante la siguiente fórmula:

$$C(t) = C(0) * \left[\frac{PPI(t-1)}{PPI(0)}\right]$$

t :	Año para el cual se calcula el costo unitario del gasoducto.
$C(t)$:	Es el precio unitario correspondiente al año *t*
$C(0)$:	Precio unitario para la fecha base
$PPI(t-1)$:	PPI promedio para el mes de diciembre del año *t-1*
$PPI(0)$:	PPI promedio para el mes de diciembre de la fecha base

- Ajustar el costo unitario anterior teniendo en cuenta el incremento que ha tenido el precio del acero en los últimos años. En general, el costo del acero tiene una participación del 35% dentro del costo total de construcción de un gasoducto. En la figura 52 y en la tabla 16 se muestran los datos del índice de precios para el acero desde 1994.

[13] Producer Price Index

Tabla 15. Índice de precios al productor (PPI).

PPI USA - Series Id: WPSSOP3200
Seasonally Adjusted
Group: Stage of processing
Item: Capital equipment
Base Date: 8200

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1997	138,7	138,6	138,6	138,5	138,2	138,3	138,2	138,2	138,2	138	137,8	137,7
1998	137,7	137,7	137,8	137,6	137,4	137,4	137,5	137,3	137,5	137,6	137,7	137,5
1999	137,6	137,7	137,6	137,7	137,7	137,5	137,4	137,4	137,4	137,8	137,9	138
2000	138,2	138,3	138,4	138,5	138,8	138,8	139	139	139,3	139,1	139,4	139,5
2001	139,8	139,3	139,6	139,8	139,7	139,8	140,2	140,1	140,2	139,3	139,4	139,6
2002	139,4	139,5	139,4	139,3	139,2	139,3	138,8	138,7	139	139,2	139	138,8
2003	139	139	139,7	139,1	139,1	139,2	139,4	139,8	139,6	140	140	139,9
2004	140,1	139,9	140,4	140,6	140,9	141,4	141,3	141,8	142	142,6	142,8	143,3
2005	143,8	143,7	144,1	144,4	144,8	144,5	145	145	145,2	145,1	145	145
2006	145,5	146	146,2	146,5	146,8	147	146,4	147	147,4	146,9	148,3	148,3
2007	148,5	148,9	148,9	149,1	149,2	149,5	149,7	149,7	149,7	149,8	150,4	150,3
2008	151,1	151,7	151,8	152,6	153	153,4	154,2	154,8	155,4	156,3	156,3	156,9
2009	157,1	157,3_(p)	157_(p)	156,9_(p)	156,7_(p)							

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

Fuente: United States Deparment of Labor - http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?wp

Figura 52. Variación en precios del acero.

Tabla 16. Datos de variación en precios del acero.

FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL	FECHA	INDICE GLOBAL
Apr-94	100	May-97	101,78	Jun-00	95,2	Jul-03	95,83	Aug-06	162,01
May-94	100,14	Jun-97	101,78	Jul-00	93,23	Aug-03	96,94	Sep-06	157,41
Jun-94	100,75	Jul-97	101,76	Aug-00	88,4	Sep-03	98,37	Oct-06	156,32
Jul-94	100,93	Aug-97	101,35	Sep-00	86,58	Oct-03	100,2	Nov-06	154,68
Aug-94	101,71	Sep-97	100,73	Oct-00	84,63	Nov-03	102,03	Dec-06	150,18
Sep-94	102,94	Oct-97	101,49	Nov-00	82,3	Dec-03	106,77	Jan-07	149,14
Oct-94	105,74	Nov-97	101,2	Dec-00	80,82	Jan-04	117,48	Feb-07	155,23
Nov-94	106,8	Dec-97	99,13	Jan-01	77,88	Feb-04	128,11	Mar-07	160,65
Dec-94	108,48	Jan-98	97,77	Feb-01	76,26	Mar-04	145,81	Apr-07	168,35
Jan-95	109,36	Feb-98	97,89	Mar-01	77,86	Apr-04	148,91	May-07	171,6
Feb-95	111,06	Mar-98	94,18	Apr-01	77,64	May-04	143,32	Jun-07	172,81
Mar-95	115,69	Apr-98	93,33	May-01	77,08	Jun-04	143,73	Jul-07	168,52
Apr-95	117,66	May-98	90,66	Jun-01	77,16	Jul-04	152,07	Aug-07	167,76
May-95	116,91	Jun-98	89,67	Jul-01	75,76	Aug-04	160,09	Sep-07	170,38
Jun-95	116,66	Jul-98	88,31	Aug-01	74,55	Sep-04	165,03	Oct-07	171,66
Jul-95	115,05	Aug-98	87,09	Sep-01	73,54	Oct-04	162,06	Nov-07	172,36
Aug-95	114,22	Sep-98	84,59	Oct-01	72,02	Nov-04	160,39	Dec-07	176,15
Sep-95	111,85	Oct-98	81,76	Nov-01	70,33	Dec-04	162,16	Jan-08	182,67
Oct-95	105,23	Nov-98	78,85	Dec-01	68,92	Jan-05	164,89	Feb-08	200,91
Nov-95	104,64	Dec-98	76,87	Jan-02	70,02	Feb-05	159,67	Mar-08	221,94
Dec-95	100,91	Jan-99	75,08	Feb-02	70,33	Mar-05	158,92	Apr-08	237,01
Jan-96	99,48	Feb-99	75,46	Mar-02	74,65	Apr-05	155,84	May-08	267,95
Feb-96	99,8	Mar-99	76,24	Apr-02	78,6	May-05	150,77	Jun-08	281,95
Mar-96	97,57	Apr-99	77,67	May-02	86,47	Jun-05	137,82	Jul-08	293,44
Apr-96	98,76	May-99	78,03	Jun-02	90,2	Jul-05	126,25	Aug-08	284,79
May-96	97,92	Jun-99	78,8	Jul-02	90,71	Aug-05	128,49	Sep-08	269,55
Jun-96	97,58	Jul-99	80,27	Aug-02	91,59	Sep-05	136,66	Oct-08	240,29
Jul-96	97,19	Aug-99	81,85	Sep-02	93,84	Oct-05	138,97	Nov-08	182,95
Aug-96	97,42	Sep-99	83,92	Oct-02	93,14	Nov-05	135,27	Dec-08	155,15
Sep-96	97,97	Oct-99	85,34	Nov-02	93,7	Dec-05	131,94	Jan-09	158,69
Oct-96	98,64	Nov-99	88,79	Dec-02	94,89	Jan-06	130,38	Feb-09	152,55
Nov-96	98,58	Dec-99	88,82	Jan-03	101,02	Feb-06	132,11	Mar-09	141,24
Dec-96	99,03	Jan-00	90,29	Feb-03	102,5	Mar-06	138,24	Apr-09	130,24
Jan-97	99,06	Feb-00	93	Mar-03	103,7	Apr-06	148,97	May-09	129,85
Feb-97	98,7	Mar-00	94,59	Apr-03	99,82	May-06	156,96	Jun-09	134,36
Mar-97	99,3	Apr-00	95,97	May-03	96,45	Jun-06	165,76		
Apr-97	100,57	May-00	95,73	Jun-03	94,74	Jul-06	166,61		

Fuente: www.crugrup.com

En la tabla 17 se resume el cálculo de los costos unitarios y monto de inversiones para los nuevos gasoductos requeridos.

Tabla 17. Costos unitarios y monto de las inversiones para nuevos gasoductos en el sector Ballena – Barrancabermeja – Vasconia.

REFERENCIA GASODUCTO	Ballena - Barrancabermeja	Mariquita - Cali	Vasconia - Mariquita	Barrancabermeja - Vasconia	Apiay - usme
Inversión $USD_{Dic2002}$	172.455.911	156.896.249	34.268.374	52.975.675	28.856.732
Diámetro (pulg)	18	20	20	20	10
Longitud (m)	578.000	312.240	123.000	173.000	150.000
Costo unitario ($USD_{Dic2002}$/m-pulg)	16,6	25,1	13,9	15,3	19,2
Actualización por PPI					
Costo unitario ($USD_{Dic2008}$/m-pulg)	18,7	28,4	15,7	17,3	21,7
Actualización por incremento del costo del acero					
Incremento del precio del acero entre 2002 y 2008	63,5%	63,5%	63,5%	63,5%	63,5%
Factor multiplicador	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
Costo unitario ($USD_{Dic2008}$/m-pulg)	**22,9**	**34,7**	**19,2**	**21,2**	**26,6**
Referencia para los Gasoductos (USD Dic2008):					
Loop Ballena - Barrancabermeja (18" y 578 Km)	238.604.510				
Loop Barrancabermeja - Vasconia (18" y 168,78 Km)				64.267.849	
Gasoducto Buenaventura - Cali (24" y 123 Km)		102.473.191			
Gasoducto Buenaventura - Cali (22" y 123 Km)		93.933.758			
Loop Cali - Mariquita (18" y 312,24 Km)		195.098.958			
Loop Mariquita - Vasconia (18" y 123 Km)			42.397.595		
Loop Cusiana - Apiay - Usme (16"y 268,4 Km)					114.145.360

Fuente: Resolución CREG 013 de 2003

5.1.2 Costo unitario de los nuevos compresores

Con el objeto de lograr una mejor aproximación a los costos de construcción de sistemas de compresión, se evaluó la Resolución CREG 011 de 2003 y se efectuaron consultas con expertos del sector de gas natural, de lo cual se determinó que el costo oscila, alrededor de los USD 1.600 /HP.

5.1.3 Costo unitario de plantas de regasificación

El costo unitario de una planta de regasificación en Colombia es de aproximadamente 70.8 USD/m^3/día y fue calculado como el promedio ponderado de los costos unitarios asociados a las plantas de regasificación de Quintero, Mejillones, Pecém y Bahía Guanabara (ver figura 53). De esta forma, una planta de regasificación de 300 MPCD tendría un costo de USD 602 Millones, mientras que una planta con capacidad de 450 MPCD valdría USD 902 Millones.

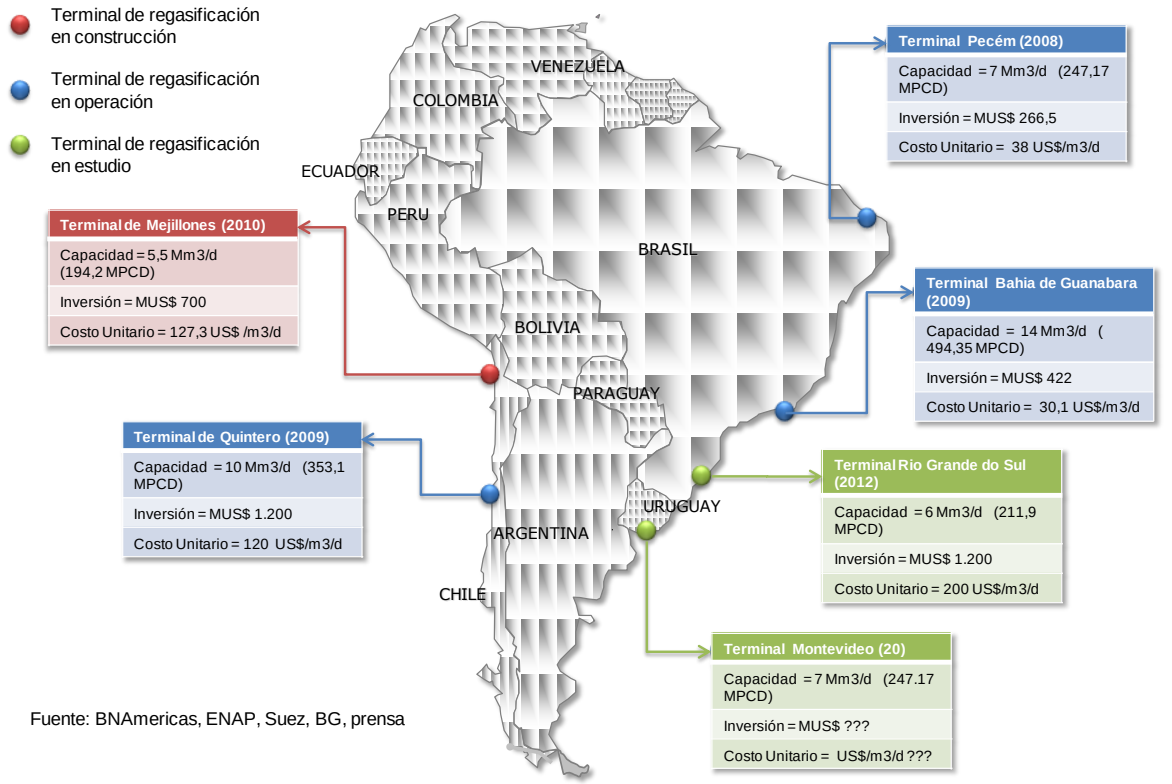


Figura 53. Proyectos de regasificación en Sur-América usados como referencia para establecer los costos unitarios de una posible planta de regasificación en Colombia.

Sobre la base de escenarios de demanda, de exportaciones e importaciones de gas vía gasoducto y/o GNL y con el propósito de buscar la mejor opción de abastecimiento para el país, se evalúan a continuación las diez alternativas resultantes de la combinatoria de los escenarios, presentados en la gráfica 51.

5.2 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 1

Esta opción contempla los siguientes supuestos:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2011.
- Importaciones de Venezuela en las cantidades acordadas inicialmente.
- Aumento de la cantidad de gas importado desde Venezuela.

Para efectuar los análisis se tuvo en cuenta la regionalización del mercado de gas de forma independiente, pese al hecho de que el Interior recibe gas de la Costa. En la figura 54 se muestra el balance Oferta – Demanda para la Costa Atlántica bajo las hipótesis antes mencionadas.

En este caso de estudio, la oferta de los campos de la Costa resulta suficiente hasta diciembre de 2014, para atender sus propias necesidades y movilizar excedentes al

Interior del país en una cantidad igual a la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, frente a los dos escenarios de demanda propuestos.

A partir de enero de 2015 se incluyen 150 MPCD provenientes de Venezuela conforme con lo pactado contractualmente, suministro que extiende la suficiencia de gas hasta enero de 2016, considerando la demanda alta y enero de 2017 para la demanda base. A partir del límite de insuficiencia se suponen importaciones adicionales de gas provenientes de Venezuela en cantidades que varían entre 250 MPCD, y 450 MPCD para suplir las necesidades del escenario alto, mientras que para cubrir la demanda base los requerimientos ascienden a 100 MPCD por el resto del periodo de estudio.

Teniendo en cuenta los faltantes temporales durante los meses de enero a abril de 2011, debido a la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa por baja hidrología, es necesario disminuir a cerca de 100 MPCD, la cantidad de gas enviado a Venezuela durante el periodo.

Adicionalmente se requiere aumentar la cantidad de gas enviada al Interior, para equilibrar la oferta y demanda de gas del Interior, razón por la cual debe aumentar la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 330 MPCD en enero de 2017.

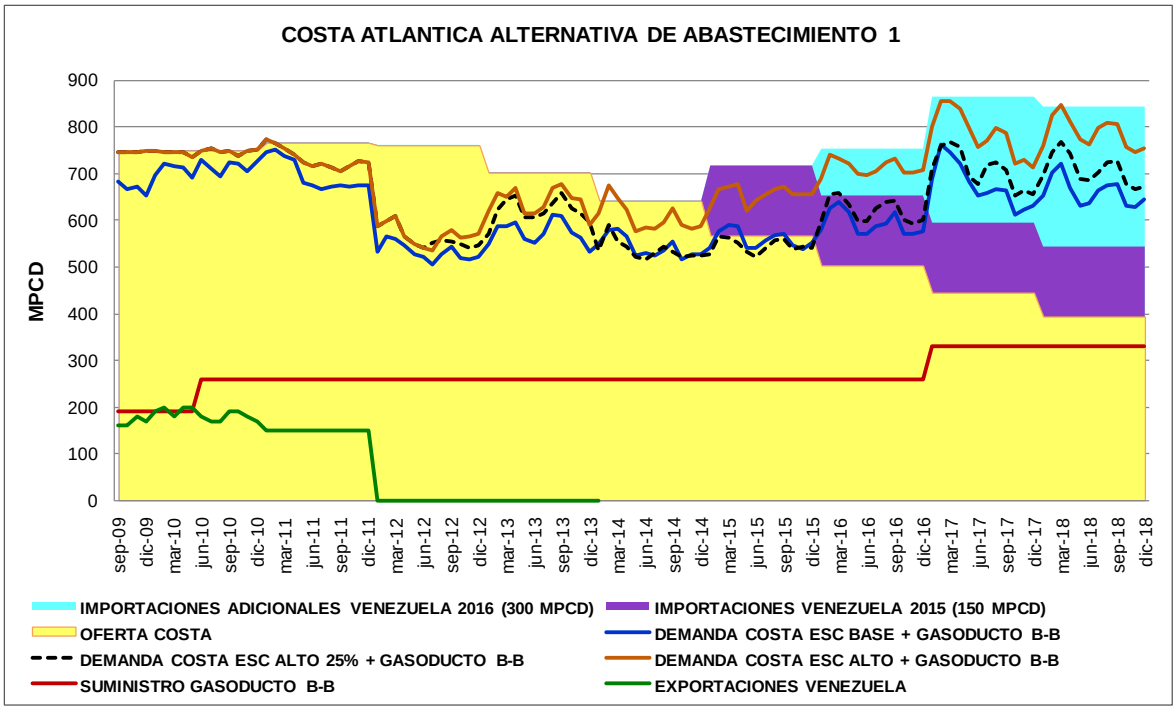


Figura 54. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 1.

En cuanto al balance del Interior del país con la Alternativa de Abastecimiento 1, se señala que la oferta de los campos del Interior, adicionado al gas proveniente de la Costa, permite atender la demanda de la región en los dos escenarios hasta enero de 2012, siempre y cuando, entre en operación el campo Gibraltar (30 MPCD en el último trimestre de 2010) y finalice la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga.

Suplementariamente se requiere la ampliación de la capacidad de transporte en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja, a 260 MPCD en enero de 2010 en interrumpible, y en firme para junio del mismo año. No obstante, en este caso se presenta déficit puntual en el periodo enero – junio de 2010, que debe ser manejado operacionalmente o mediante la sustitución de gas por otros energéticos para nivelar la oferta y la demanda, en aquellos sectores donde sea factible.

A partir de enero de 2012, deberá entrar en producción la primera etapa de ampliación de Cusiana con 70 MPCD, provenientes de la construcción de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II; suministro que permitirá atender la demanda hasta diciembre del mismo año en cualquiera de los dos escenarios de demanda. Desde enero de 2013 se requerirán 140 MPCD de la primera fase de la Planta de Tratamiento de Cupiagua y contar con la disponibilidad suficiente de gas para atender la demanda hasta diciembre de 2016 en los escenarios alto y base (ver figura 55).

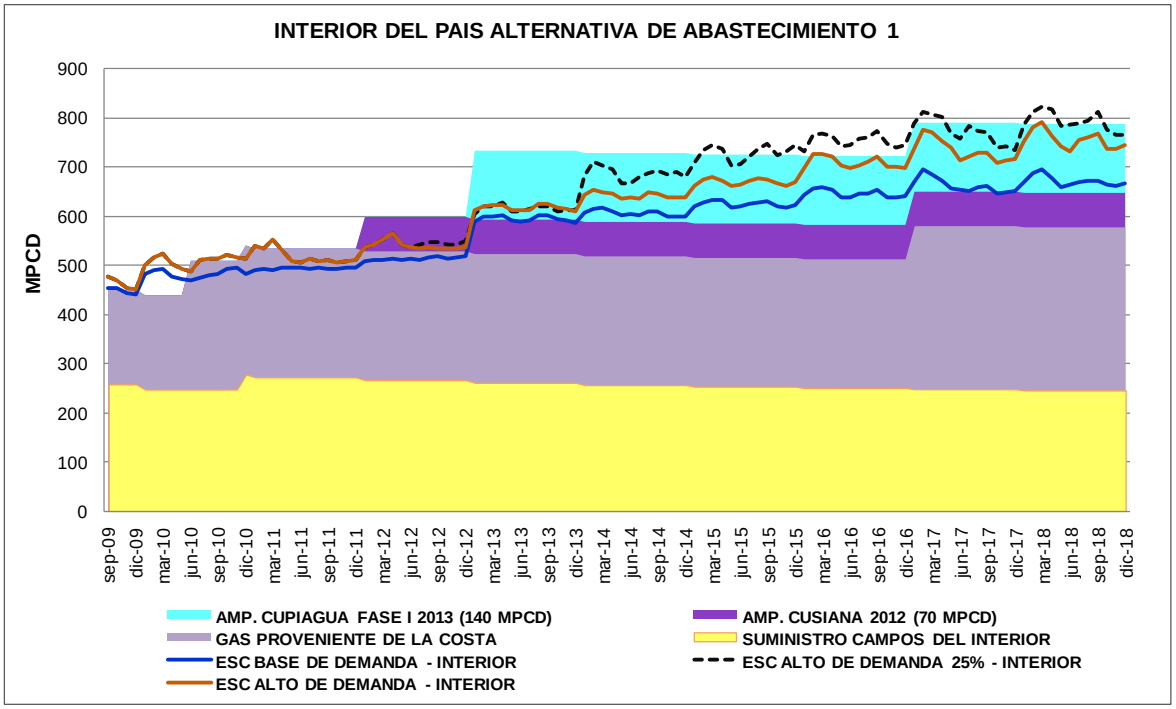


Figura 55. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 1.

En Enero de 2017, el balance del Interior se muestra deficitario, razón por la cual se precisa un aumento de la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja en 70 MPCD alcanzando 330 MPCD, lo que permitirá incrementar el aporte de gas de la Costa hacia el Interior, lo que incrementar el aporte de gas de la Costa hacia el Interior, supliendo los requerimientos de demanda para todo el horizonte de planeación. Con las ampliaciones previstas en Cusiana, la producción del campo alcanzará los 410 MPCD, forzando ampliaciones en la capacidad del gasoducto Cusiana-Vasconia, para evacuar los incrementos de producción.

Dichas ampliaciones se encuentran contempladas por la empresa transportadora TGI para desarrollarse en dos fases y aumentar la capacidad de transporte del gasoducto a 390 MPCD. Las fases I y II deberán estar disponibles en enero de 2012 y enero de 2013 respectivamente, dando lugar al empalme con el aumento de capacidad de producción de Cusiana y Cupiagua.

En la tabla 18 se muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 1, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada. La figura 56 describe la topología del sistema de transporte con la Alternativa de Abastecimiento 1.

Tabla 18. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 1.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2014
Importaciones de Venezuela acordadas contractualmente	150	Enero de 2012	Enero de 2015	-				
Importaciones adicionales de Venezuela	300	Julio de 2009	Enero de 2016	-				
Ampliaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja Fase II (Loop de 18" y 578.8 Km)	De 260 a 330	Enero de 2014	Enero de 2017	101.608.213				238.604.510
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	Enero de 2010	Enero de 2012	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupuagua Fase temprana	140	Enero de 2011	Enero de 2013	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	Enero de 2009	Enero de 2012	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	Enero de 2010	Enero de 2013	194.550.341		258.592.112		
			TOTAL (VPN)	**673.473.990**				

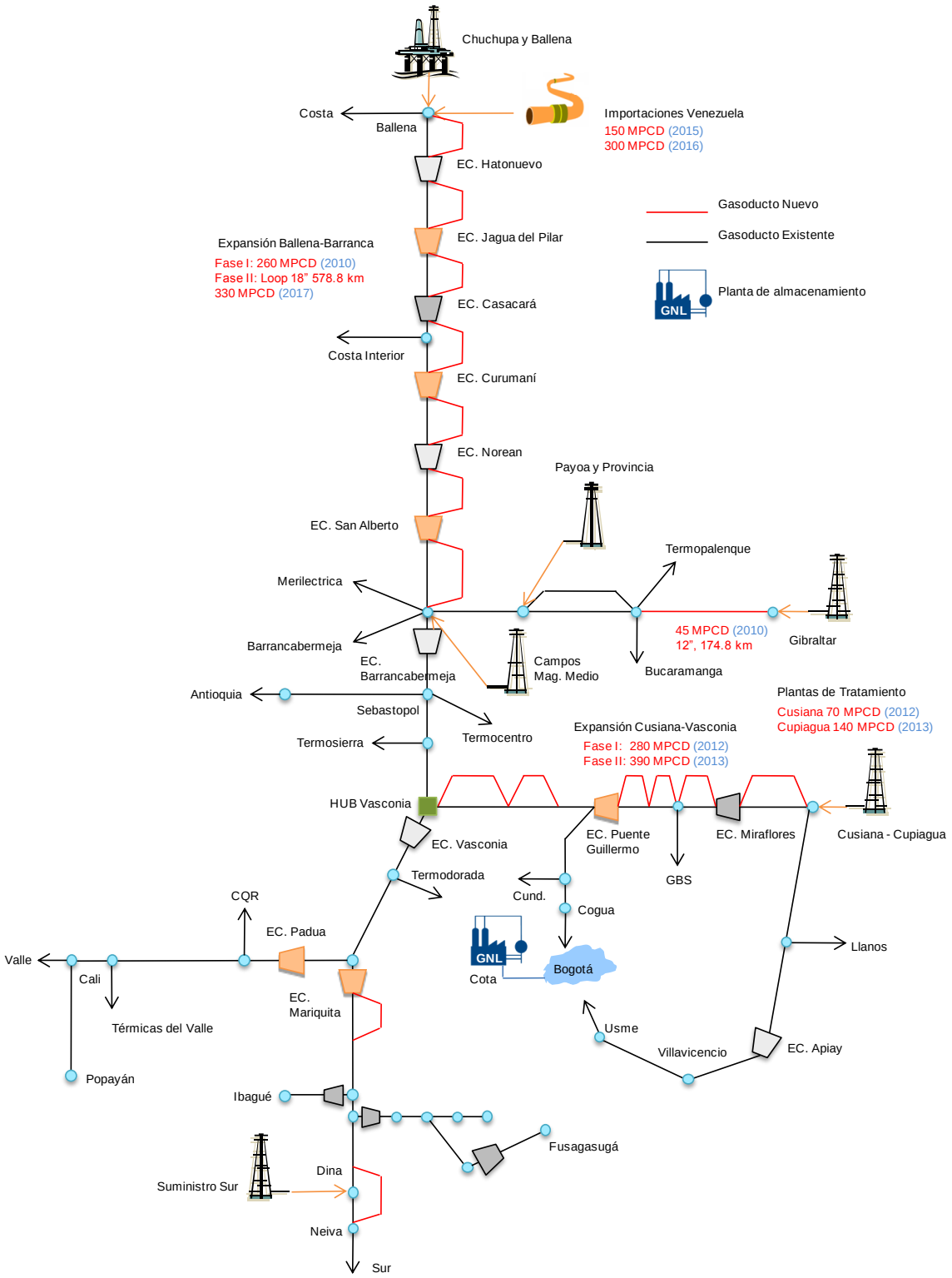


Figura 56. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 1.

5.3 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 2

Esta nueva opción contempla la ocurrencia de los siguientes supuestos:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2011.
- Importaciones de Venezuela en las cantidades acordadas inicialmente.
- Construcción de una planta de regasificación en la Guajira.

Evaluada esta alternativa, se concluye que la oferta de los campos de la Costa Atlántica es suficiente para atender hasta el 2014 la demanda de la zona y aportar al Interior del país una cantidad igual a la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, como se presenta en la figura 57.

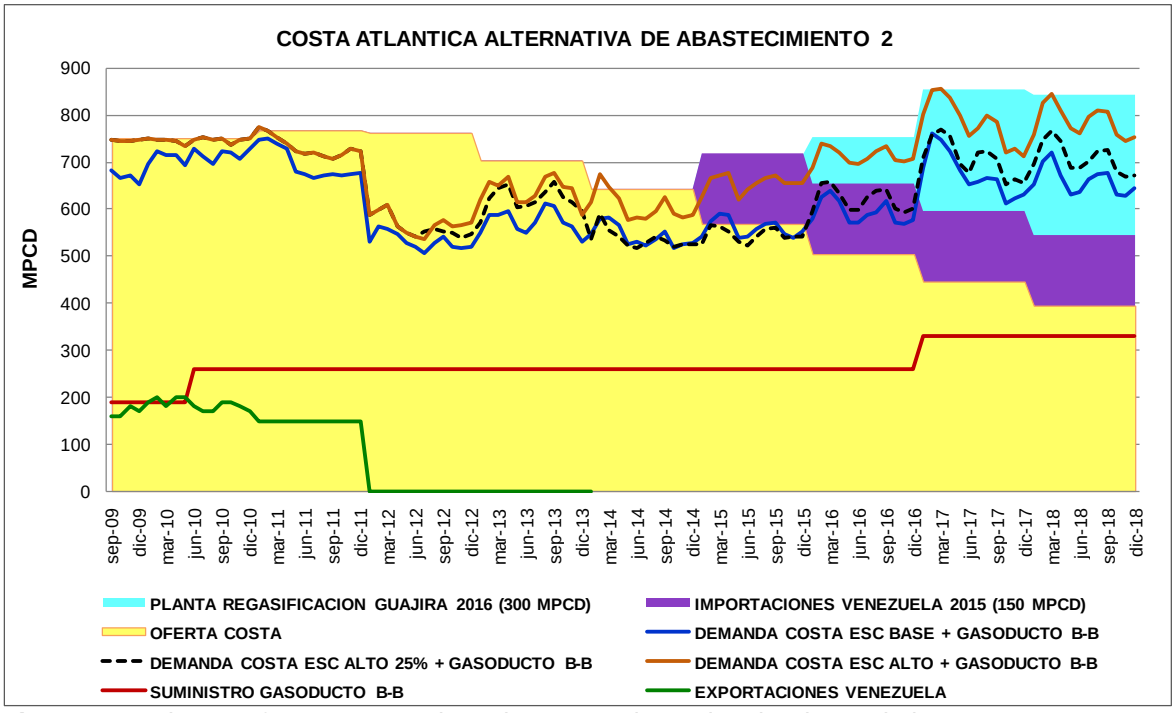


Figura 57. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 2.

Sin embargo, en el escenario de demanda alto se presentan pequeñas insuficiencias entre los meses de enero y abril de 2011 debido a los requerimientos de las plantas termoeléctricas de la Costa por baja hidrología, es necesario disminuir a cerca de 100 MPCD las cantidades de gas enviadas a Venezuela durante el periodo seco.

Teniendo en cuenta la insuficiencia de oferta desde 2015, se supone aumento de disponibilidad de gas vía importación de Venezuela en un volumen equivalente a lo establecido contractualmente (150 MPCD), con lo cual se cubre la demanda proyectada

hasta diciembre del mismo año bajo el escenario alto y hasta diciembre de 2016 contemplando el escenario base.

Como la evolución de la demanda es creciente y se presenta nuevamente déficit en el balance, comenzando el 2016 se supuso la entrada en operación de una Planta de Regasificación ubicada en la Guajira, con una capacidad de 300 MPCD, que permitirá no solo la tención de la demanda, sino la optimización del uso de la infraestructura existente. Así mismo, se generarán excedentes de gas en la región, que podrán ser transportados al Interior, con lo cual será necesario aumentar la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 330 MPCD en enero de 2017, para robustecer la disponibilidad de gas y suplir la demanda de dicha región.

Bajo los supuestos de la alternativa de Abastecimiento 2, la disponibilidad de gas de los campos del Interior interconectados al SNT, más el aporte de la Costa indican balance positivo de la región hasta enero de 2012 en cualquiera de los dos escenarios de demanda. Ver figura 58.

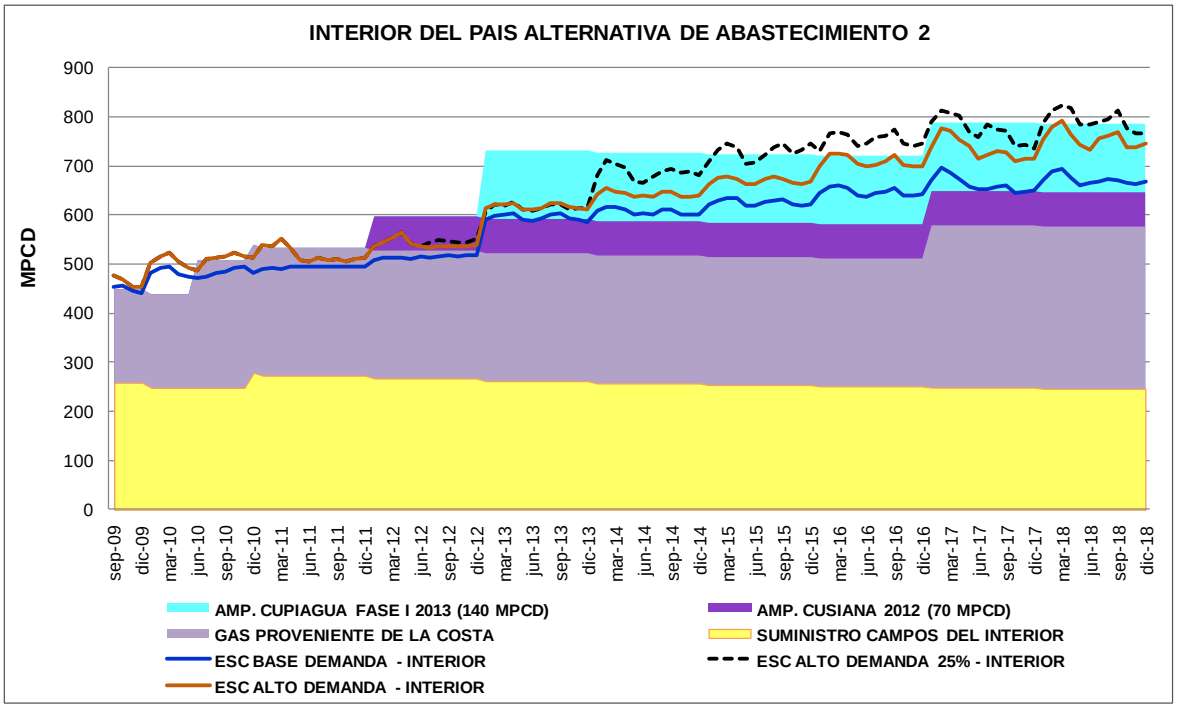


Figura 58. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 2.

Es necesaria la entrada en operación del campo Gibraltar (30 MPCD en diciembre el último trimestre de 2010), que finalice la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, y que sea efectiva la ampliación del gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 260 MPCD en enero de 2010 bajo la modalidad de interrumpible, y en firme a partir de junio del mismo año. No obstante, en este caso se presenta déficit puntual en el periodo enero- abril de 2010, que debe ser manejado operacionalmente o con la sustitución de combustibles, en aquellos sectores donde ésta opción sea factible.

La alternativa de abastecimiento 2 contempla la construcción y puesta en operación de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II desde enero de 2012, incrementando la oferta de gas en 70 MPCD y asegurando la atención de la demanda por un año más (enero de 2013), bajo cualquiera de las dos hipótesis de demanda, destacando que en esos doce meses los valores de demanda calculados en los dos escenarios presentan escasas diferencias.

A partir de 2013 se requiere aumento de la oferta de gas para balancear la creciente demanda, forzando el desarrollo de la primera fase de la Planta de Tratamiento de Cupiagua con aportes de 140 MPCD. La nueva oferta permitirá suministrar las cantidades necesarias de gas natural para cubrir la demanda hasta diciembre de 2016.

Como en el escenario alto de demanda se presenta déficit, desde enero de 2017, se supone ampliación del gasoducto Ballena – Barrancabermeja en 70 MPCD adicionales, para disponer del gas proveniente de la planta de regasificación instalada en 2016, permitiendo abastecimiento pleno hasta diciembre de 2018. Esta alternativa también incluye la expansión del gasoducto Cusiana-Vasconia considerada por la empresa TGI, en sus Fases I y II, para enero de 2012 y enero de 2013 respectivamente, plazos en los que debe entrar en ejecución las plantas de Cusiana y Cupiagua.

En la tabla 19 se presenta una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 2, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada.

Tabla 19. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 2.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2014
Importaciones de Venezuela acordadas contractualmente	150	Enero de 2012	Enero de 2015	-				
Planta de regasificación en La Guajira	300	Enero de 2010	Enero de 2016	471.454.303		602.000.000		
Ampliaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja Fase II (Loop de 18" y 578.8 Km)	De 260 a 330	Enero de 2014	Enero de 2017	101.608.213				238.604.510
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	Enero de 2010	Enero de 2012	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupuagua Fase temprana	140	Enero de 2011	Enero de 2013	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	Enero de 2009	Enero de 2012	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	Enero de 2010	Enero de 2013	194.550.341		258.592.112		
			TOTAL (VPN)	**1.144.928.294**				

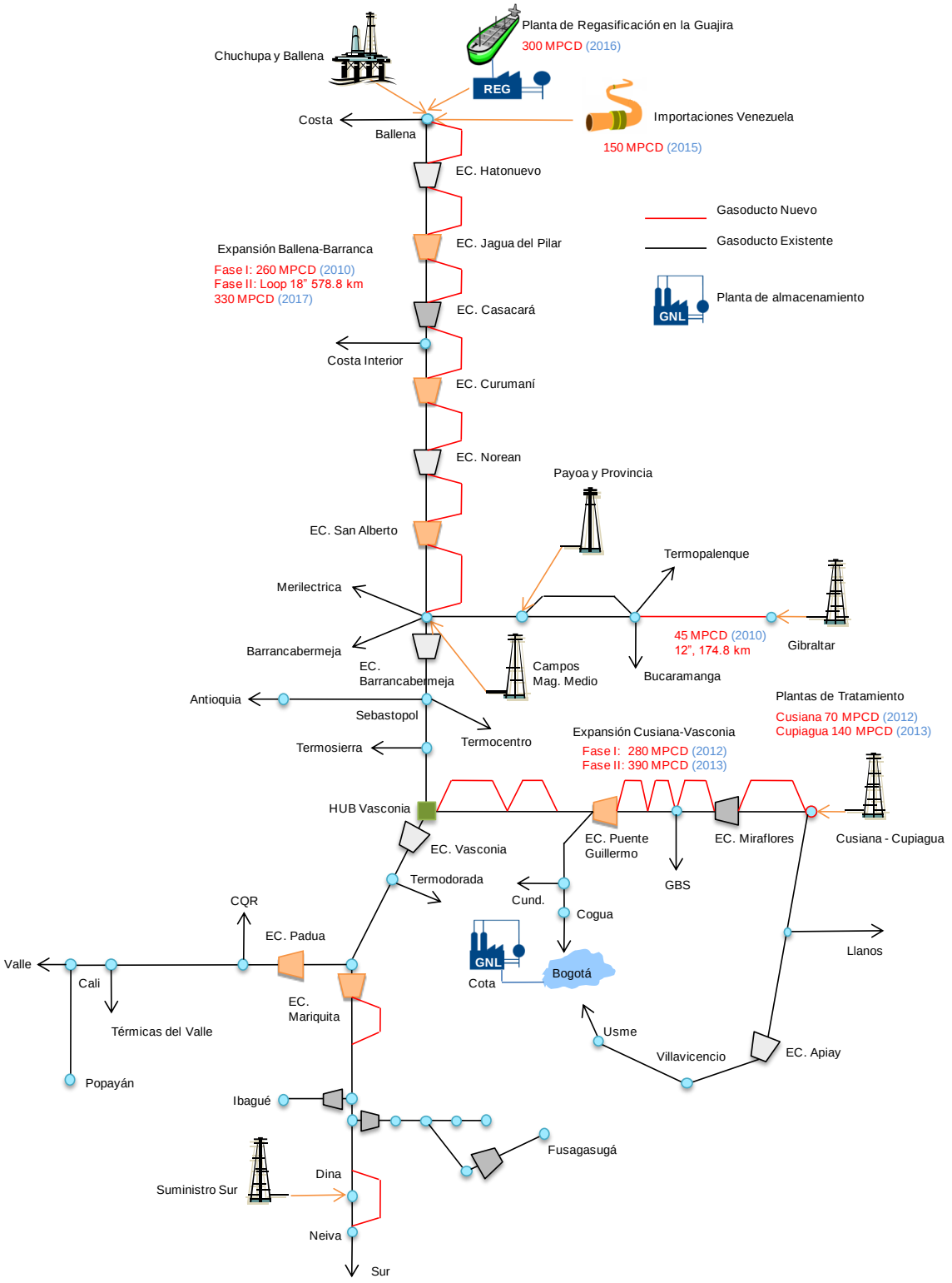


Figura 59. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 2.

5.4 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 3

La opción de abastecimiento 3 supone la coincidencia de las siguientes circunstancias:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2011.
- Importaciones de Venezuela en las cantidades acordadas contractualmente.
- Construcción de una planta de regasificación en Buenaventura.

En este nuevo escenario se supone diversificación del suministro con el propósito de establecer un mayor nivel de confiabilidad, lo que implica la construcción de nueva infraestructura de transporte.

El escenario supone diversificación de la oferta con el propósito de establecer un mayor nivel de confiabilidad, lo que implica nueva infraestructura de transporte, dependiendo de la opción de oferta. El suministro de la Costa Atlántica es suficiente para atender la demanda de la región hasta diciembre de 2014 y para proporcionar al interior del país un volumen igual a la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, excepto durante el año 2014 en el que el transporte de gas al Interior deberá reducirse a 230 MPCD para compensar los requerimientos de demanda del sector termoeléctrico de la Costa, ver figura 60.

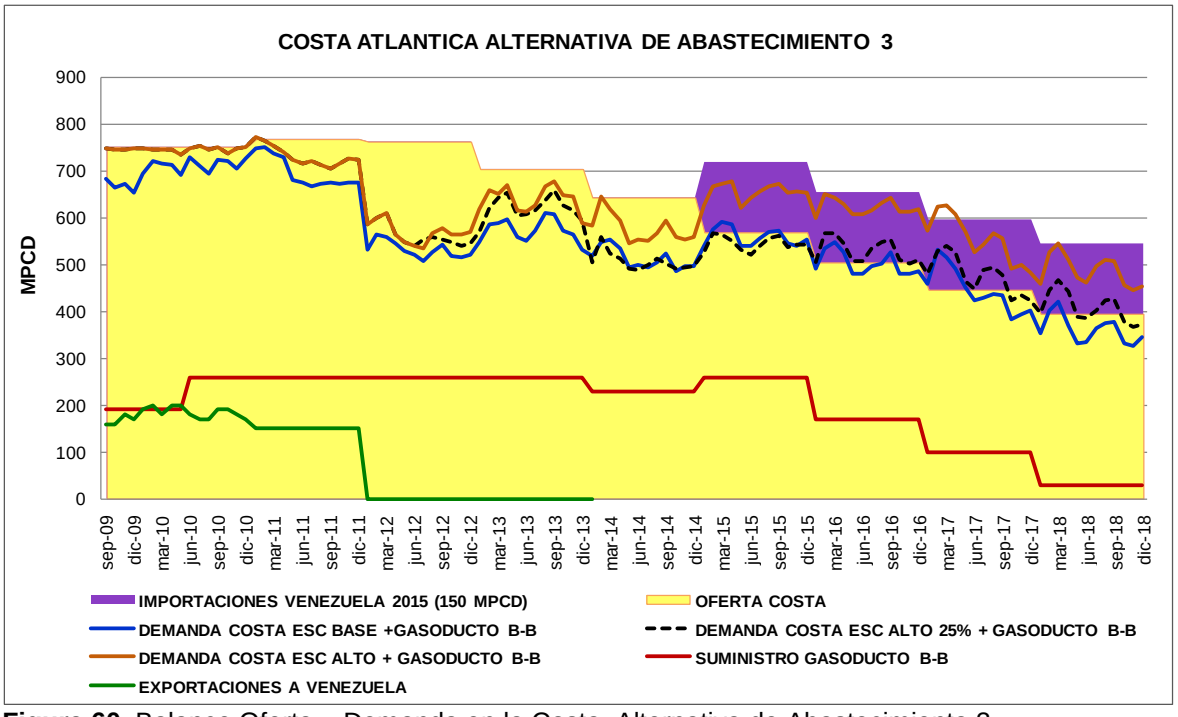


Figura 60. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 3.

Adicionalmente, para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de hidrología baja del 2010, es necesario reducir la cantidad de gas interrumpible enviado a Venezuela, en cantidades totales que varían de 160 a 200 MPCD, durante el periodo de verano. Atender la demanda, supone importaciones desde Venezuela a partir de enero de 2015 a una rata de 150 MPCD, para equilibrar la oferta y la demanda, con lo cual se extiende el abastecimiento de la Costa hasta enero de 2016, implicando reducción de los volúmenes despachos hacia el Interior del país a 170 MPCD durante todo el año 2016, a 100 MPCD en el 2017, terminando en el año 2018 con un volumen de 30 MPCD y de esta forma suplir la totalidad de los requerimientos de demanda de la Costa en el periodo de estudio.

En relación con el balance del Interior del país, la oferta proveniente de los campos del Interior, mas el gas procedente de la Costa, permiten abastecimiento de la región hasta enero de 2012, siempre que el campo Gibraltar entre en operación con un volumen de 30 MPCD en el último trimestre de 2010, esté concluido el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, y se disponga de la ampliación del gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 260 MPCD en marzo de 2010 bajo el esquema interrumpible, y en firme desde junio del mismo año. Ver figura 61.

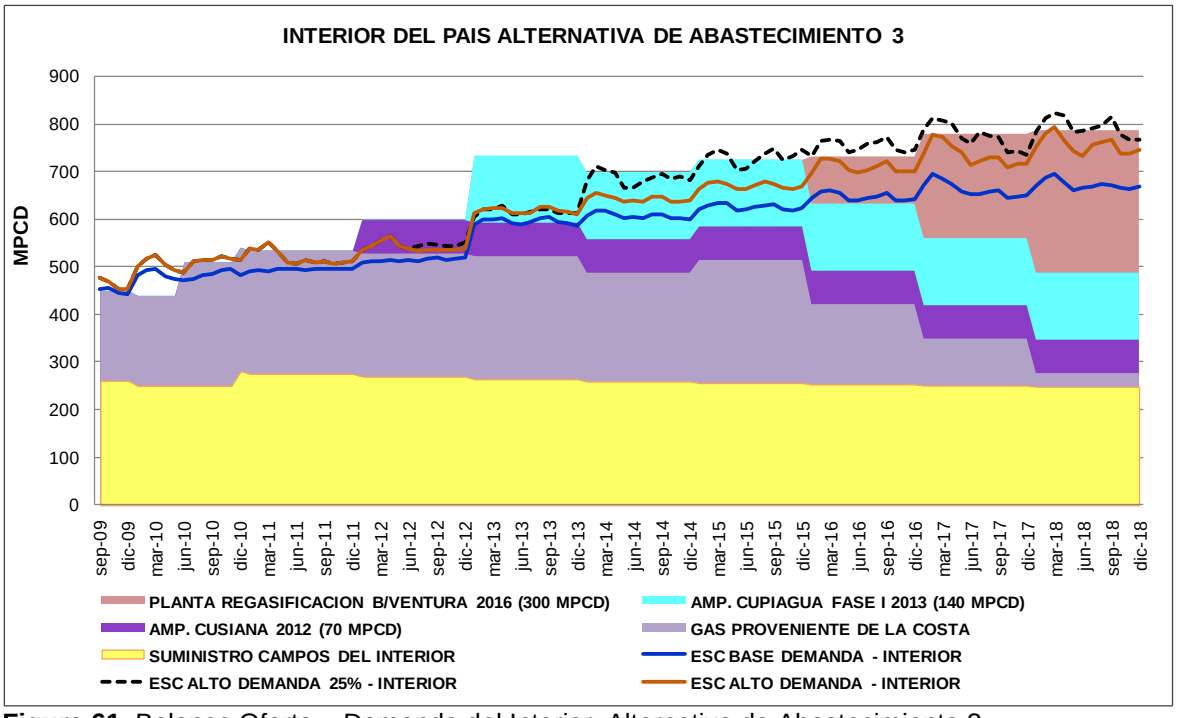


Figura 61. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 3.

No obstante, en este caso se presenta déficit puntual en el periodo enero- mayo de 2010, que debe ser manejado operacionalmente o con la sustitución de combustibles, en aquellos sectores donde ésta sea posible. La opción de abastecimiento 3 estima que a partir de enero de 2012, se incrementa la oferta del Interior en 70 MPCD procedentes de la construcción de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II, proveyendo en gas necesario para abastecer la demanda de la región hasta enero de 2013. Como se

presenta nuevamente déficit en la región se precisa aumento de la oferta con el desarrollo de la primera fase de la Planta de Tratamiento de Cupiagua, con 140 MPCD, ampliación que suplirá las necesidades hasta diciembre de 2015, bajo la perspectiva de de los escenarios de demanda, alto y base.

Con ocasión de la reducción de los volúmenes de gas enviados desde la Costa, el déficit de la región nuevamente se manifiesta en enero de 2016, lo que supone la construcción de una Planta de Regasificación ubicada en el puerto de Buenaventura, con una capacidad de 300 MPCD, que inicialmente tendría bajos valores de utilización con aproximadamente 100 MPCD durante el 2016 que se incrementaría a 220 MPCD durante el 2017 y a 300 MPCD en el 2018.

Esta alternativa requiere también la ampliación de la infraestructura de transporte entre Cusiana-Vasconia en sus Fases I y II para enero de 2012 y enero de 2013 respectivamente, coordinando con la entrada en producción de las plantas de Cusiana y Cupiagua.

Otra de las variantes logísticas como consecuencia de la instalación de la planta en el Pacífico será la construcción de un nuevo gasoducto entre Buenaventura y Cali con una capacidad mínima de 300 MPCD, el incremento de la capacidad del gasoducto Mariquita - Cali de 168 MPCD a 200 MPCD, y la operación en contraflujo de los segmentos Mariquita-Cali y Mariquita-Vasconia.

Teniendo en cuenta el esquema de los flujos, se confirma la importancia de contar con el Centro de Distribución de Gas (HUB)[14] en Vasconia, que permita direccionar el gas proveniente de Buenaventura hacia Barrancabermeja y/o Cundinamarca, dependiendo del caso. Finalmente será indispensable el cambio en la dirección del flujo del gasoducto Vasconia-Barrancabermeja, a partir del 2016.

En la tabla 20 se presenta una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 3, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada.

En la figura 62 se muestra la topología del sistema de transporte para la Alternativa de Abastecimiento 3.

[14] HUB: El cual se describe en la sección 3.4.1.3 del capítulo tres

Tabla 20. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 3.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2014
Importaciones de Venezuela acordadas contractualmente	150	Enero de 2012	Enero de 2015	-				
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	Enero de 2010	Enero de 2012	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupuagua Fase temprana	140	Enero de 2011	Enero de 2013	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	Enero de 2009	Enero de 2012	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	Enero de 2010	Enero de 2013	194.550.341		258.592.112		
Contraflujo del Gasoducto Vasconia - Barrancabermeja	225	Enero de 2014	Enero de 2016					
HUB de Vasconia	260	Enero de 2014	Enero de 2016					
Planta de regasificación en Buenaventura	300	Enero de 2010	Enero de 2016	471.454.303		602.000.000		
Construcción del Gasoducto Buenaventura - Cali	300	Enero de 2013	Enero de 2016	46.117.261				
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Cali - Mariquita (Nueva estación compresora en Cali y ampliación de la estación Padua)	De 168 a 200	Enero de 2013	Enero de 2016	10.211.867				
Contraflujo del Gasoducto Mariquita - Vasconia	192	Enero de 2013	Enero de 2016					
			TOTAL (VPN)	**1.099.649.208**				

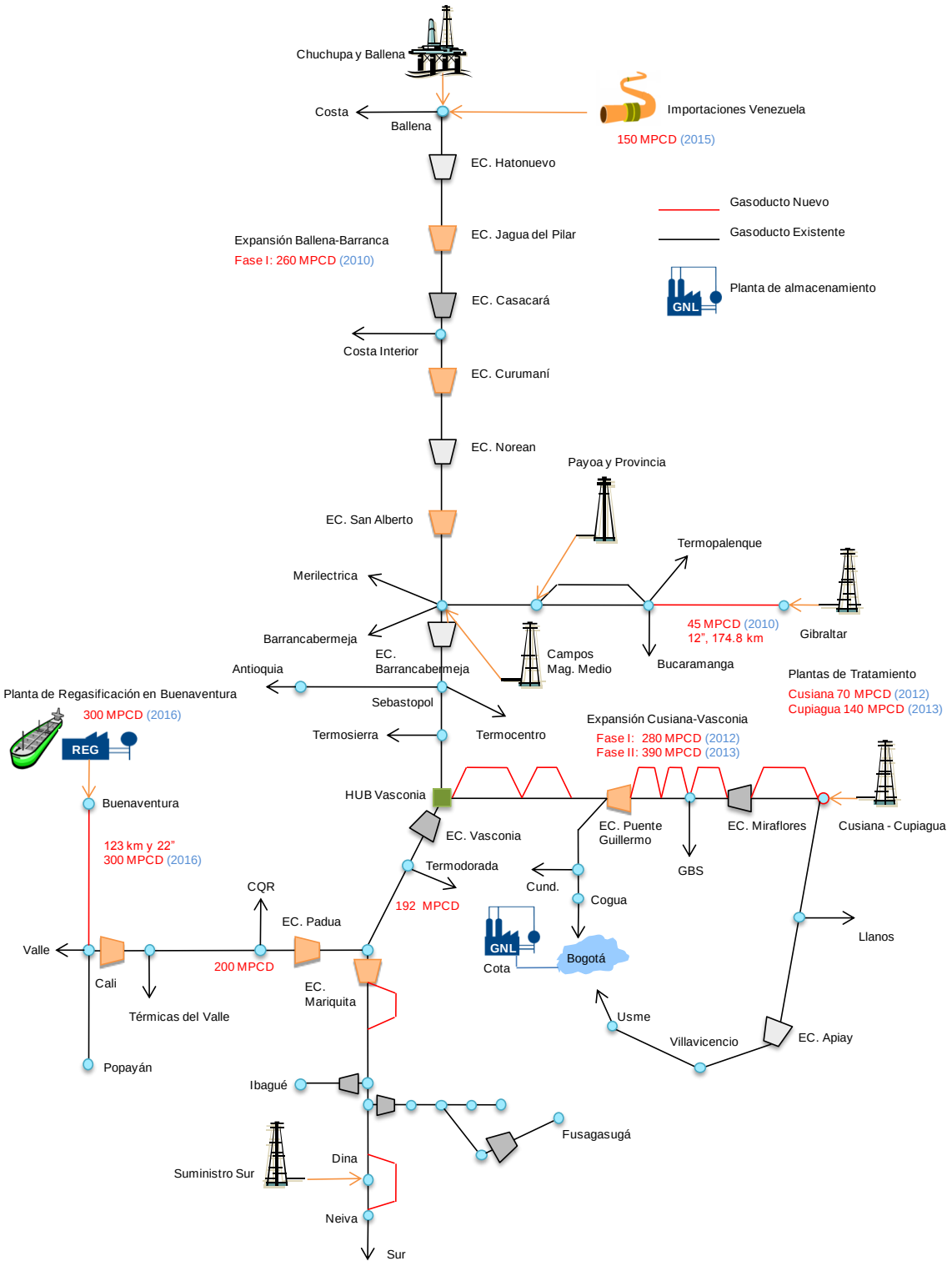


Figura 62. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 3.

5.5 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 4

Otra de las opciones de abastecimiento evaluadas incluye la combinación de los siguientes eventos:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2011
- No se cuenta con importaciones de Venezuela.
- Construcción de una planta de regasificación en la Guajira.

En la alternativa 4, el suministro de los campos de la Costa Atlántica asegura la dotación del recurso hasta el 2016 ante cualquiera de los escenarios de demanda y de manera complementaria, aporta gas al Interior del país gas en una cantidad igual a la máxima capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja hasta diciembre de 2013, ver la figura 63. Durante el año 2014 la movilización de gas hacia el Interior se reduce a 230 MPCD, a fin de compensar los requerimientos de demanda del sector termoeléctrico de la Costa.

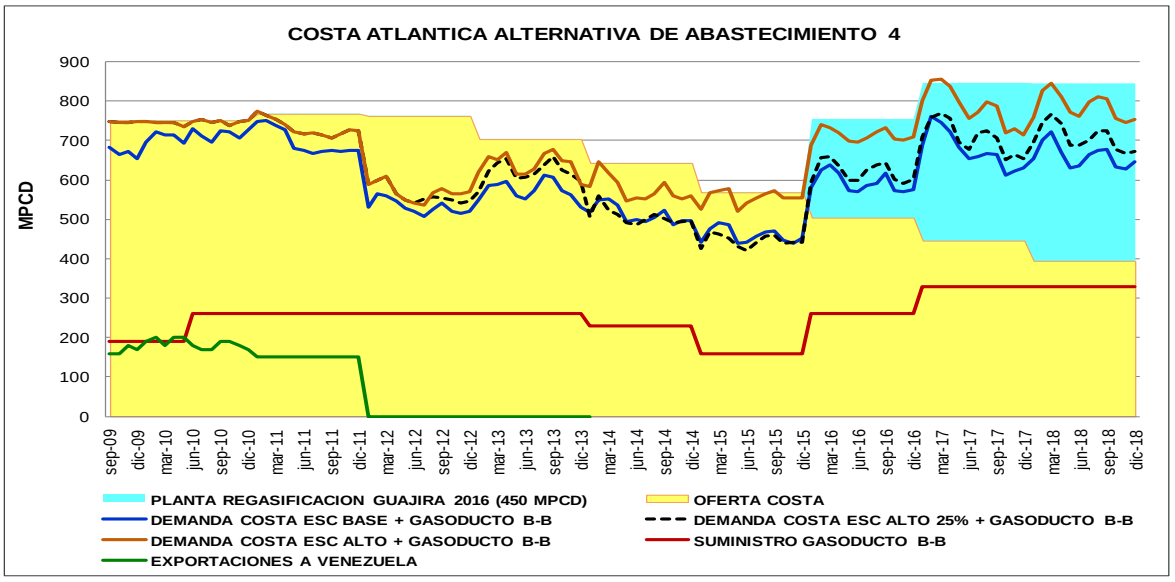


Figura 63. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 4.

Adicionalmente, para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de hidrología baja del 2011, es necesario disminuir la cantidad de gas enviado a Venezuela a volúmenes cercanos a 100 MPCD. Debido a la carencia de gas proveniente de Venezuela y bajo el supuesto de ausencia de nuevos campos productores, se supone la construcción de una Planta de Regasificación ubicada en la Costa (Guajira con una capacidad de 450 MPCD), la cual debe iniciar operación en 2015. Sin embargo, por los tiempos requeridos para el desarrollo y puesta en marcha de un proyecto de tal magnitud, se estima que dicha planta solo estaría disponible a partir del 2016 suponiendo que la

decisión se tomara en el 2010. Ello implica la reducción de los volúmenes gas hacia el Interior a un máximo de 160 MPCD durante todo el 2015, para que de esta forma, la Costa Atlántica pueda mantener abastecimiento pleno.

Con el incremento de la oferta en enero de 2016 por entrada en operación de la Planta de Regasificación, se amplía de nuevo la disponibilidad de gas de la Costa y por ende la cantidad de gas transportada hacia el Interior alcanzando los 260 MPCD. Sin embargo en enero de 2017 se requiere la ampliación la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 330 MPCD, con el fin de seguir suministrando gas al Interior del país, tal como se observa en la figura 64.

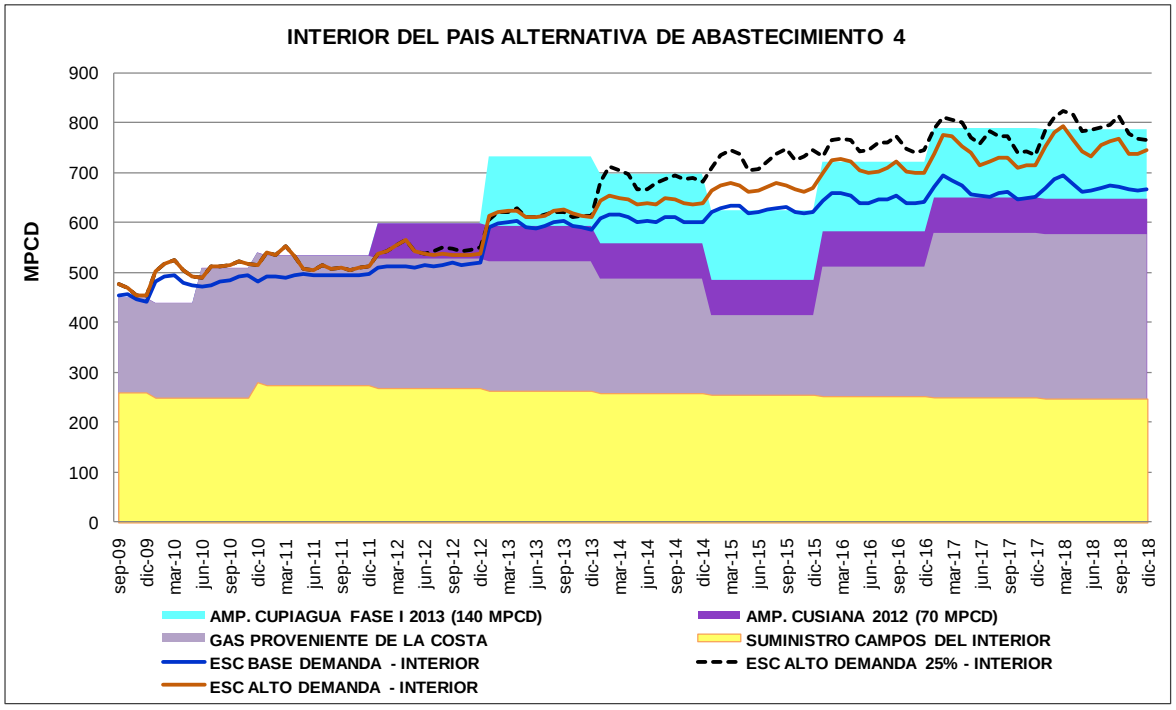


Figura 64. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 4.

En esta opción, la oferta de los campos del Interior, mas el gas proveniente de la Costa, suplirán la demanda del Interior del país hasta enero de 2012, contando con el inicio de operación del campo Gibraltar (30 MPCD en el último trimestre de 2010), la finalización de la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, y adicionalmente la ampliación en la capacidad de transporte en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja, a 260 MPCD en enero de 2010 bajo la modalidad de interrumpible, y en firme desde junio del mismo 2010.

En esta alternativa se presenta déficit puntual en el periodo enero- abril de 2010, fundamentalmente a causa de los picos de demanda que ocasiona el sector termoeléctrico, faltantes que deben ser manejados operacionalmente o con la sustitución de combustibles, en aquellos sectores que lo permitan.

A partir de enero de 2012, se requiere la puesta en marcha de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II, con 70 MPCD para extender el balance de la región hasta enero de 2013. En la misma fecha debe integrarse al sistema de oferta del Interior los 140 MPCD provenientes de la primera fase de la Planta de Tratamiento de Cupiagua, supliendo las necesidades de la demanda hasta enero de 2015 en el escenario alto y a diciembre del mismo año bajo las condiciones de ocurrencia del escenario base, aún cuando es necesario acudir a soluciones temporales para suplir déficit transitorios que se observan bajo el supuesto del escenario base.

Comenzando enero de 2016, la oferta de gas del Interior aumenta en razón a la operación de la Plata de Regasificación, lo cual significa un incremento paulatino de la disponibilidad de gas en la región, que se refleja en un aumento del gas movilizado desde la Costa en aproximadamente 100 MPCD durante todo el 2016, es decir el volumen total nuevamente alcanza los 260 MPCD, que después crece a 330 MPCD y se mantiene durante los dos últimos años del ejercicio de proyección, permitiendo el abastecimiento, presumiendo la ocurrencia del escenario alto de demanda.

En materia de transporte, la Alternativa 4 supone las ampliaciones del gasoducto Cusiana-Vasconia contempladas por la empresa transportadora TGI, en sus Fases I y II, para enero de 2012 y enero de 2013 respectivamente, plazos en los que debe entrar en ejecución las plantas de Cusiana y Cupiagua primera fase.

Sin embargo, durante el 2015 se presenta una situación de escasez de aproximadamente 45 MPCD, en el evento del escenario alto de demanda, como consecuencia de la disminución de la cantidad de gas enviado desde la Costa durante el periodo. La figura 65 presenta una comparación entre la cantidad de gas faltante con los valores calculados en el escenario alto y la diferencia entre los escenarios de demanda Base y Alto del sector termoeléctrico del Interior. Esta situación resulta superable, teniendo en cuenta que para la fecha se espera que la totalidad del parque térmico del Interior cuente con la posibilidad de operar con el combustible sustituto.

La entrada en operación de la Planta de Regasificación en la Guajira hacia enero de 2016 y la ampliación en la capacidad del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 330 MPCD propuesta para enero de 2017, permitirán que el Interior pueda contar con el gas suficiente para suplir la demanda durante el resto del horizonte de planeación.

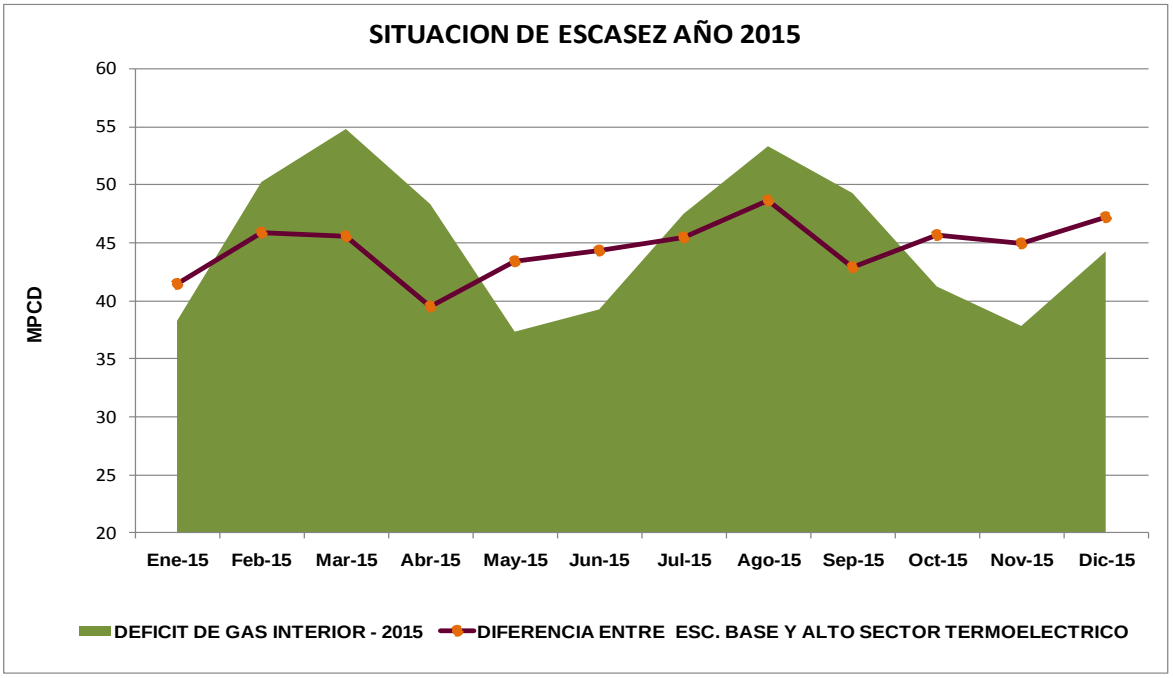


Figura 65. Situación de desabastecimiento del Interior durante el 2015, Alternativa de

En la tabla 21 se muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada y la figura 66 contiene la topología del sistema de transporte.

Tabla 21. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 4.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2014
Planta de regasificación en La Guajira	450	Enero de 2010	Enero de 2016	706.398.308		902.000.000		
Ampliaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja Fase II (Loop de 18" y 578.8 Km)	De 260 a 330	Enero de 2014	Enero de 2017	101.608.213				238.604.510
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	Enero de 2010	Enero de 2012	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupuagua Fase temprana	140	Enero de 2011	Enero de 2013	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	Enero de 2009	Enero de 2012	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	Enero de 2010	Enero de 2013	194.550.341		258.592.112		
			TOTAL (VPN)	**1.379.872.299**				

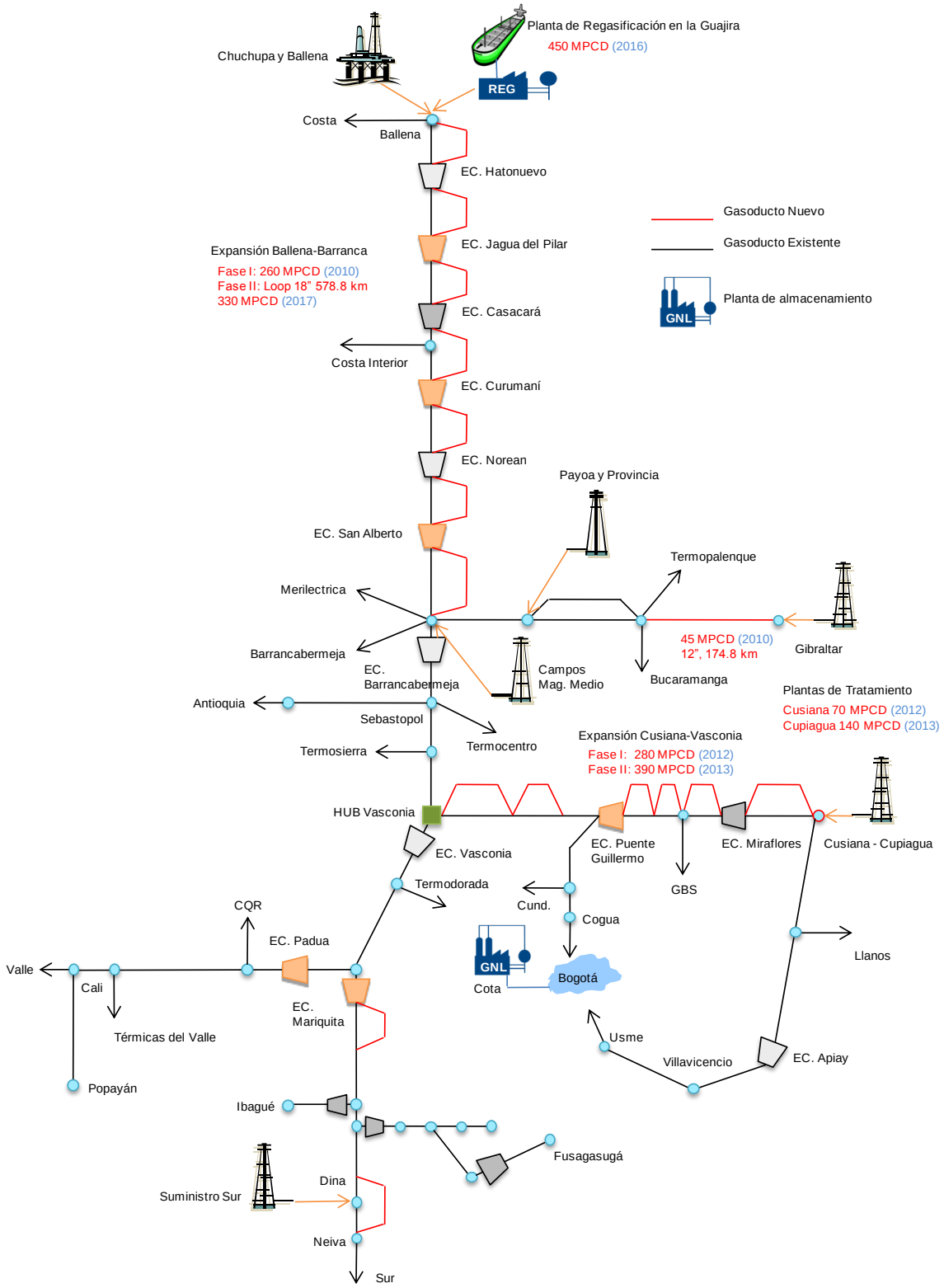


Figura 66. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 4.

5.6 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 5

La alternativa 5 corresponde con los siguientes supuestos:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2011
- No se cuenta con importaciones de Venezuela.
- Construcción de una planta de regasificación en Buenaventura.

Bajo las condiciones propuestas, la oferta de los campos de la Costa es suficiente para suplir la demanda de la región y aportará al interior del país una cantidad igual a la máxima capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja hasta diciembre de 2013, tal como se aprecia en la figura 67. Dado el supuesto de no importaciones de Venezuela, es necesaria la reducción paulatina de los volúmenes despachados hacia el Interior empezando en enero de 2014 con una disminución de 30 MPCD, que luego asciende a 100 MPCD es decir un transporte de 160 MPCD y a partir de enero de 2015 la cantidad de gas enviada hacia el Interior llega a 25 MPCD para que la demanda de la Costa pueda ser atendida plenamente,

Comenzando enero de 2017 se requiere invertir el flujo a través del gasoducto Ballena - Barrancabermeja para que la Costa reciba del Interior 100 MPCD, que se incrementarán a 130 MPCD en enero de 2018. Esta opción precisa de inversiones para que el gasoducto Ballena-Barrancabermeja pueda operar en contra flujo a partir enero de 2017.

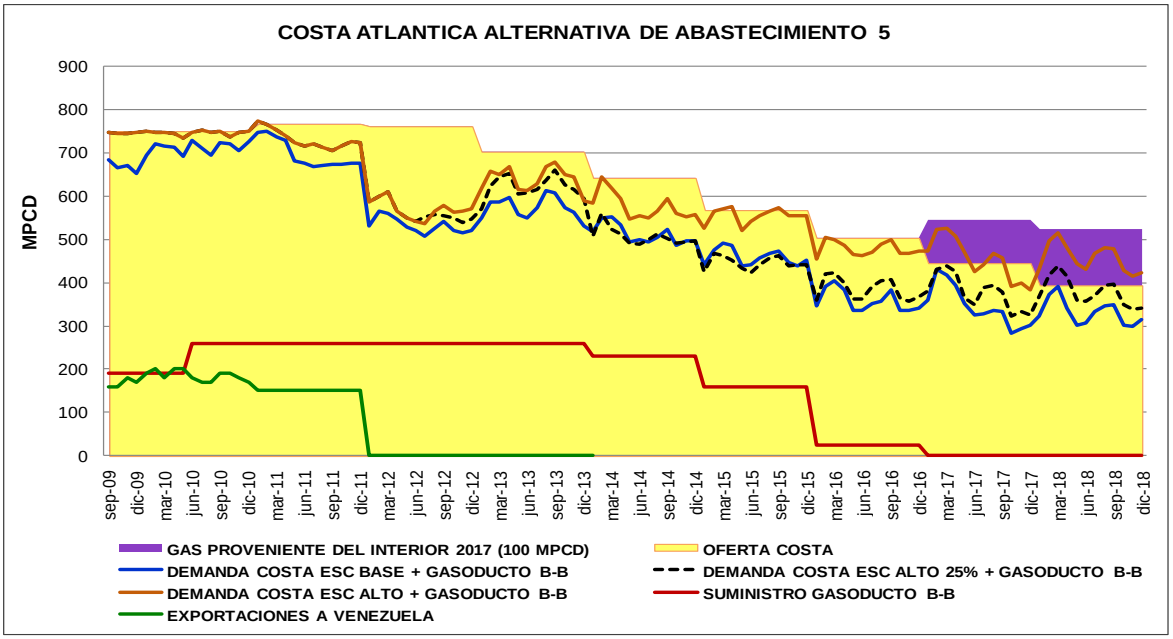


Figura 67. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 5.

Adicionalmente, para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de hidrología baja del año 2011, (enero – abril), se hace necesario reducir la cantidad de gas enviado a Venezuela a volúmenes cercanos a 100 MPCD.

Para que exista un balance adecuado en el Interior del país, se cuenta con la producción procedente de los campos del Interior más el gas suministrado por la Costa, con lo cual se alcanzará abastecimiento de la región hasta enero de 2012 suponiendo el escenario de demanda alto y hasta enero de 2013 con los cálculos del escenario base, siempre y cuando entre en operación el campo Gibraltar (30 MPCD en el último trimestre de 2010), se inicie la operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga y se cuente con la ampliación en la capacidad de transporte del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, en 70 MPCD a partir de enero de 2010 bajo el esquema interrumpible, y en firme desde junio del mismo año. Ver figura 68.

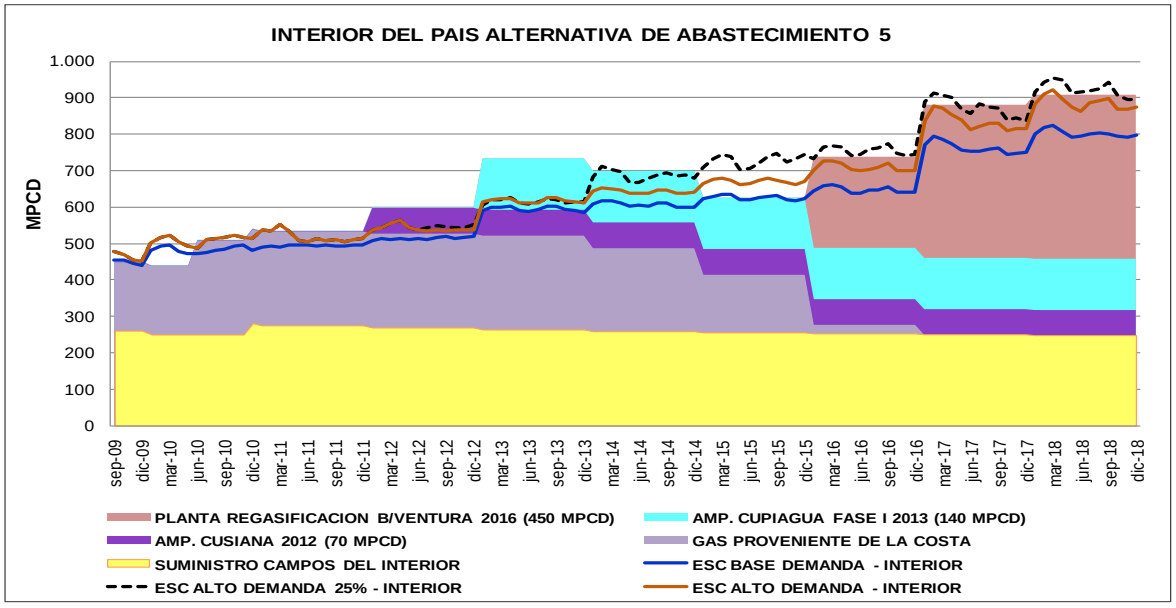


Figura 68. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 5.

En el periodo enero - abril de 2010 se presenta déficit de gas natural, que debe ser manejado operacionalmente o mediante la sustitución de combustibles, en aquellos sectores donde ésta opción sea factible, ya que serán importantes las demandas de gas para la generación de electricidad.

A partir de enero de 2012, se incrementa la oferta de gas en el Interior en 70 MPCD adicionales producto de la puesta en marcha de las ampliaciones de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II, que permitirá abastecer la región hasta diciembre de 2013. Sin embargo desde enero de 2014 se requiere aumentar la disponibilidad de gas en 140 MPCD correspondientes a la primera fase de la ampliación de la Planta de Tratamiento de Cupiagua, que equilibrará el balance hasta enero de 2015, bajo las condiciones del escenario alto y a enero de 2016 con el escenario base.

En materia de transporte, la Alternativa 5 requiere de las ampliaciones del gasoducto Cusiana-Vasconia previstas por la empresa transportadora TGI en sus Fases I y II, para enero de 2012 y enero de 2013 respectivamente, plazos en los que deberán entrar en funcionamiento las plantas de Cusiana y Cupiagua.

Como consecuencia de la disminución de la cantidad de gas enviado desde la Costa hacia el interior del país, se presenta un déficit de gas región a partir de febrero de 2015 de aproximadamente 45 MPCD, que se prolonga por todo el año, ante el supuesto de escenario de demanda alto.

Considerando que el balance de la región muestra déficit de gas a partir de febrero de 2016 aplicando los escenarios de demanda alto y base, se supuso la construcción de una Planta de Regasificación ubicada en Buenaventura con una capacidad de 450 MPCD, iniciado operación en 2015. Pero tomando en cuenta los tiempos requeridos para el desarrollo y puesta en operación de un proyecto de estas características, se considera que la planta estaría disponible a partir del 2016 asumiendo como fecha límite para la toma de decisión de ejecución del proyecto el año 2010.

Bajo las consideraciones de esta alternativa, a continuación se listan los requerimientos de infraestructura adicional para viabilizar la ubicación de la Planta de regasificación en el Pacífico:

- Construcción del gasoducto Buenaventura–Cali con una capacidad de 450 MPCD.
- Ampliación de la capacidad e inversión del sentido de flujo del gasoducto Cali-Mariquita de 168 MPCD a 350 MPCD.
- Ampliación de la capacidad e inversión del sentido de flujo del gasoducto Mariquita-Vasconia de 192 MPCD a 300 MPCD.
- Instalación del Centro de Distribución de Gas (HUB) en Vasconia con una capacidad de compresión de 330 MPCD, que permita direccionar el gas proveniente de Buenaventura y Cusiana hacia Barrancabermeja.
- Ampliación de la capacidad y cambio del sentido de flujo del gasoducto Vasconia - Barrancabermeja de 225 MPCD a 330 MPCD.

La inversión del sentido de flujo del gasoducto Barrancabermeja - Ballena, para abastecer a la Costa con 100 MPCD y 130 MPCD, enero de 2017 y 2018 respectivamente.

La tabla 22 muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 5, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada. Así mismo en la figura 69 se muestra la topología del sistema de transporte para la Alternativa de Abastecimiento 5.

Tabla 22. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 5.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)					
					2009	2010	2011	2013	2014	2015
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	ene-10	ene-12	48.163.521		61.500.000				
Planta de tratamiento de gas Cupuagua Fase temprana	140	ene-11	ene-13	184.813.377			266.666.667			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	ene-09	ene-12	144.338.539	166.407.902					
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	ene-10	ene-13	194.550.341		258.592.112				
Planta de regasificación en Buenaventura	450	ene-10	ene-16	706.398.308		902.000.000				
Construcción del Gasoducto Buenaventura - Cali	450	ene-13	ene-16	50.309.739				102.473.191		
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Cali - Mariquita (Loop de 18" Cali - Padua - Mariquita 312,24 Km)	De 168 a 350	ene-13	ene-16	120.136.209				244.698.958		
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Mariquita - Vasconia (Loop de 18" 122,38 Km)	De 192 a 300	ene-13	ene-16	27.099.543				55.197.595		
Contraflujo del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja	260	ene-15	ene-17	3.693.674						10.000.000
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Vasconia - Sebastopol - Barrancabermeja (Loop de 28" 168,78 Km)	de 225 a 330	ene-14	ene-16	27.368.055					64.267.849	
Ampliación HUB de Vasconia	260	ene-14	ene-16	4.258.436					10.000.000	
			TOTAL (VPN)	**1.511.129.742**						

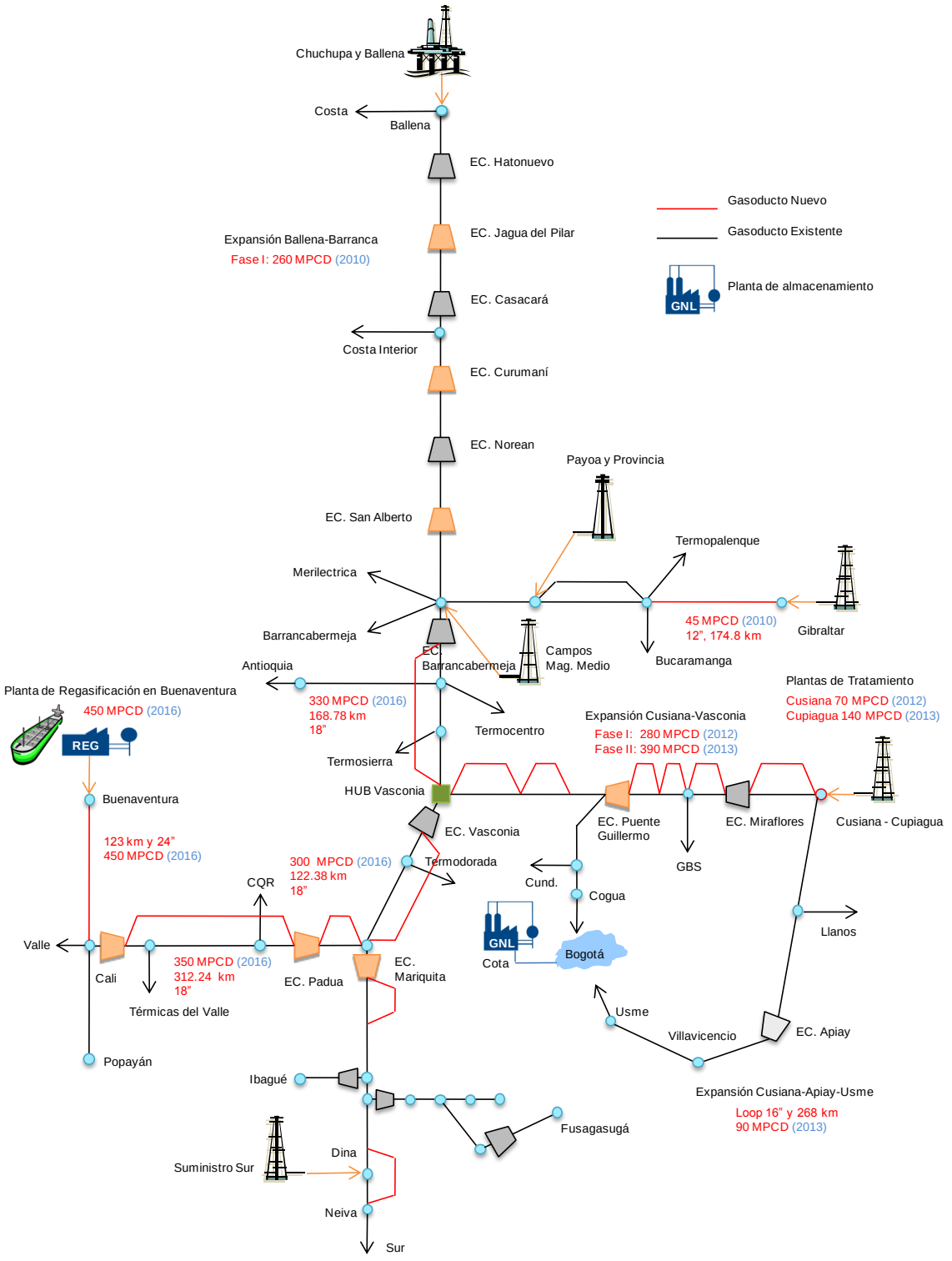


Figura 69. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 5.

5.7 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 6

Esta opción contempla los siguientes supuestos:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2013.
- Importaciones de Venezuela en las cantidades acordadas inicialmente.
- Aumento de la cantidad de gas importado desde Venezuela.

En la figura 70 se muestra el balance Oferta – Demanda de la Costa Atlántica bajo las consideraciones de la Alternativa de Abastecimiento 6. El análisis del balance sugiere que la oferta de los campos de la Costa resulta suficiente para atender sus propias necesidades y al mismo tiempo mantiene excedentes para enviar al Interior una cantidad igual a la capacidad máxima del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, al igual que cumplir con los compromisos de exportaciones en firme a Venezuela hasta diciembre de 2010.

Para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de hidrología baja, es necesario disminuir la cantidad de gas interrumpible enviada a Venezuela, en cantidades totales que varían de 160 a 200 MPCD, hasta finalizar el 2010, que luego se mantiene en los 150 MPCD supuestos hasta finalizar el año 2013.

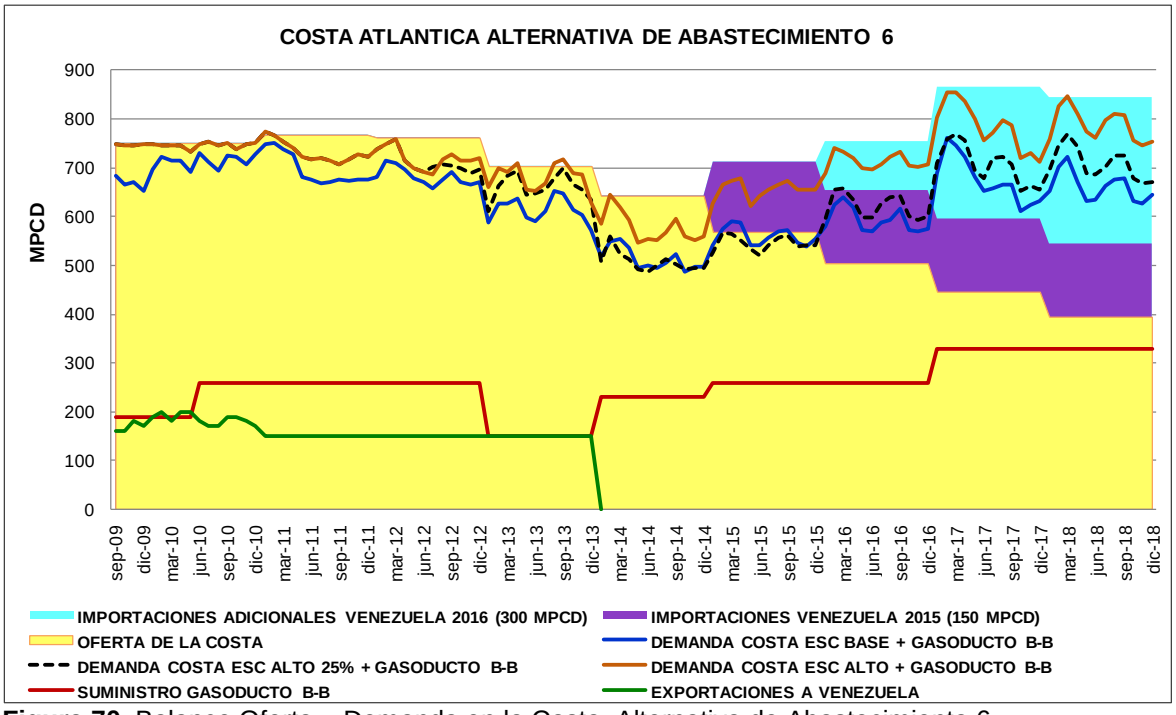


Figura 70. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 6.

En esta opción, los análisis indican que durante el 2013, la oferta de los campos de la Costa Atlántica no podrá atender la demanda de esa región, cumplir con los compromisos de exportaciones a Venezuela y suministrar al Interior una cantidad de gas igual a la capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja. Teniendo en cuenta que para esa fecha el Interior del país podrá disponer de aumentos de producción del campo Cusiana, es posible disminuir a 150 MPCD la cantidad de gas enviado hacia el Interior lo que permitirá cubrir la demanda de la Costa y cumplir con las exportaciones, sin que se presente desabastecimiento en el Interior.

Teniendo en cuenta la finalización de las exportaciones, desde enero de 2014, el Interior del país podrá contar nuevamente con 260 MPCD de la Costa. Sin embargo, como se muestra en la figura 71, al disponer de los aumentos de producción de gas de Cusiana y Cupiagua, el Interior demandará de la Costa solo las cantidades de gas necesarias para cubrir su demanda, esto es 190 MPCD en el 2014, 210 MPCD en el 2015, y 260 MPCD en el 2016, en cualquiera de los escenarios de demanda alto o base. Empleando el escenario de sensibilidad se presentan desbalances entre 2015 y 2016.

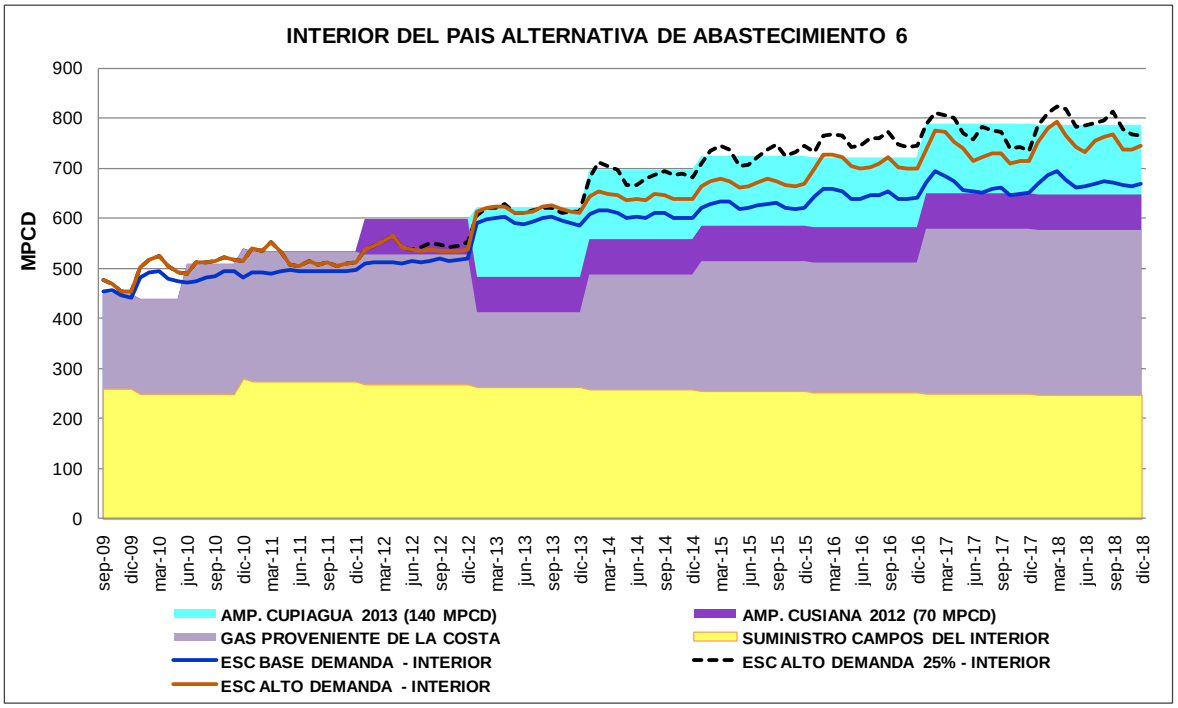


Figura 71. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 6.

Como desde enero de 2015 se presenta déficit en el Interior, se requiere aumentar la movilización de gas desde la Costa a 210 MPCD, lo cual supone el inicio de importación de Venezuela en 80 MPCD que debe incrementarse a 150 MPCD en el 2016 según lo pactado contractualmente. Este suministro adicional, extenderá la suficiencia hasta enero de 2016, fecha en la cual se requiere aumentar la cantidad de gas importado a 250 MPCD, y luego a 450 MPCD comenzando en enero de 2017. Suplementariamente se precisa del aumento de la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 330

MPCD y que comience la operación e enero de 2017, para seguir atendiendo la demanda del Interior del país.

En cuanto a la situación de balance en el Interior con la Alternativa de Abastecimiento 6, debe señalarse que la oferta de los campos de la región más el gas proveniente de la Costa, abastece la demanda del Interior hasta enero de 2012, siempre y cuando, entre en operación el campo Gibraltar (30 MPCD en el último trimestre de 2010), y finalice la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga.

Adicionalmente se requiere ampliación de la capacidad de transporte en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja, a 260 MPCD en marzo de 2010 en interrumpible, y en firme a junio del mismo año. No obstante, en este caso se presenta déficit puntual en el periodo enero - mayo de 2010, los cuales deben ser manejados operacionalmente o con la sustitución de combustibles, en aquellos sectores donde ésta alternativa sea factible,

Desde enero de 2012, se requiere la entrada en producción la primera etapa de ampliación de Cusiana con 70 MPCD, proveniente de la construcción de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II. Este suministro adicional permite atender la demanda hasta enero de 2013, fecha en la cual se requieren los 140 MPCD de la Planta de Tratamiento de Cupiagua.

En materia de transporte, se hace necesaria la ampliación del gasoducto Cusiana-Vasconia, contemplada por TGI en su primera Fase desde enero de 2012, así como el desarrollo de la segunda Fase de la ampliación que debe entrar en operación en enero de 2013, con lo que se alcanzará una capacidad de 390 MPCD. Por otra parte, a partir de enero de 2017, el Interior contará con 70 MPCD adicionales provenientes de la Costa, lo cual le permitirá al Interior disponer de las cantidades necesarias de gas para la atención de los requerimientos de demanda en los escenarios alto y base durante todo el horizonte de análisis, mientras que el escenario de sensibilidad muestra desbalances en 2015 y 2016.

En la tabla 23 se muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 6, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada. En la figura 72 se muestra la topología del sistema de transporte para la Alternativa de Abastecimiento 6.

Tabla 23. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 6.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2014
Importaciones de Venezuela acordadas contractualmente	150	ene-12	ene-15	-				
Importaciones adicionales de Venezuela	300	jul-09	ene-16	-				
Ampliaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja Fase II (Loop de 18" y 578.8 Km)	De 260 a 330	ene-14	ene-17	101.608.213				238.604.510
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	ene-10	ene-12	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupuagua	140	ene-11	ene-13	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	jun-09	ene-12	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	ene-10	ene-13	194.550.341		258.592.112		
			TOTAL (VPN)	**673.473.990**				

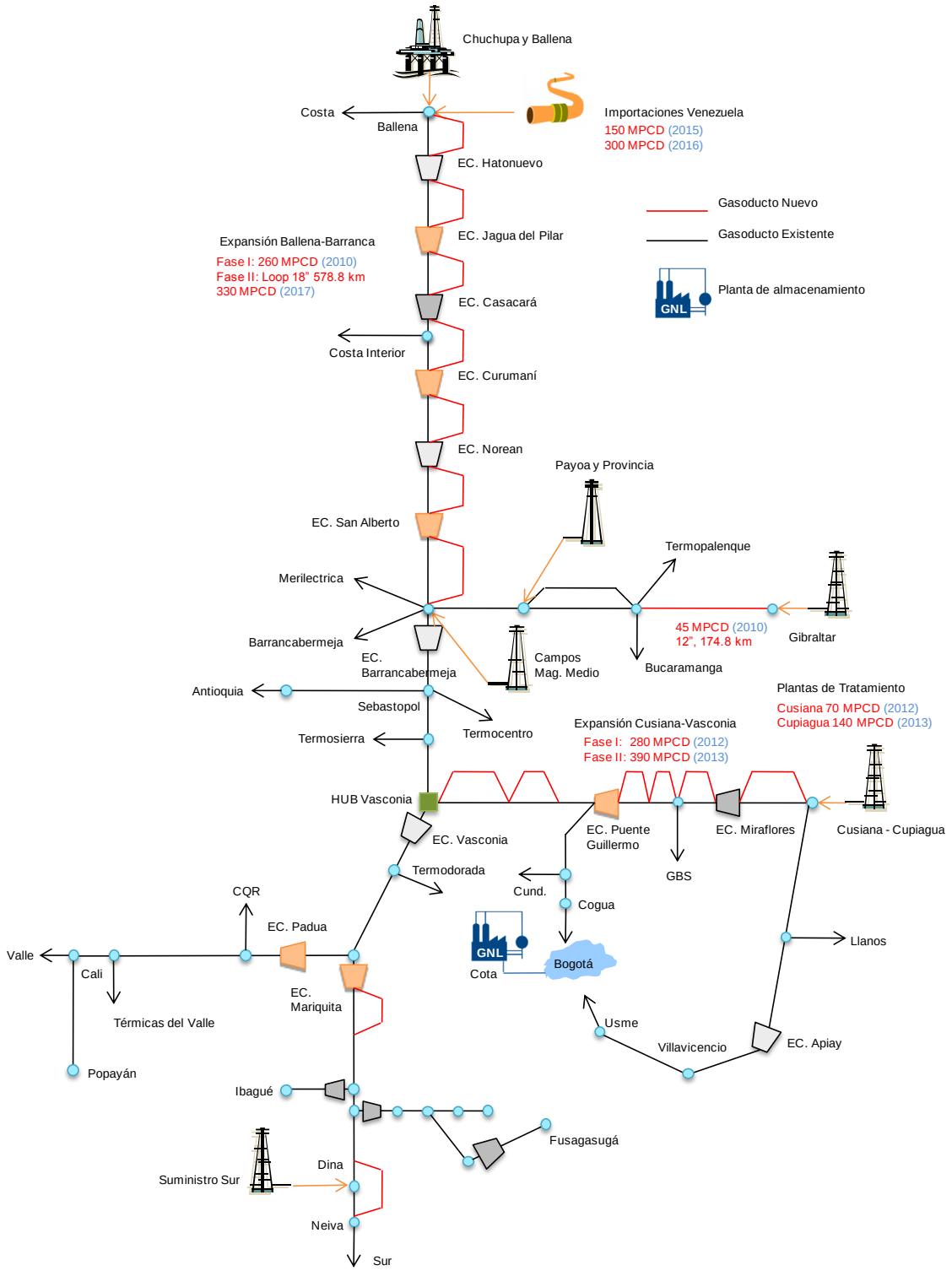


Figura 72. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 6.

5.8 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 7

Esta nueva opción considera la concurrencia de los siguientes eventos:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2013.
- Importaciones de Venezuela en las cantidades acordadas inicialmente.
- Construcción de una planta de regasificación en la Guajira.

El análisis de ésta alternativa, indica que la oferta de los campos de la Costa Atlántica es suficiente para atender hasta diciembre de 2014 la demanda de la zona y aportar al Interior del país una cantidad igual a la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, como se presenta en la figura 73 y cumplir con los compromisos en firme de exportaciones a Venezuela hasta diciembre de 2010.

Para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de hidrología baja es necesario disminuir la cantidad de gas interrumpible enviado a Venezuela, en cantidades totales que varían de 160 a 200 MPCD, hasta finalizar el año 2010.

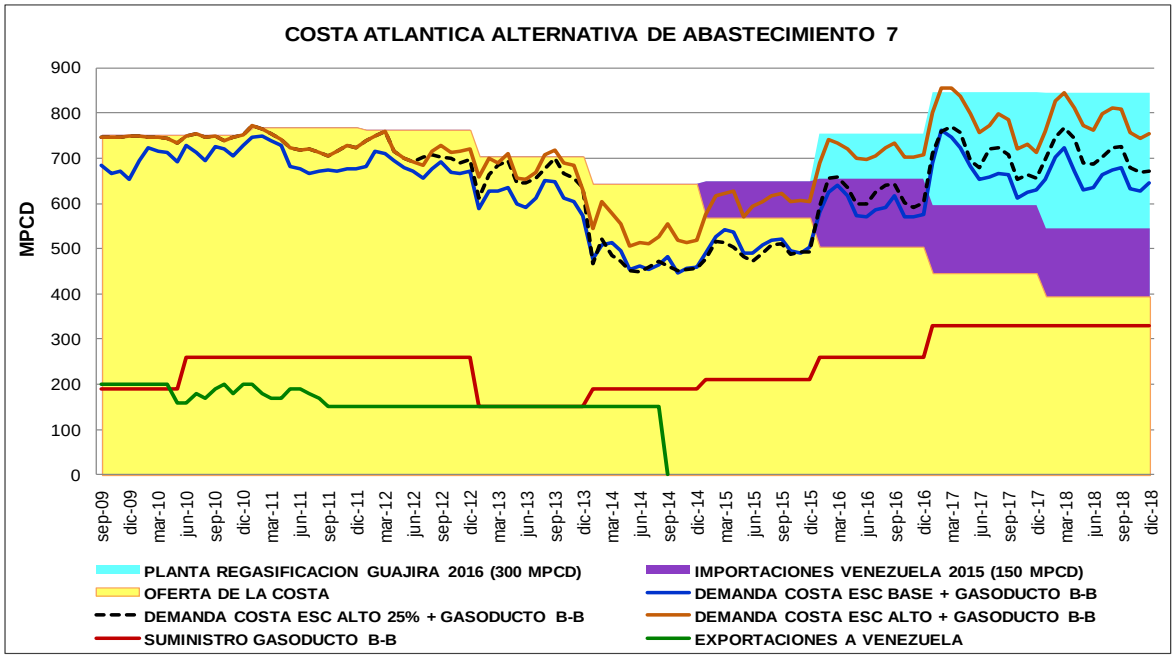


Figura 73. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 7.

A partir de enero de 2011 y hasta diciembre de 2013, la cantidad de gas enviado a Venezuela se suponen en 150 MPCD. Como la oferta de la Costa es insuficiente para atender la demanda de la región, cumplir con los compromisos de exportaciones a

Venezuela y suministrar gas al Interior en una cantidad de gas igual a la capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, se supone durante todo el 2013 una disminución de los volúmenes enviados al Interior, que se estableces en 150 MPCD, dado que desde enero de 2012 el Interior puede disponer del suministro adicional de Cusiana.

Como en enero de 2013 se reduce el gas recibido de la Costa, se supone la entrada en operación de la planta de tratamiento de Cupiagua con 140 MPCD, para incrementar la oferta del Interior. Para establecer equilibrio en el balance del Interior se hace necesario aumentos paulatinos de los aporte de la Costa así: 190 MPCD en el 2014, 210 MPCD en el 2015, y 260 MPCD en el 2016. Ver gráfica 74.

Teniendo en cuenta la incorporan 80 MPCD provenientes de Venezuela a partir de enero de 2015, que se incrementan a 150 MPCD en el 2016 conforme a lo pactado contractualmente, se extiende la suficiencia hasta enero de 2016, fecha en la cual se supuso la entrada en operación la entrada en operación de una Planta de Regasificación ubicada en la Guajira con una capacidad de 300 MPCD. Con excedentes de gas en la Costa se requiere aumentar la capacidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 330 MPCD en enero de 2017, para seguir supliendo la demanda del Interior del país.

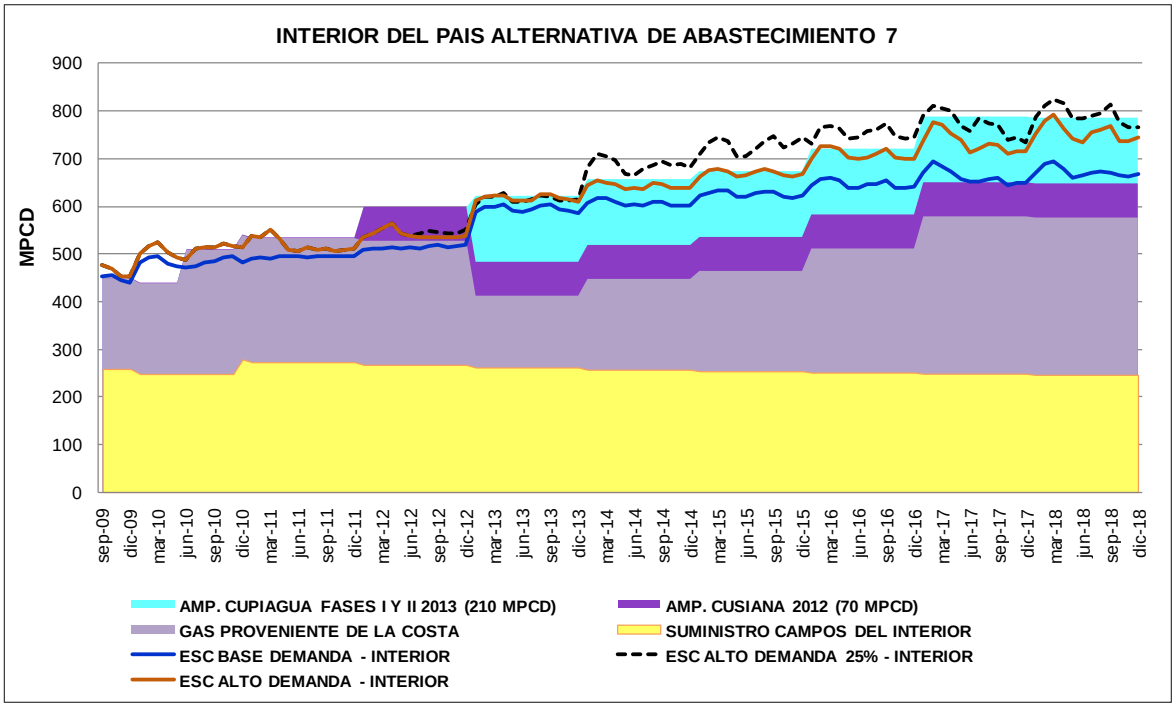


Figura 74. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 7.

En esta alternativa, la oferta de los campos del Interior mas el gas proveniente de la Costa resultan suficientes para atender la demanda de la región hasta enero de 2012, siempre que sea efectiva la entrada en operación del campo Gibraltar (30 MPCD en el último trimestre de 2010), y que finalice la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, y se de la ampliación en la capacidad de transporte en el gasoducto

Ballena – Barrancabermeja, a 260 MPCD en enero de 2010 en interrumpible, y en firme a partir de junio del mismo año.

En enero de 2012, debe entrar en producción la ampliación de Cusiana con 70 MPCD, provenientes del desarrollo de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II. Este suministro adicional permitirá atender la demanda hasta enero de 2013, fecha en la cual se precisa de los 140 MPCD de la Planta de Tratamiento de Cupiagua.

En infraestructura de transporte se requiere que la primera Fase de ampliación del gasoducto Cusiana-Vasconia, contemplada por TGI, entre en operación en enero de 2012 y en enero de 2013 la segunda Fase con lo que se alcanza una capacidad de 390 MPCD.

A partir de enero de 2017, el Interior contará con 70 MPCD adicionales provenientes de la Costa, lo cual le permitirá atender los requerimientos de demanda para todo el horizonte de planeación.

En la tabla 24 se muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 7, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada. En la figura 75 se muestra la topología del sistema de transporte para la Alternativa de Abastecimiento 7.

Tabla 24. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 7.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2014
Importaciones de Venezuela acordadas contractualmente	150	Enero de 2012	Enero de 2015	-				
Planta de regasificación en La Guajira	300	Enero de 2010	Enero de 2016	471.454.303		602.000.000		
Ampliaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja Fase II (Loop de 18" y 578.8 Km)	De 260 a 330	Enero de 2014	Enero de 2017	101.608.213				238.604.510
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	Enero de 2010	Enero de 2012	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupiagua	140	Enero de 2011	Enero de 2013	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	Junio de 2009	Enero de 2012	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	Enero de 2010	Enero de 2013	194.550.341		258.592.112		
			TOTAL (VPN)	**1.144.928.294**				

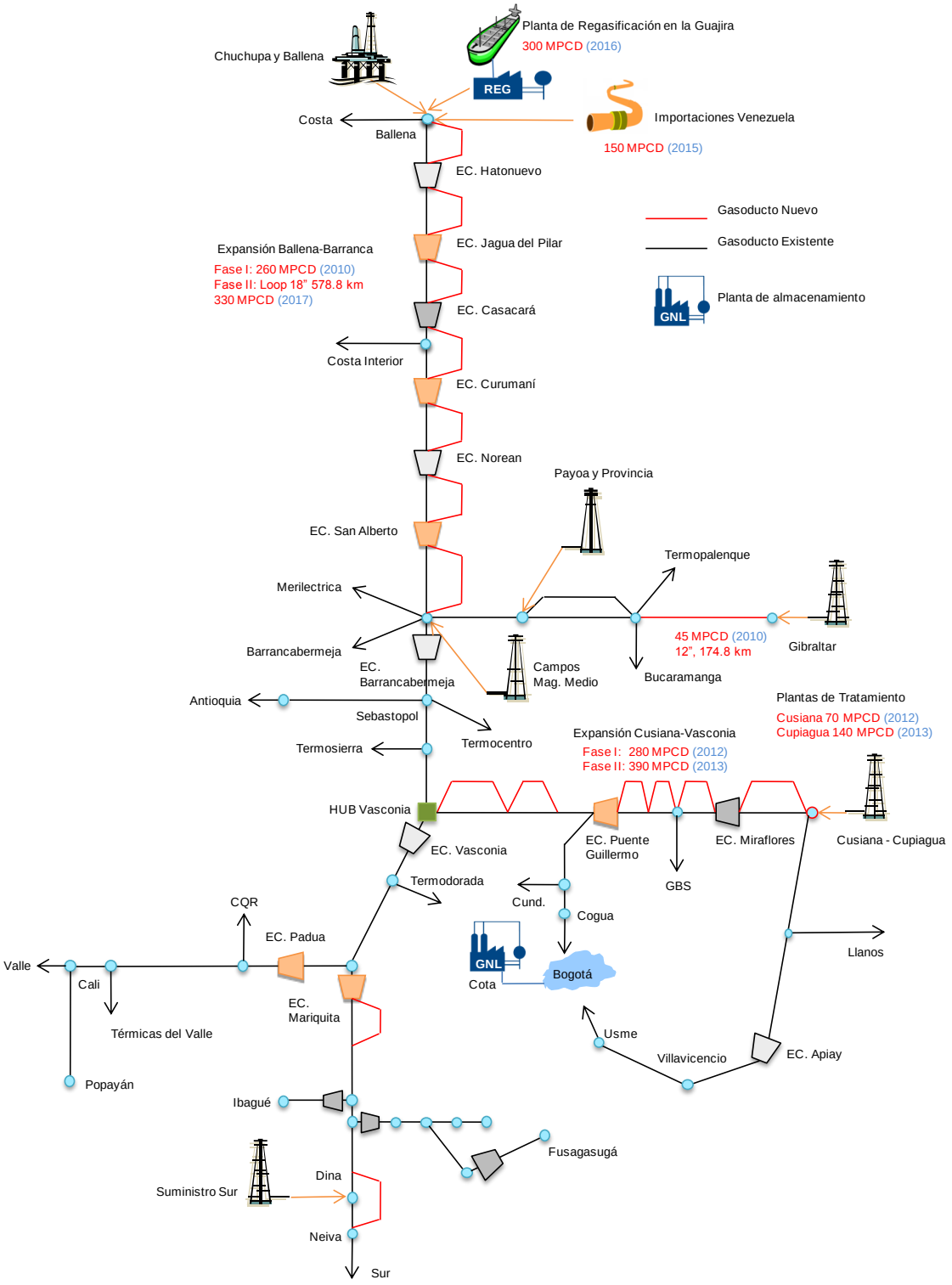


Figura 75. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 7.

5.9 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 8

La opción de abastecimiento que a continuación se evalúa supone la coincidencia de las siguientes condiciones:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2013.
- Importaciones de Venezuela en las cantidades acordadas inicialmente.
- Construcción de una planta de regasificación en Buenaventura.

Este nuevo escenario supone diversificación del suministro con el propósito de establecer un mayor nivel de confiabilidad, lo que implica nueva infraestructura de transporte.

En esta opción, el suministro de la Costa Atlántica atiende la demanda de la región hasta diciembre de 2014, suministro de gas al Interior en volúmenes variables a través del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, y cumplimiento de los compromisos en firme de exportaciones a Venezuela hasta diciembre de 2010. Para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de hidrología baja, es necesario disminuir la cantidad de gas interrumpible enviado a Venezuela, en cantidades totales que varían de 160 a 200 MPCD durante todo el 2010. Ver figura 76.

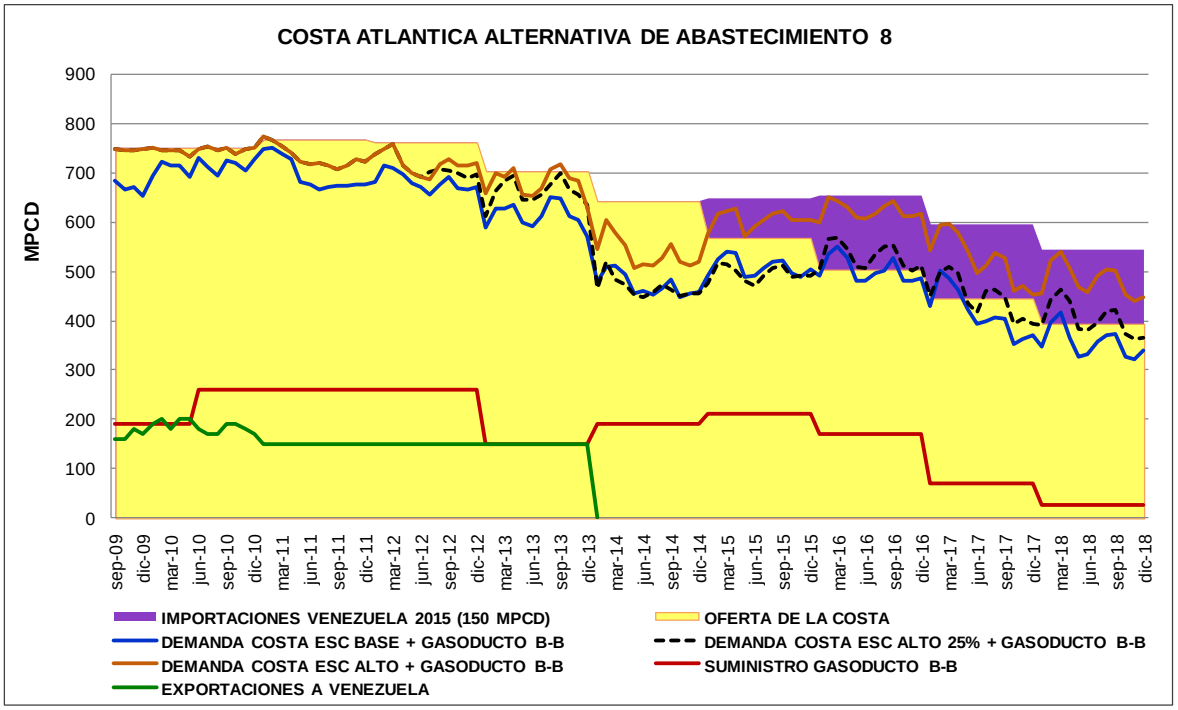


Figura 76. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 8.

A partir de enero de 2011 y hasta diciembre de 2013, la cantidad de gas enviado a Venezuela se incrementa nuevamente a 150 MPCD. Durante el 2013, los volúmenes enviados al Interior se disminuyen a 150 MPCD, para atender la demanda de la Costa y

cumplir con los compromisos de exportaciones a Venezuela. Finalizadas las mismas, desde enero de 2014, el Interior puede contar con 260 MPCD de la Costa.

Sin embargo, al disponer de los aumentos de producción de gas de Cusiana el Interior demandará de la Costa las cantidades de gas necesarias para cubrir su consumo, esto es 190 MPCD en el 2014 y 210 MPCD en el 2015. A partir de enero de 2015, se incorporan 80 MPCD provenientes de Venezuela, que se incrementarán a 150 MPCD en el 2016 conforme a lo pactado contractualmente. Este suministro adicional podrá extender la suficiencia hasta enero de 2016.

En el Interior como se muestra en la figura 77, la demanda de la región queda cubierta hasta 2018 bajo los escenarios alto y base siempre que den los resultados descritos a continuación: operación del campo Gibraltar (30 MPCD en el último trimestre de 2010), y esté finalizado el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, adicionalmente se requiere de la ampliación en la capacidad de transporte del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, en 260 MPCD en enero de 2010 bajo el esquema interrumpible, y en firme desde junio del mismo año.

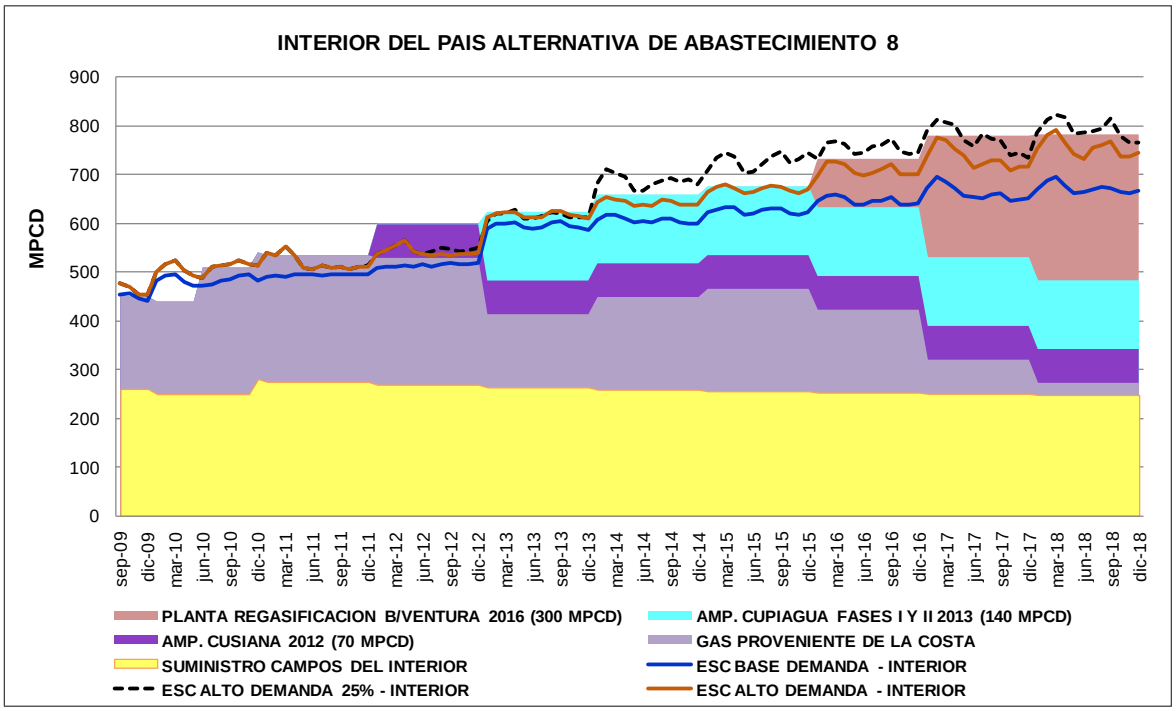


Figura 77. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 8.

En materia de transporte, se requiere que la primera Fase de ampliación del gasoducto Cusiana-Vasconia, contemplada por TGI, entre en operación en enero de 2012. De igual forma, la segunda Fase de la ampliación deberá entrar en enero de 2013, con lo que se alcanzará una capacidad de 390 MPCD.

Con ocasión de la reducción de los volúmenes de gas desde la Costa y ante un desabastecimiento de la región se supuso la entrada en operación de una Planta de

Regasificación ubicada en Buenaventura, con una capacidad de 300 MPCD, a partir de enero de 2016. La instalación de la planta en el Pacífico supone la construcción de un nuevo gasoducto entre Buenaventura y Cali con capacidad de 300 MPCD, la ampliación y el contraflujo del gasoducto Mariquita-Cali de 168 MPCD a 200 MPCD, y el contraflujo del gasoducto Mariquita-Vasconia.

Teniendo en cuenta el esquema de los flujos será necesaria la instalación del Centro de Distribución de Gas (HUB) en Vasconia, el cual se describe en la sección 3.4.1.3 del capítulo tres, que permita direccionar el gas proveniente de Buenaventura hacia Barrancabermeja y/o Cundinamarca. Finalmente será indispensable el cambio en la dirección del flujo del gasoducto Vasconia-Barrancabermeja, a partir del 2016.

En la tabla 25 se muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos con sus respectivos tiempos e inversión aproximada. En la figura 78 se muestra la topología del sistema de transporte para la Alternativa de Abastecimiento 8.

Tabla 25. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 8.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2013
Importaciones de Venezuela acordadas contractualmente	150	ene-12	ene-15	-				
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	ene-10	ene-12	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupuagua	140	ene-11	ene-13	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	jun-09	ene-12	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	ene-10	ene-13	194.550.341		258.592.112		
Contraflujo del Gasoducto Vasconia - Barrancabermeja	225	ene-14	ene-16					
HUB de Vasconia	260	ene-14	ene-16					
Planta de regasificación en Buenaventura	300	ene-10	ene-16	471.454.303		602.000.000		
Construcción del Gasoducto Buenaventura - Cali	300	ene-13	ene-16	46.117.261				93.933.758
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Cali - Mariquita (Nueva estación compresora en Cali y ampliación de la estación	De 168 a 200	ene-13	ene-16	10.211.867				20.800.000
Contraflujo del Gasoducto Mariquita - Vasconia	192	ene-13	ene-16					
			TOTAL (VPN)	**1.099.649.208**				

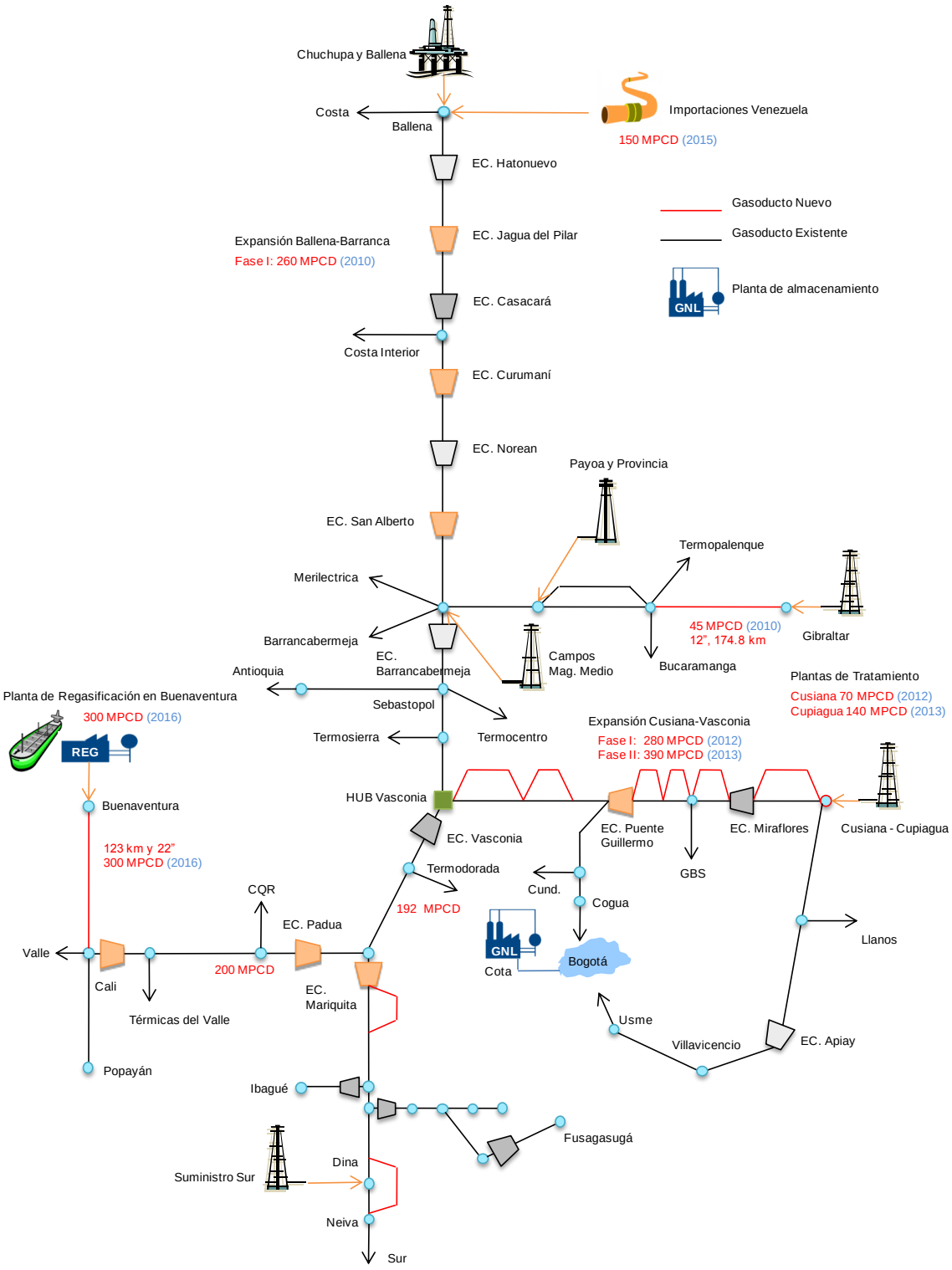


Figura 78. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 8.

5.10 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 9

La alternativa de abastecimiento 9 presume la combinación de las condiciones listadas a continuación:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2013.
- No se cuenta con importaciones de Venezuela.
- Construcción de una planta de regasificación en la Guajira.

El resultado del análisis de la opción propuesta señala que el suministro de los campos de la Costa Atlántica es suficiente para atender los requerimientos de esa región, aporta gas al Interior del país en cantidades variables y cumple con los compromisos de exportación hasta diciembre de 2010. Para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de baja hidrología, es necesario disminuir la cantidad de gas interrumpible enviado a Venezuela, en cantidades totales que varían de 160 a 200 MPCD durante todo el 2010, ver figura 79.

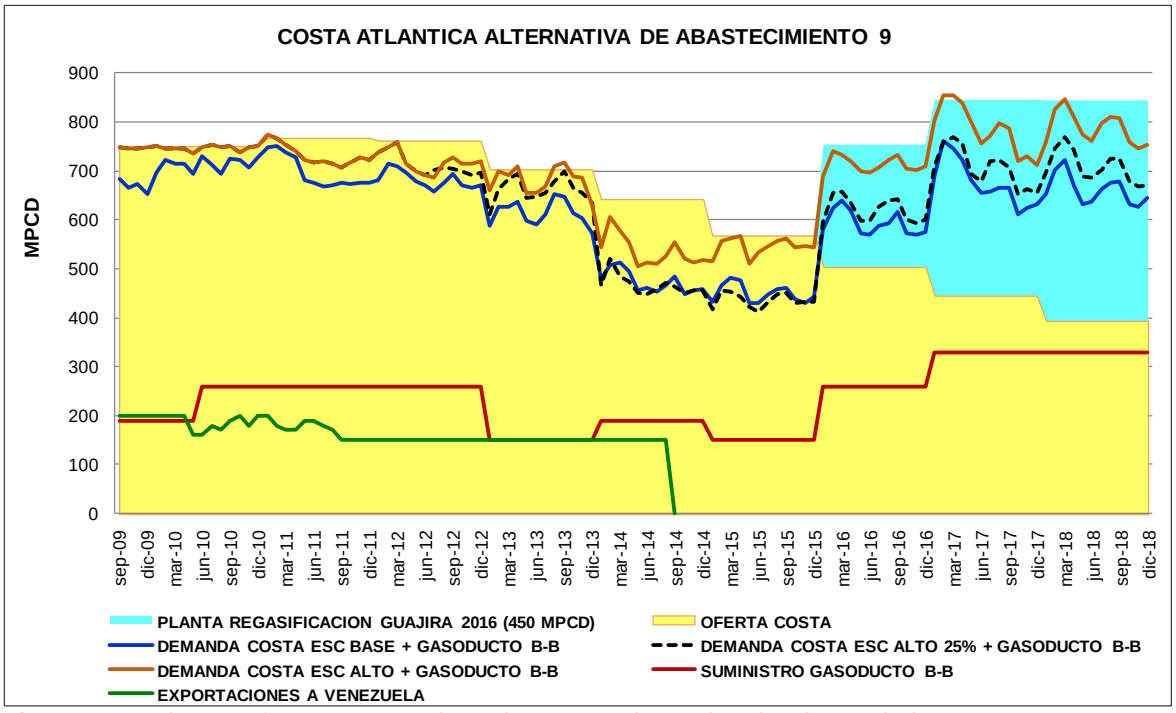


Figura 79. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 9.

Desde enero de 2011 y hasta diciembre de 2013, la cantidad de gas enviado a Venezuela se consolida en 150 MPCD. Durante el año 2013, los volúmenes enviados al Interior se disminuyen a 150 MPCD, para atender la demanda de la Costa y cumplir con los compromisos de exportaciones a Venezuela.

Una vez finalizadas las exportaciones, desde enero de 2014, el Interior puede contar con mayores volúmenes que se pueden incrementar gradualmente, a 190 MPCD en el 2014 y a 210 MPCD en el 2015. Esto debido a que se propone el ingreso de 70 MPCD provenientes del desarrollo de Cusiana LTO II, desde enero de 2012 y la construcción de la planta de tratamiento de Cupiagua comenzando la operación en enero de 2013 con un aporte adicional de 140 MPCD, equilibrando la oferta y la demanda del Interior hasta el diciembre de 2014, ver gráfica 80.

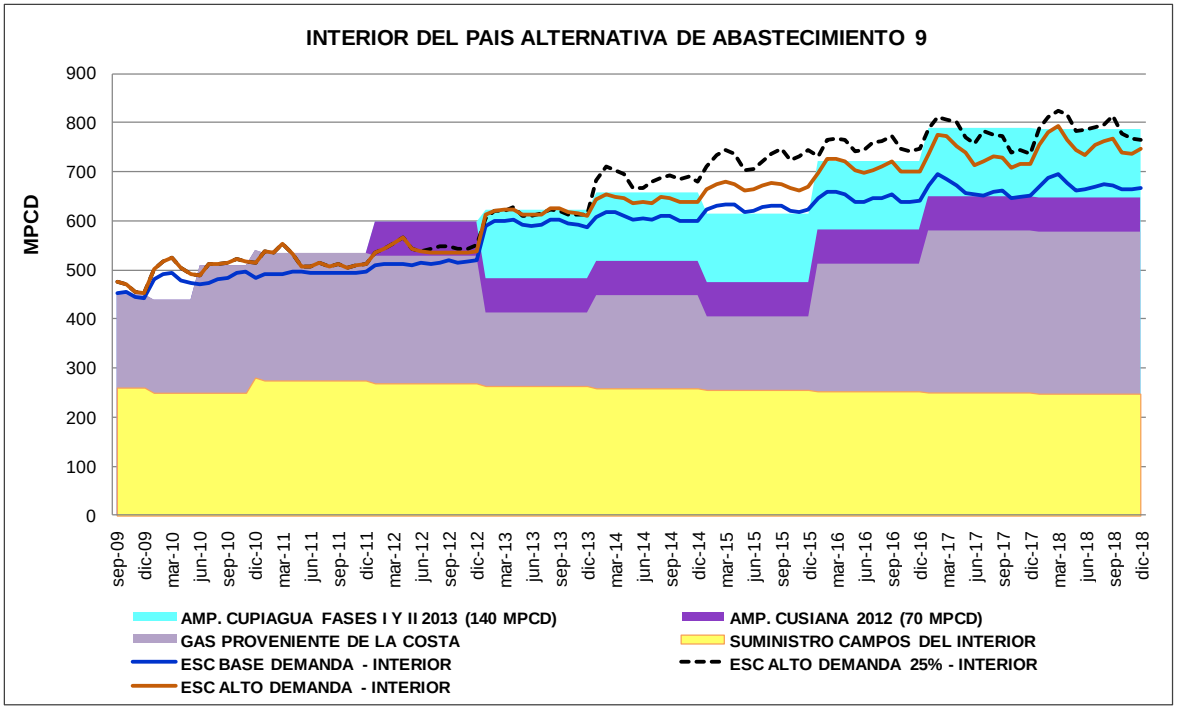


Figura 80. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 9.

Como la opción no incluye importaciones de Venezuela y ante la ausencia de nuevos hallazgos, se supone la construcción de una planta de regasificación ubicada en la Costa, la cual debe iniciar operación en 2015, pero debido a los tiempos requeridos para el desarrollo y puesta en marcha de un proyecto de tal magnitud, se estima que dicha planta solo está disponible a partir de enero de 2016 suponiendo que la decisión se tomara en el 2010.

La entrada en operación de la Planta de Regasificación en la Guajira, con una capacidad de 450 MPCD, permite incrementar la cantidad de gas enviada hacia el Interior hasta 260 MPCD capacidad máxima del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja y a 330 MPCD, en enero de 2017 siempre que se incremente la capacidad del gasoducto.

En esta opción, al igual que en el resto de alternativas evaluadas se precisa de la operación del campo Gibraltar (30 MPCD en el último trimestre de 2010), finalizar la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, y adicionalmente la ampliación en la capacidad de transporte en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja, a 260 MPCD en enero de 2010 bajo la modalidad de interrumpible, y en firme desde junio del mismo año.

En materia de transporte, se requiere que la primera Fase de ampliación del gasoducto Cusiana-Vasconia, contemplada por TGI, entre en operación en enero de 2012. De igual forma, la segunda Fase de la ampliación deberá entrar en enero de 2013, con lo que se alcanzará una capacidad de 390 MPCD.

Aun cuando el Interior del país cuenta con aumento del aporte de gas del Piedemonte Llanero, se presenta un déficit para el escenario de demanda alto de aproximadamente 45 MPCD en promedio durante el 2015 y faltantes ocasionales en el escenario base, como consecuencia de la disminución de la cantidad de gas enviado desde la Costa. Esta situación que no resulta tan crítica si se tiene en cuenta que para esa fecha se espera que la totalidad del parque térmico del interior cuente con la posibilidad de operar con combustibles sustitutos.

Nuevamente se resalta que la diferencia entre los escenarios base y alto del sector termoeléctrico está siempre por encima de los déficit de gas durante todo el 2015, lo que demuestra que el desabastecimiento estimado para este año es causado por los picos del sector termoeléctrico.

La entrada en operación de la Planta de Regasificación de la Guajira en enero de 2016 y la ampliación de la capacidad del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja a 330 MPCD propuesta para enero de 2017, permite el suministro pleno de gas para garantizar el abastecimiento de la demanda durante todo el horizonte de planeación del Interior.

En la tabla 26 se muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 9, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada. En la figura 81 se muestra la topología del sistema de transporte para la Alternativa de Abastecimiento 9.

Tabla 26. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 9.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)			
					2009	2010	2011	2014
Planta de regasificación en La Guajira	450	ene-10	ene-16	706.398.308		902.000.000		
Ampliaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja Fase II (Loop de 18" y 578.8 Km)	De 260 a 330	ene-14	ene-17	101.608.213				238.604.510
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	ene-10	ene-12	48.163.521		61.500.000		
Planta de tratamiento de gas Cupuagua Fase temprana	140	ene-11	ene-13	184.813.377			266.666.667	
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	jun-09	ene-12	144.338.539	166.407.902			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	ene-10	ene-13	194.550.341		258.592.112		
			TOTAL (VPN)	**1.379.872.299**				

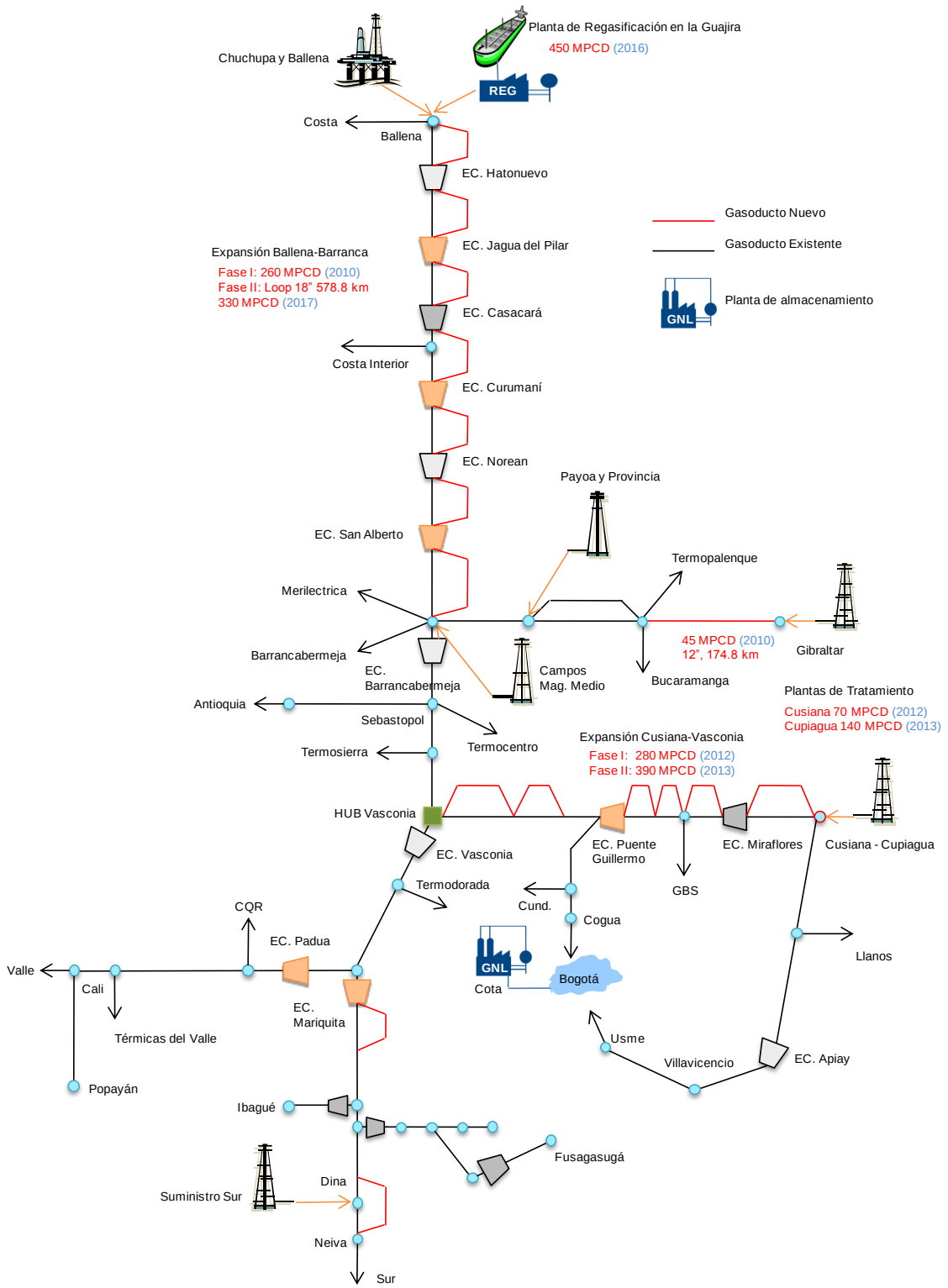


Figura 81. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 9.

5.11 ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO 10

La alternativa 10 estima la presencia de las siguientes condiciones:

- Exportaciones a Venezuela considerando 200 MPCD durante los años 2009 y 2010 y 150 MPCD hasta diciembre de 2011.
- No se cuenta con importaciones de Venezuela.
- Construcción de una planta de regasificación en Buenaventura.

Bajo éstos supuestos, el balance de la Costa Atlántica es positivo en términos generales hasta diciembre de 2016, toda vez que la demanda que la oferta de los campos de la Costa Atlántica permite la tención de la demanda de cualquiera de los tres escenarios considerados. Adicionalmente, contribuye con gas al Interior del país en cantidades variables y cumple con los compromisos de exportación hasta diciembre de 2010, tal como se muestra en la figura 82.

Para cubrir la demanda de las plantas termoeléctricas de la Costa en los meses de hidrología baja, es necesario disminuir hasta finalizar el 2010 la cantidad de gas interrumpible enviado a Venezuela, en cantidades totales que varían de 160 a 200 MPCD.

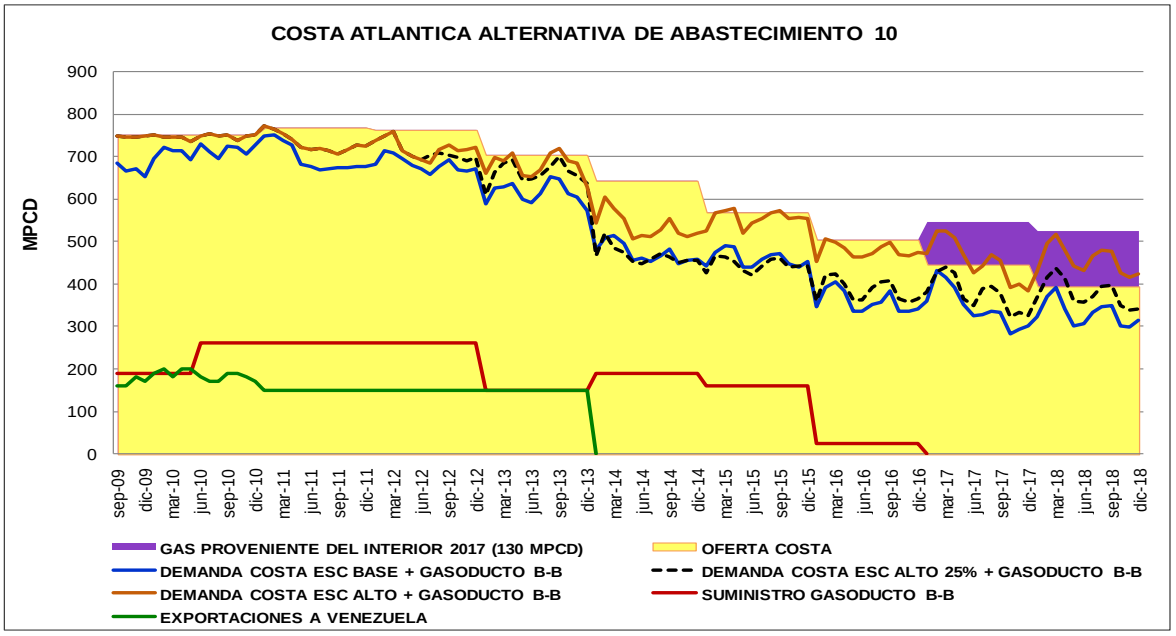


Figura 82. Balance Oferta – Demanda en la Costa, Alternativa de Abastecimiento 10.

Desde enero de 2011 y hasta diciembre de 2013, la cantidad de gas enviado a Venezuela se calcula en 150 MPCD. De otra parte, durante el año 2013, los volúmenes enviados al Interior se disminuyen a 150 MPCD, para atender la demanda de la Costa y cumplir con los compromisos de exportaciones a Venezuela. Una vez finalizadas las

exportaciones, desde enero de 2014, el Interior puede contar con volúmenes equivalentes a 190 MPCD

Aunque la planta de regasificación se necesita a partir de enero de 2015, solo podrá estar disponible para enero de 2016. Por esta razón, y ante la imposibilidad de contar con las importaciones de gas de Venezuela, la cantidad de gas suministrado hacia el Interior del país a través del gasoducto Ballena – Barrancabermeja se disminuye a 160 MPCD en el 2015 y a 25 MPCD en el 2016 para entender la demanda de la Costa

A partir de enero de 2017 se requiere invertir el flujo a través del gasoducto Ballena - Barrancabermeja para que la Costa reciba del Interior 100 MPCD, que se pueden incrementar a 130 MPCD en enero de 2018. Para este caso es necesario realizar inversiones en el gasoducto Ballena-Barrancabermeja para que pueda operar en contra flujo a partir de enero de 2017.

En el caso del Interior, como lo muestra la figura 83, la oferta proveniente de los campos del Interior más el gas suministrado por la Costa, permiten el abastecimiento de la región hasta enero de 2012, siempre y cuando entre en operación el campo Gibraltar (30 MPCD en diciembre de 2010), y se encuentre finalizado el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, así como disponer de la ampliación en la capacidad de transporte del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, en 260 MPCD en marzo de 2010 bajo el esquema interrumpible, y en firme desde junio del mismo año.

A partir de enero de 2012 deberá entrar en producción la primera etapa de ampliación de Cusiana con 70 MPCD, provenientes de la construcción de la Planta de Tratamiento Cusiana LTO II. Este suministro adicional permitirá atender la demanda hasta enero de 2013, fecha en la cual se requieren los 140 MPCD provenientes de la Planta de Tratamiento de Cupiagua.

En materia de transporte, se requiere que la primera Fase de ampliación del gasoducto Cusiana-Vasconia, contemplada por TGI, entre en operación en enero de 2012. De igual forma, la segunda Fase de la ampliación deberá entrar en enero de 2013, con lo que se alcanzará una capacidad de 390 MPCD.

Como consecuencia de la disminución de la cantidad de gas enviado desde la Costa, en el interior del país se presenta un déficit para el escenario de demanda alto de aproximadamente 45 MPCD en promedio durante el 2015, situación que no resulta tan crítica si se tiene en cuenta que para esa fecha se espera que la totalidad del parque térmico del interior cuente con la posibilidad de operar con combustibles sustitutos.

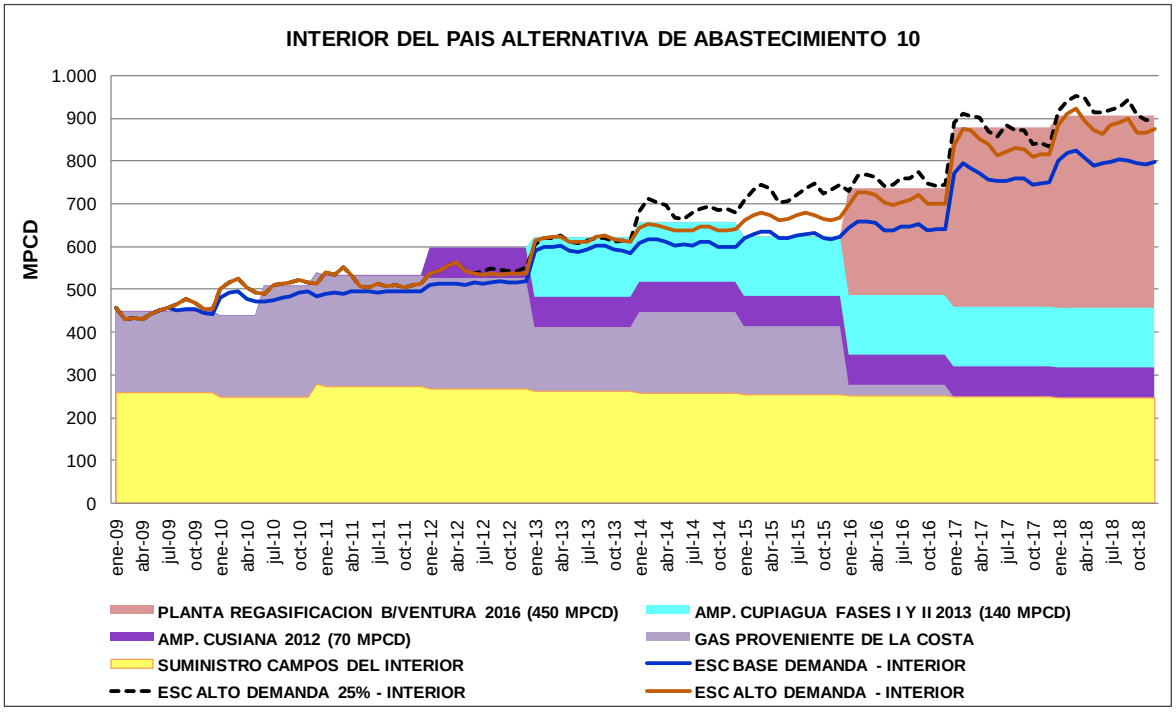


Figura 83. Balance Oferta – Demanda del Interior, Alternativa de Abastecimiento 10.

Con ocasión de la reducción de los volúmenes de gas desde la costa y ante un desabastecimiento de la región se supuso la construcción de una Planta de Regasificación ubicada en Buenaventura, con una capacidad de 450 MPCD.

- Construcción del gasoducto Buenaventura–Cali con una capacidad de 450 MPCD.
- Ampliación de la capacidad e inversión del sentido de flujo del gasoducto Cali-Mariquita de 168 MPCD a 350 MPCD.
- Ampliación de la capacidad e inversión del sentido de flujo del gasoducto Mariquita-Vasconia de 192 MPCD a 300 MPCD.
- La instalación del Centro de Distribución de Gas (HUB) en Vasconia con una capacidad de compresión de 330 MPCD, que permita direccionar el gas proveniente de Buenaventura y Cusiana hacia Barrancabermeja.
- La ampliación de la capacidad e inversión del sentido de flujo del gasoducto Vasconia-Barrancabermeja de 225 MPCD a 330 MPCD.
- La inversión del sentido de flujo del gasoducto Barrancabermeja-Ballena, para abastecer a la Costa con 100 MPCD y 130 MPCD, enero de 2017 y 2018 respectivamente.

Todas estas obras de infraestructura deberán estar listas para enero de 2016. En la tabla 27 se muestra una síntesis de los proyectos de expansión en transporte y suministro requeridos en la Alternativa 10, con sus respectivos tiempos e inversión aproximada. En la figura 84 se muestra la topología del sistema de transporte para la Alternativa de Abastecimiento 10.

Tabla 27. Proyectos de Inversión de la Alternativa de Abastecimiento 10.

PROYECTO	CAPACIDAD (MPCD)	INICIO DE GESTIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)	EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)					
					2009	2010	2011	2013	2014	2015
Planta de tratamiento de gas Cusiana LTO II	70	ene-10	ene-12	48.163.521		61.500.000				
Planta de tratamiento de gas Cupuagua	140	ene-11	ene-13	184.813.377			266.666.667			
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase I	De 210 a 280	jun-09	ene-12	144.338.539	166.407.902					
Ampliación del Gasoducto Cusiana - Vasconia Fase II	De 280 a 390	ene-10	ene-13	194.550.341		258.592.112				
Planta de regasificación en Buenaventura	450	ene-10	ene-16	706.398.308		902.000.000				
Construcción del Gasoducto Buenaventura - Cali	450	ene-13	ene-16	50.309.739				102.473.191		
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Cali - Mariquita (Loop de 18" Cali - Padua - Mariquita 312,24 Km)	De 168 a 350	ene-13	ene-16	120.136.209				244.698.958		
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Mariquita - Vasconia (Loop de 18" 122,38 Km)	De 192 a 300	ene-13	ene-16	27.099.543				55.197.595		
Contraflujo del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja	260	ene-15	ene-17	3.693.674						10.000.000
Ampliación y contraflujo del Gasoducto Vasconia - Sebastopol - Barrancabermeja (Loop de 28" 168,78 Km)	de 225 a 330	ene-14	ene-16	27.368.055					64.267.849	
Ampliación HUB de Vasconia	260	ene-14	ene-16	4.258.436					10.000.000	
			TOTAL (VPN)	**1.511.129.742**						

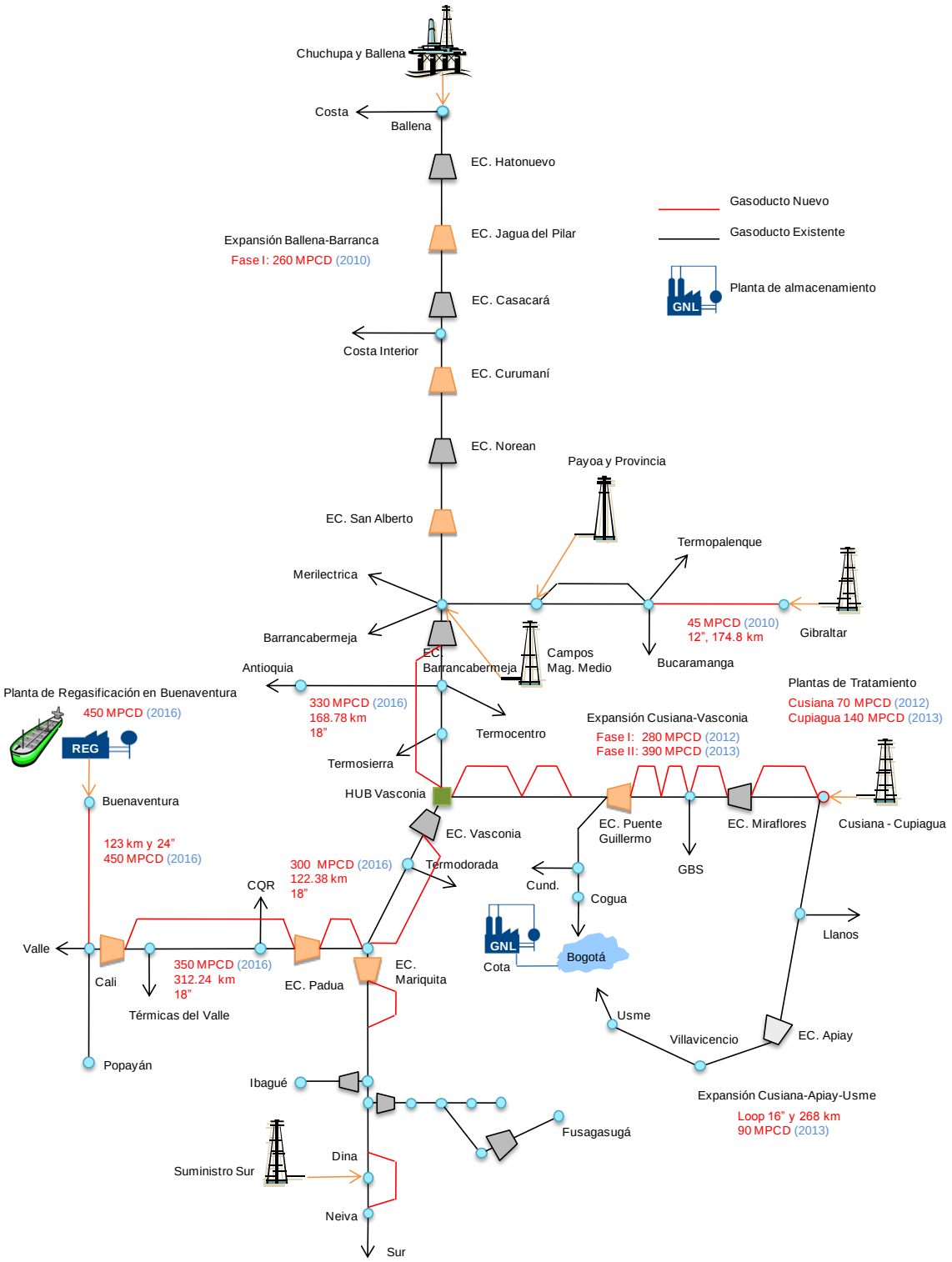


Figura 84. Topología del Sistema de Transporte, Alternativa de Abastecimiento 10.

6. APLICACIÓN DEL CRITERIO DE DECISIÓN PARA SELECCIONAR LA MEJOR ALTERNATIVA

En el numeral 2.3 del capítulo 2 se mencionó que la alternativa a seleccionar como Plan de Abastecimiento será aquella que minimice las consecuencias de atención de la demanda ante el escenario menos favorable desde el punto de vista de abastecimiento y que presente el menor riesgo de confiabilidad y disponibilidad a la luz de la eficiencia económica. De esta manera, a continuación se evalúan las alternativas planteadas a partir del criterio de *min-max regret.* La tabla 28 sintetiza los costos de inversión para cada una de las opciones analizadas.

Tabla 28. Costos de inversión para las diferentes alternativas.

ESCENARIO DE DEMANDA	IMPORTACIONES DEFINIDAS	IMPORTACIONES ADICIONALES	ALTERNATIVA	VP INVERSIÓN ($USD_{Dic2008}$)
Exportaciones a Venezuela hasta 2011	Con importaciones de Venezuela (150 MPCD)	Importaciones adicionales de Venezuela (300 MPCD)	1	673.473.990
		Planta de Regasificación en La Guajira (300 MPCD)	2	1.144.928.294
		Planta de Regasificación en Buenaventura (300 MPCD)	3	1.099.649.208
	Sin Importaciones de Venezuela	Planta de Regasificación en La Guajira (450 MPCD)	4	1.379.872.299
		Planta de Regasificación en Buenaventura (450 MPCD)	5	1.511.129.742
Exportaciones a Venezuela hasta 2013	Con importaciones de Venezuela (150 MPCD)	Importaciones adicionales de Venezuela (300 MPCD)	6	673.473.990
		Planta de Regasificación en La Guajira (300 MPCD)	7	1.144.928.294
		Planta de Regasificación en Buenaventura (300 MPCD)	8	1.099.649.208
	Sin Importaciones de Venezuela	Planta de Regasificación en La Guajira (450 MPCD)	9	1.379.872.299
		Planta de Regasificación en Buenaventura (450 MPCD)	10	1.511.129.742

Como se mencionó en el capítulo anterior, las alternativas 6 a 10 son correspondientes con las alternativas 1 a la 5 en su orden, de tal manera que la infraestructura requerida en cada grupo de alternativas es la misma. Por otra parte, si bien las alternativas que contemplan importaciones adicionales de gas de Venezuela son las de menor costo de inversión, son también las que presentan mayor riesgo asociado debido a la incertidumbre que existe en relación con la ejecución de las obras de infraestructura que deben realizarse en el vecino país para suministrar el gas a Colombia.

6.1 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO PARA COLOMBIA

De acuerdo con los análisis de los capítulos 3 a 5, para garantizar el abastecimiento de la creciente demanda de gas natural y ante un escenario de ausencia de incorporación de nuevas reservas de gas natural en el mediano plazo, en razón a la programación de eventos exploratorios suscritos en los actuales contratos de concesión, es aconsejable admitir nuevas fuentes de suministro que respalden la dinámica del mercado interno.

A continuación se selecciona la alternativa de abastecimiento de gas natural a partir de las consideraciones evaluadas a lo largo del documento, desde el punto de vista del capital y las condiciones de mercado.

6.1.1 Criterio Min-Max Regret

El primer paso para la aplicación del criterio *min-max regret* consiste en la creación de la matriz de decisión para las diferentes alternativas. La tabla 29 presenta la matriz de decisión para las alternativas analizadas con los costos de inversión asociados.

Tabla 29. Matriz de decisión para las diferentes Alternativas.

	Exportaciones hasta 2011 - Importaciones	Exportaciones hasta 2013 - Importaciones	Exportaciones hasta 2011 - No Importaciones	Exportaciones hasta 2013 - No Importaciones
IMPORTACIONES ADICIONALES DE VENEZUELA	(Alternativa 1) **673.473.990**	(Alternativa 6) **673.473.990**		
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA GUAJIRA - 300 MPCD	(Alternativa 2) **1.144.928.294**	(Alternativa 7) **1.144.928.294**		
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN BUENAVENTURA - 300 MPCD	(Alternativa 3) **1.099.649.208**	(Alternativa 8) **1.099.649.208**		
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA GUAJIRA - 450 MPCD			(Alternativa 4) **1.379.872.299**	(Alternativa 9) **1.379.872.299**
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN BUENAVENTURA - 450 MPCD			(Alternativa 5) **1.511.129.742**	(Alternativa 10) **1.511.129.742**

6.1.1.1 Matriz de pérdidas para las diferentes alternativas.

A partir de la matriz de decisión se construye la matriz de pérdidas, la cual muestra para cada escenario (por columna) la diferencia en valor de cada estrategia, con respecto a la óptima (ver tabla 30).

Tabla 30. Matriz de pérdidas para las diferentes Alternativas.

	Exportaciones hasta 2011 - Importaciones	Exportaciones hasta 2013 - Importaciones	Exportaciones hasta 2011 - No Importaciones	Exportaciones hasta 2013 - No Importaciones
IMPORTACIONES ADICIONALES DE VENEZUELA	(Alternativa 1) **0**	(Alternativa 6) **0**	N.A.	N.A.
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA GUAJIRA - 300 MPCD	(Alternativa 2) **471.454.303**	(Alternativa 7) **471.454.303**	N.A.	N.A.
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN BUENAVENTURA - 300 MPCD	(Alternativa 3) **426.175.218**	(Alternativa 8) **426.175.218**	N.A.	N.A.
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA GUAJIRA - 450 MPCD	N.A.	N.A.	(Alternativa 4) **0**	(Alternativa 9) **0**
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN BUENAVENTURA - 450 MPCD	N.A.	N.A.	(Alternativa 5) **131.257.443**	(Alternativa 10) **131.257.443**

A partir de la matriz de pérdidas se determina el peor escenario para las diferentes alternativas. Teniendo en cuenta que la diferencia entre las inversiones asociadas a los escenarios con exportaciones a Venezuela hasta el 2011 ó el 2013 son las mismas, se puede concluir que la extensión de las exportaciones hasta el 2013 no es un factor determinante desde el punto de vista de abastecimiento, esto siempre y cuando las obras propuestas se ejecuten en los tiempos descritos en el capítulo quinto.

Según lo anterior, el análisis puede realizarse indiferentemente entre las alternativas 1 a 5 ó 6 a 10, por lo que el análisis puede reducirse a los escenarios con y sin importaciones de Venezuela, tal como se presenta en la tabla 31.

Tabla 31. Matriz de pérdidas.

	Con importaciones de Venezuela (150	Sin importaciones de Venezuela	Peor escenario
IMPORTACIONES ADICIONALES DE VENEZUELA	(Alternativa 1) **0**	N.A.	**N.A.**
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA GUAJIRA - 300 MPCD	(Alternativa 2) **471.454.303**	N.A.	**471.454.303**
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN BUENAVENTURA - 300 MPCD	(Alternativa 3) **426.175.218**	N.A.	**426.175.218**
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA GUAJIRA - 450 MPCD	N.A.	(Alternativa 4) **0**	**N.A.**
PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN BUENAVENTURA - 450 MPCD	N.A.	(Alternativa 5) **131.257.443**	**131.257.443**

La selección de la estrategia a seguir a partir de este criterio puede ser analizada en dos vías. De una parte, asumiendo que las entregas contractuales de gas Venezolano a Colombia se den en las fechas establecidas, el resultado de la aplicación de este criterio

presenta como óptima a la planta de regasificación en la Guajira con una capacidad de 300 MPCD; en este caso la incertidumbre de entregas adicionales de gas de Venezuela es cubierto con la construcción de la planta de regasificación.

De otra parte, bajo un escenario en el que no se cuente con entregas de gas de Venezuela, la aplicación del criterio muestra que la alternativa óptima corresponde con la construcción de una planta de regasificación en Buenaventura con una capacidad de 450 MPCD y demás obras asociadas. La ejecución de esta alternativa contrarrestaría las consecuencias desde el punto de vista de abastecimiento, de depender de las importaciones de gas de Venezuela o no contar con estas en el momento en que se requieran. Adicionalmente, con la diversificación de los puntos de oferta se aportaría confiabilidad al sistema pues le permite responder más eficazmente a condiciones críticas de operación.

El resultado de la aplicación del criterio *min max regret* apunta entonces a la construcción de infraestructura de regasificación que permita minimizar el riesgo de desabastecimiento (sistemas redundantes). En cuanto a su capacidad, la planta de regasificación de 450 MPCD se presenta como una solución postergando el periodo de análisis. Se recomienda la construcción de una planta de regasificación de 300 MPCD con capacidad de ampliarse hasta 450 MPCD, cubriéndose de esta manera el riesgo.

Teniendo en cuenta el nivel de confiabilidad para la disponibilidad de gas que ofrece la planta de regasificación, su remuneración es un tema que debe estudiarse detalladamente desde el punto de vista regulatorio. No obstante pareciera conveniente que dicha remuneración fuera asumida por la totalidad de los usuarios de gas de manera ponderada según su necesidad.

En cuanto a la ubicación de la planta de regasificación, se ha hablado preliminarmente de Buenaventura y La Guajira. Antes de entrar en el análisis general de la localización de la planta de regasificación, a continuación se presenta un análisis de la situación actual del mercado de GNL a nivel mundial y su disponibilidad para el caso Colombiano, lo que permitirá validar la ubicación final de la planta de regasificación.

6.2 MERCADO DE GNL

El análisis de disponibilidad de GNL para el mercado Colombiano implica considerar aspectos como el nivel de precios en el mercado internacional, reservas y producción de gas natural de los países exportadores, capacidades de las plantas de licuefacción y rutas marítimas.

Para estructurar una cadena de abastecimiento de GNL en forma preliminar, se incluyen los siguientes aspectos:

- Identificar para cada cuenca productora, las plantas de licuefacción (países exportadores de GNL) con sus respectivas rutas marítimas hacia el mercado colombiano.

- Considerar la dinámica actual del mercado de GNL.

- Verificar que las reservas de gas de la cuenca productora que abastece a la planta de licuefacción, sean suficientes para sostener la demanda de los contratos de largo plazo que se suscriban.

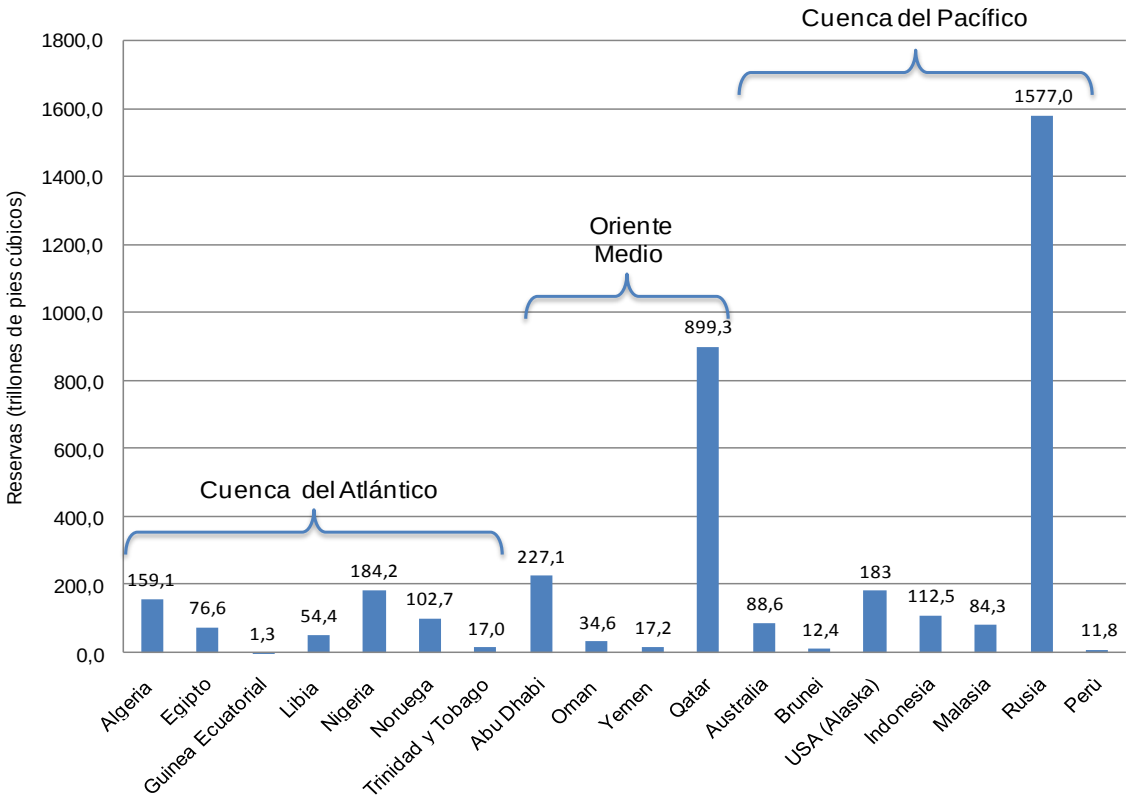
- Verificar que la planta de licuefacción de origen tiene capacidad suficiente como para mantener un ritmo regular de embarques.

- Determinar los precios del gas para cada una de las fuentes potenciales de suministro.

A continuación se describe cada uno de los aspectos necesarios para estructurar una cadena de abastecimiento de GNL en Colombia y seleccionar el mejor punto de ubicación de una planta de regasificación.

6.2.1 Reservas probadas de gas natural y oferta de GNL

En la figura 85 se presenta la información de reservas probadas de gas para los países exportadores de GNL. Se observa que la cuenca del pacífico cuenta con las mayores reservas de gas debido al aporte de Rusia y en menor proporción las de Alaska



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2009

Figura 85. Reservas probadas de gas en países exportadores de GNL.

Medio Oriente se encuentra en segundo lugar gracias a los recursos existentes en Qatar, que después de Rusia individualmente se posiciona como uno de los mayores aportantes de GNL. Luego se ubica la cuenca del Atlántico, donde los países contribuyen de manera homogénea, resaltándose Nigeria y Algeria, como los de mayor disponibilidad de riqueza.

Actualmente, la cuenca del Atlántico y el Oriente Medio concentran cerca del 60% de la capacidad de producción de GNL, tendencia que se mantendrá debido a la cuota de proyectos previstos en el mediano plazo, tal como se observa en las tablas 32 y 33.

Tabla 32. Datos de suministro y demanda de GNL a nivel mundial.

OFERTA DE GNL EN EL 2008 Y ESTIMADA AL 2015

Cuenca Atlántica	2008*	2015**
Algeria	20,23	28
Egipto	12,2	17
Libia	0,7	1
Nigeria	21,7	54
Guinea Ecuatorial	3,7	7
Noruega	4,3	4
Trinidad y Tobago	15,1	18
Angola	0	5
Total	**77,9**	**134**

Cuenca Pacífica	2008*	2015**
Indonesia	27	28
Malasia	22,7	22
Australia	18,8	44
Brunei	7,2	7
Alaska	1,4	0
Perú	0	4
Rusia	0	10
Papúa Nueva Guinea	0	9
Total	**77,1**	**124**

Oriente medio	2008*	2015**
Qatar	21,2	77
Oman	10,7	9
Abu Dhabi	5,6	6
Yemen	0	7
Total	**37,5**	**99**

TOTAL	192,5	357,0

Los datos están en mtpa (millones de toneladas por año)

DEMANDA DE GNL EN EL 2008 Y ESTIMADA AL 2015

Cuenca Atlántica	2008*	2015**
Estados Unidos Atlàntico	6,96	52
Canadà	0	3
Mexico	2,65	4
España	21,99	35
Francia	9,35	20
Italia	1,10	12
Belgica	2,31	6
Portugal	2,05	4
Grecia	0,74	0
Turquìa	3,91	5
Reino Unido	0,79	23
Alemania / Holanda	0	5
Argentina	0,309	
Republica Dominicana	0,35	
Puerto Rico	0,57	
Total	**53,1**	**169**

Cuenca Pacífica	2008*	2015**
Japòn	69,15	75
Corea del Sur	29,05	34
Taiwan	9,15	12
China	3,37	21
India	8,30	21
Estados Unidos Pacìfico	0,00	2
Mexico	0,00	11
Chile	0,00	5
Total	**119,003**	**181**

TOTAL	172,1	350,0

Los datos están en mtpa (millones de toneladas por año)

Fuente: * The LNG Industry. International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2008
** GNL: Un mercado global , Anales de mecánica y electricidad / septiembre – octubre 2008

La tabla 33 presenta de manera detallada las plantas de licuefacción existentes y los proyectos de la nueva infraestructura.

Tabla 33. Detalle de los proyectos actuales y futuros de producción de GNL.

CUENCA	PAIS DE ORIGEN	ESPECIFICACIONES DE PLANTAS DE LICUEFACCIÒN EXISTENTES A FINALES DE 2008				NUEVOS PROYECTOS / AMPLIACIONES DE PLANTAS EXISTENTES					
		Sitio	Numero de trenes	Capacidd Nominal (mtpa)	Total Capacidad (mtpa)	Nombre	Numero de trenes	Capacidd Nominal (mtpa)	Total Capacidad (mtpa)	Fecha	Observaciones
ATLANTICO	Algeria	Arzew GL 4Z	3	0,93	20,23	Planta de GNL Gassi Touil en Arzew	1	4,7	9,2	2012	
		Arzew (Bethioua) GL 1Z	6	8,19							
		GL 2Z	6	7,98		Un tren de GNL en Skikda	1	4,5		2011	
		Skikda GL 1K	3	3,13							
	Egipto	Damietta	1	5,0	12,2	Posibilidad de un segundo tren en la planta Damietta	1	5	5	ND	
		Idku	2	7,2							
	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	1	3,7	3,7	Posibilidad de un segundo tren en Bioko Island	1	4,4	4,4	ND	
	Libia	Marsa - el-Brega	3	0,6	0,6	En estudio una nueva planta en Ras Lanuf	1	5,0	5,0	ND	
	Angola					Planta de GNL en Soyo	1	5,2	5,2	2012	El gas será exportado a EEUU
	Nigeria	Bonny Island	6	21,7	21,7						
	Noruega	Hammerfest	1	4,3	4,3	Proyecto Snohvit				2009	
	Trinidad y Tobago	Point Fortin	4	15,1	15,1	Estudio de viabilidad de un quinto tren	1	6,9	6,9	ND	
MEDIO ORIENTE	Abu Dhabi	Das Island	3	5,6	5,6						
	Yemen					Proyecto Balhaf	1	3,45	3,45	2009	
	Oman	Qalhat	3	10,7	10,7						
	Qatar	Ras Laffan	6	21,2	21,2	Qatargas 2	2	15,6	46,8	2009	El gas será vendido al Reino Unido y Europa
						Qatargas 3 (sexto tren)	1	7,8		2009	El gas será vendido al Golfo de Mejico de EEUU
						Qatargas 4 (séptimo tren)	1	7,8		2010	El gas será vendido a Europa y EEUU
						Tren 6 de RasGas III	1	7,8		2009	El gas será exportado a Asia y EEUU
						Tren 7 de RasGas III	1	7,8		2009	
PACÌFICO	Australia	Withnel Bay	5	15,8	18,8	Proyecto North West Shelf		16,3	43		
						Proyecto Greater Gordon		15			2010
		Darwin	1	3		Proyecto Pluto		4,3			2010
						Proyecto de metano asociado a mantos de carbòn		7,4			2014
	Brunei	Lamut	5	7,2	7,2	Posible ampliación a un sexto tren	1	4	4		
	USA (Alaska)	Kenai	2	1,4	1,4						
	Indonesia	Blang Lancang Arun	3	4,75	26,95	Planta Tangguh	2	7,6	7,6	2009	Todo el GNL vendido a China, Korea y Mejico
		Bontang Badak A, B, C, D, E, F, G, H	8	22,2							
	Malasia	Bintulu MLNG 1	3	8,1	22,7	Ampliación de la Planta Bintulu MLNG 2	1	1,2	1,2	2009	Todo el GNL vendido
		Bintulu MLNG 2	3	7,8							
		Bintulu MLNG 3	2	6,8							
	Rusia					Planta Sakhalin II	2	9,6	9,6	2009	El gas serà vendido en el Pacifico
						Planta Shtokman				2009	
	Perù					Planta Tangguh Pampa Melchorita		4	4	2010	El gas será exportado a la costa oeste de EEUU y Méjico
TOTAL CAPACIDAD DE PLANTAS ACTUALES					192,38	TOTAL CAPACIDD PROYECTOS NUEVOS Y AMPLIACIONES			155,35		

Fuente: International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2008

6.2.2 Situación actual del mercado de GNL

En el año 2008, el GNL representó el 8% del consumo total de gas natural en el mundo, porcentaje que se estima llegará al 10% en el 2010. En los últimos 10 años, el incremento medio del volumen intercambiado de GNL ha alcanzado el 7.4% anual.

De acuerdo con los pronósticos de la Agencia Internacional de Energía, la demanda de GNL al año 2025 tendrá una tasa de crecimiento promedio año equivalente al 9%, la cual se sitúa por encima de otros energéticos como el petróleo que se estima en 2% o el carbón con 3% promedio año, debido a la disponibilidad del recurso y las ventajas ambientales que aporta el gas frente a otros combustibles.

En los últimos años, la cantidad de países con terminales de licuefacción o de regasificación está aumentando de manera notable y se han incorporando nuevos países productores como Guinea Ecuatorial y Noruega, y en los próximos años lo harán Rusia, Angola, Perú, Yemen, Papúa Nueva Guinea e Irán. Del lado de los consumidores, países como Canadá, Argentina, Brasil, Chile, Holanda, Alemania y Tailandia, tienen prevista la construcción de plantas de regasificación o ya disponen de las instalaciones para abastecerse a través de este medio. La figura 86 contiene a nivel mundial los flujos actuales de GNL y los previstos para el año 2015.

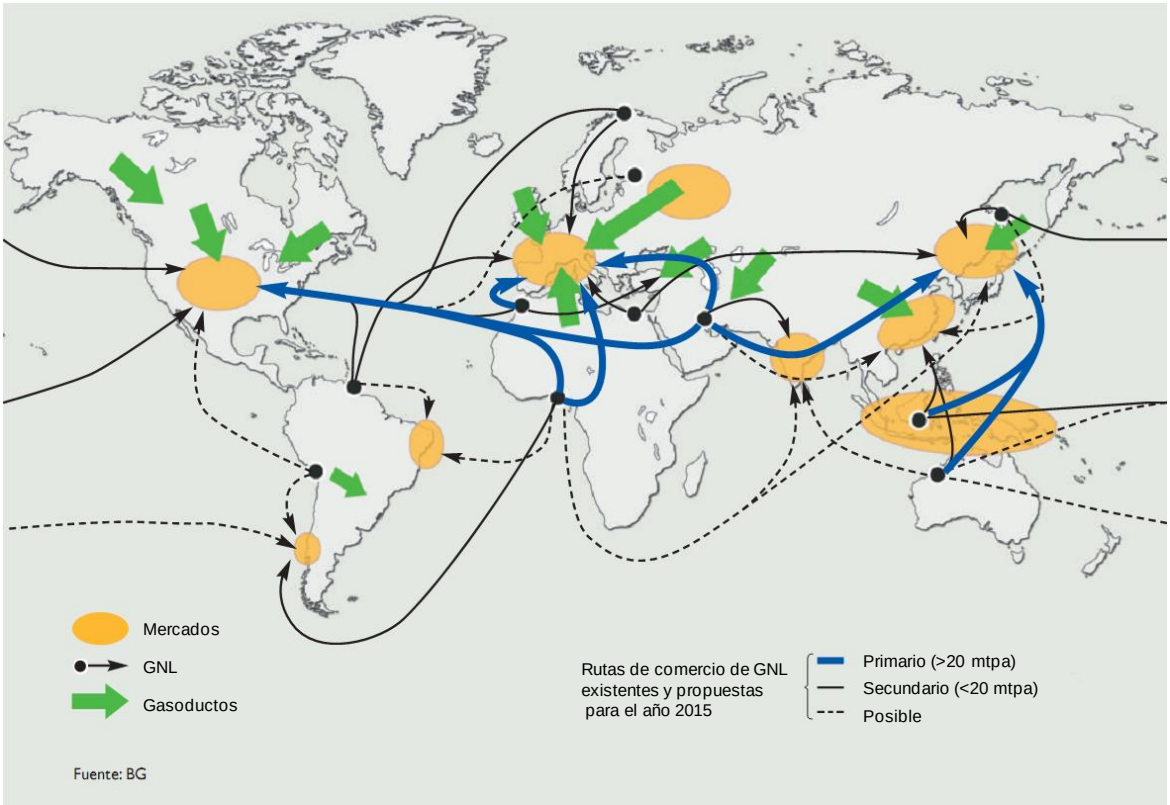


Figura 86. Proyección de los Flujos Mundiales de Gas.

Respecto a los productores actuales, Qatar, Australia y Nigeria se proyectan como los líderes del mercado, ya que prevén duplicar su capacidad actual antes del año 2015. Por otra parte, los expertos señalan que debido al aumento de producción de gas natural no convencional particularmente en los Estados Unidos se tendrá un impacto importante sobre la disponibilidad de GNL mundial, toda vez que parte de la capacidad de GNL actualmente bajo construcción estaba destinada al mercado de norteamericano.

6.2.2.1 Mercados regionales del GNL

El mercado de GNL puede considerarse totalmente globalizado, ya que es posible intercambiar el producto con cualquier parte del mundo sin que existan barreras infranqueables (más allá de las diversas especificaciones de calidad del gas) entre unos países y otros.

Al explorar las particularidades del mercado de GNL se pueden identificar algunos elementos que inciden en la disponibilidad del energético. Este aspecto inherente a la viabilidad de la planta de regasificación permite apoyar las decisiones sobre la adecuada ubicación de la misma.

Estados Unidos consume actualmente alrededor de 7 MTPA de GNL, cifra que se estima crecerá a una tasa del 33% interanual hasta el 2015, con lo que se convertirá en el segundo mayor demandante de GNL después de Japón. No obstante la cantidad de gas que será remplazado por GNL en Estados Unidos y el ritmo al que se producirá esta sustitución es una de las incertidumbres más importantes en este mercado, su tendencia responderá a la aceptación las políticas sobre el uso de combustibles limpios.

En Europa existen varios HUB como *Zeebrugge* en Bélgica o el *NBP* en Inglaterra. En general existe competencia entre el gas por tubo y el GNL, y en muchas ocasiones los precios del GNL se vinculan a derivados del petróleo como combustibles alternativos.

En la cuenca asiática del Pacífico, el indicador más habitual es el *JCC* o *Japan Crude Cocktail*, que representa una cesta de crudos y tiene una fuerte correlación con el precio del petróleo.

De esta manera, la tendencia del mercado GNL sugiere la conformación de un único mercado con precios similares, independientemente del punto de entrega del gas. Cada vez son más frecuentes los desvíos de cargos de la cuenca atlántica hacia la cuenca del pacífico, a través de mecanismos que permiten compartir el beneficio entre el productor y el comprador.

A largo plazo las diferencias de precio entre distintas zonas deberían ser exclusivamente un reflejo de los diversos costos de transporte en función del recorrido y la distancia. Se aprecia también un incremento de la contratación spot para arbitrar entre los mercados aprovechando los diferenciales de precio.

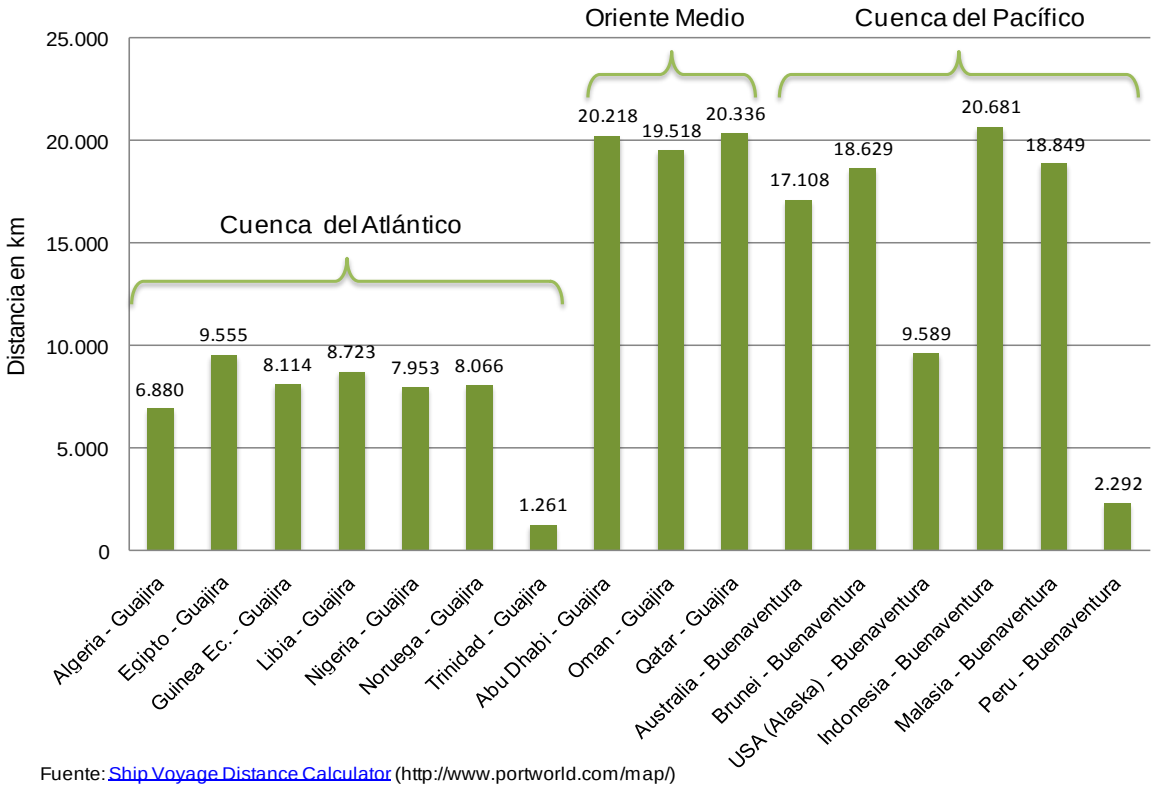
6.2.3 Transporte marítimo

En la actualidad existen alrededor de 250 buques metaneros en operación, y se esperan más de 60 en los próximos 2 años. Los buques cuentan con una capacidad media de 130.000 m^3, aunque la tendencia es la de aumentar de tamaño. Concretamente Qatar está trabajando con buques de 260.000 m^3, con velocidad de 19 – 20 nudos, superiores a un petrolero, ritmos de carga elevados y habitualmente emplean como combustible adicional al fuel oil, el propio gas que se evapora en sus cámaras (*boíl off*).

Existen dos tecnologías genéricas para el almacenamiento y transporte de GNL: Los buques membrana y los tanques esféricos MOSS. Las anteriores características hacen que los costos de construcción, operación y mantenimiento sean más elevados que en el transporte de otros hidrocarburos.

6.2.3.1 Posibles rutas de transporte de GNL hacia Colombia

El comercio mundial de GNL está condicionado principalmente por los fletes marítimos. Por esta razón los países que exploran la posibilidad de abastecimiento con GNL examinan en primer lugar las fuentes de suministro más cercanas. La figura 88 muestra las distancias desde los principales centros de licuefacción de GNL hasta los puntos de regasificación propuestos en Colombia.

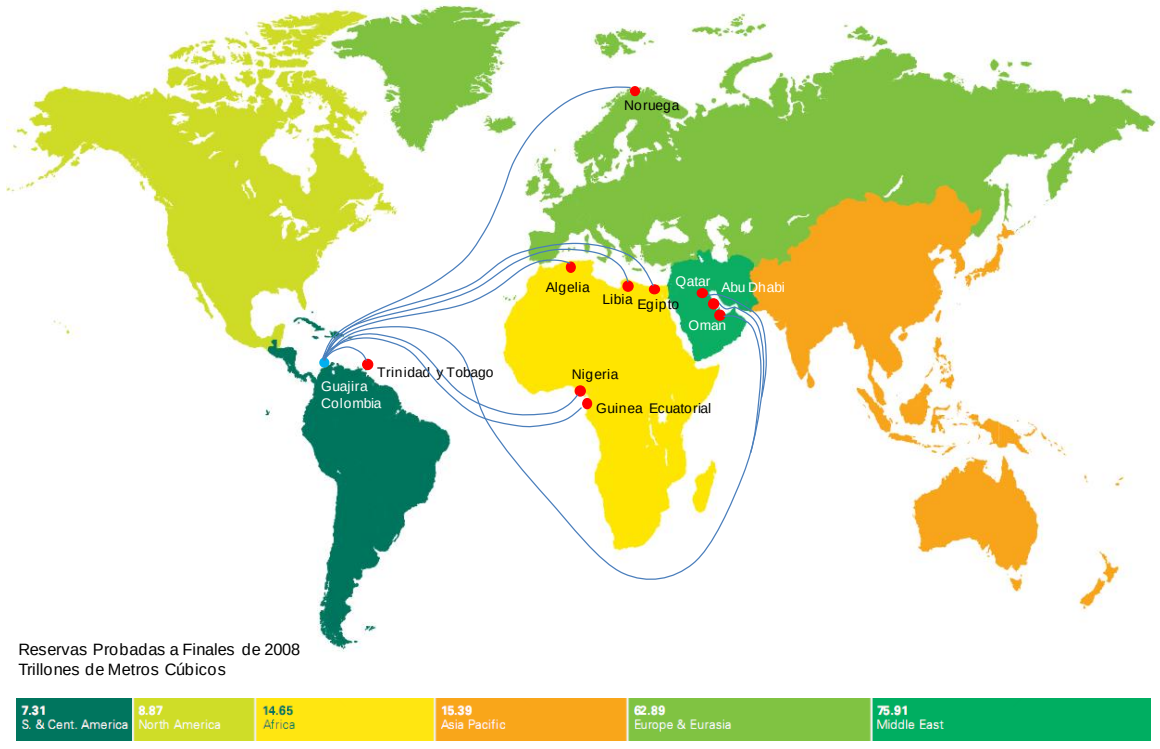


Fuente: Ship Voyage Distance Calculator (http://www.portworld.com/map/)

Figura 87. Distancias en km hasta Plantas de Regasificación Propuestas en Colombia.

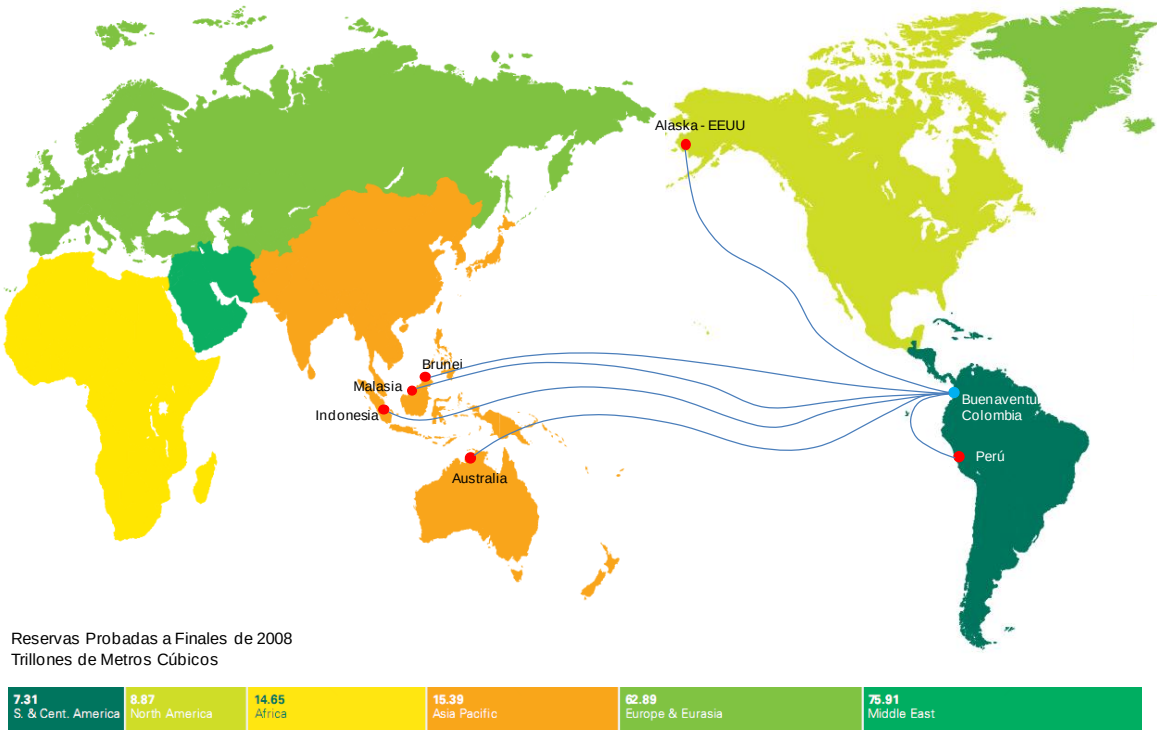
Colombia posee una posición geográfica estratégica, con zonas costeras tanto en el Océano Atlántico como en el Océano Pacífico, brindando así la posibilidad de seleccionar la fuente de suministro más cercana dentro de una amplia gama de exportadores.

La cuenca Atlántica ofrece rutas de aprovisionamiento de GNL que van desde 1.261 km (Trinidad - Guajira) hasta 20.336 km (Qatar – Guajira), mientras que en la cuenca del Pacífico se podrían establecer rutas que van desde 2.292 km (Perú – Buenaventura) hasta 20.681 (Indonesia – Buenaventura). En las figuras 88 y 89 se muestran las rutas del tráfico de GNL que podrían presentarse en cada una de las zonas costeras de Colombia.



Fuente: Los datos de reservas provadas de gas fueron tomados del reporte “BP Statistical Review of World Energy”, June 2009

Figura 88. Rutas de transporte marítimo de GNL en la cuenca Atlántica desde los centros de producción hasta la costa Atlántica Colombiana.



Fuente: Los datos de reservas provadas de gas fueron tomados del reporte "BP Statistical Review of World Energy", June 2009

Figura 89. Rutas de transporte marítimo de GNL en la cuenca Pacífica desde Centros de Producción hasta la Costa Pacífica Colombiana.

6.2.4 Precios del GNL

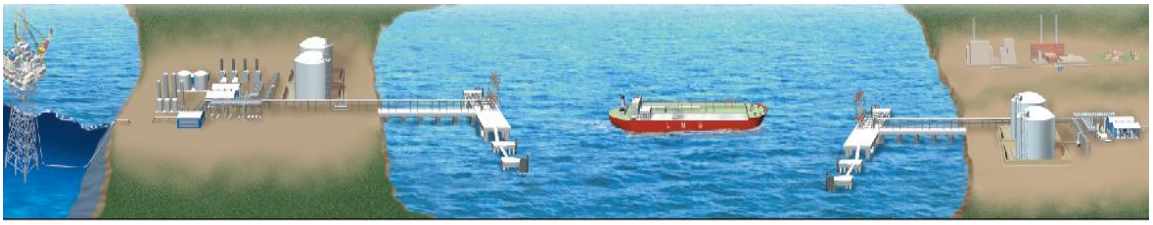
La comparación de los precios del gas proveniente de la cadena de valor del GNL (producción, licuefacción, transporte marítimo y regasificación), también permite sugerir cual sería el mejor lugar para ubicar una planta de regasificación en Colombia. Estos precios se pueden determinar por medio de dos métodos:

En el primer método, el precio final del gas es el resultado de sumar los costos unitarios de la cadena de valor de GNL para cada fuente de suministro. En la figura 90 se muestra los precios típicos unitarios en cada segmento de la cadena de valor del GNL. Este método requiere de costos actualizados de producción y licuefacción de gas en cada país productor y de los costos de transporte y regasificación que resulten de una ingeniería de detalle. Este método suele emplearse en estudios más detallados y para el cierre de contratos específicos entre un país exportador y uno receptor de GNL.

El segundo método utiliza los precios estacionales del *Henry Hub*, para el caso de plantas de regasificación que se abastecen de suministros provenientes de la Cuenca Atlántica, y precios de referencia *Japan CIF*, para el caso de plantas de regasificación que se abastecen de suministros provenientes de la Cuenca del Pacífico. Posteriormente, a estos precios se les agrega los costos variables de transporte y de regasificación para obtener el costo variable real del combustible puesto en la planta de regasificación. Este

último método es el más utilizado en estudios de viabilidad para estimaciones aproximadas de los precios del gas. Para el presente ejercicio de planificación se empleó esta última metodología.

	Producción	Licuefacción	Transporte	Regasificación	
Min	0,5	1,7	0,2	0,35	2,8
Max*	1,0	2,4	1,6	1,0	6,0



Fuente: *HaukeL. Kite-Powell. LNG Shipping, October 2006

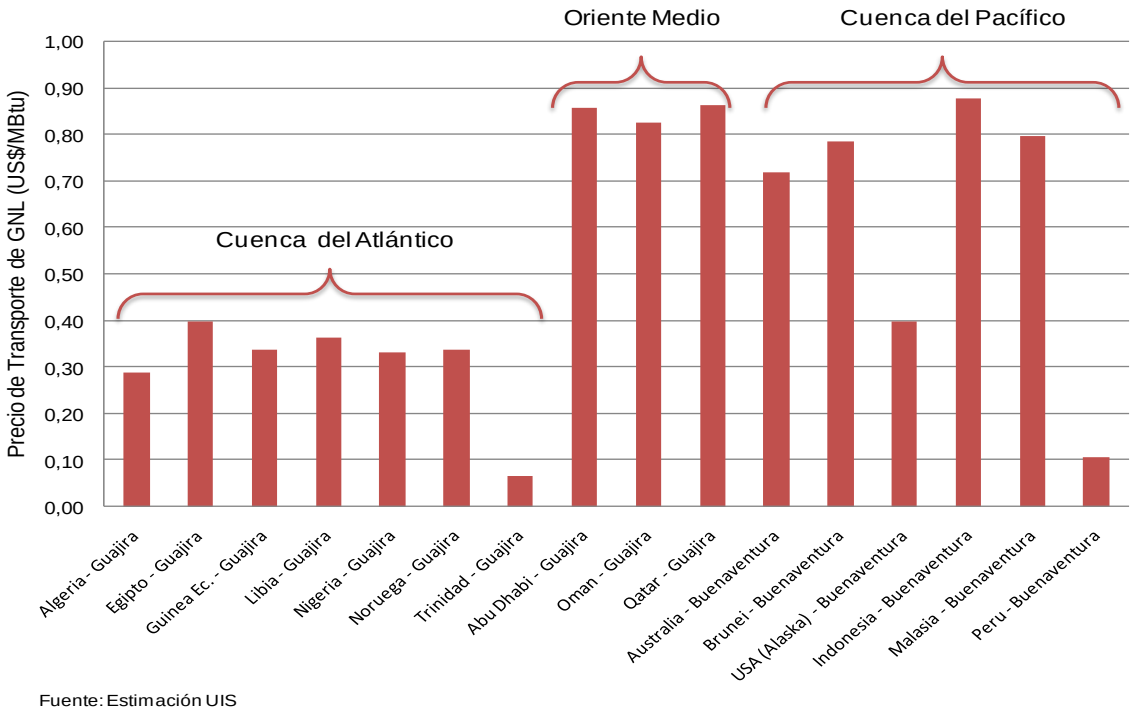
Figura 90. Costos Estimados en cada segmento de la Cadena de Valor del GNL (USD/MBTU).

Para el cálculo de los precios de transporte se utilizaron los supuestos presentados en la tabla 34. En la figura 91 se presentan los precios de transporte marítimo desde los principales centros de licuefacción hasta los puertos de regasificación planteados en Colombia. El costo variable de regasificación se estimó en 0.35 USD/MMBTU.

Tabla 34. Supuestos para el cálculo de los precios de transporte marítimo desde las diferentes fuentes de suministro de GNL hasta Colombia.

SUPUESTOS PARA EL CALCULO DEL PRECIO DE TRANSPORTE DEL GNL		
1	Capacidad nominal del barco:	138.000 m3
2	Capacidad efectiva del barco:	98% del tamaño nominal
3	Velocidad:	19 nudos
4	Flete*:	45.000 US$/dia
5	Boil Off (gas que se evapora durante el viaje y es utilizado por el barco como combustible):	0,15 % /dia
6	Heel (Cantidad mínima de GNL que debe conservarse en los tanques del barco durante el viaje de ida y regreso):	5 % de la capacidad efectiva
7	Dias de estadía del barco en el puerto de regasificación:	1 día
8	Precio estimado de regasificación:	0,35 US$/Mbtu
9	Precio Henry Hub (Diciembre de 2008)**:	8,85 US$/Mbtu
10	Precio Japan CIF (Diciembre 2008)**:	12,55 US$/Mbtu

* LNG Shipping Basics, Woodside Presentation. MLAANZ Nov 2008
An operational overview of the expanding marine transportation of LNG
** BP Statistical Review of World Energy, June 2009



Fuente: Estimación UIS

Figura 91. Precio de transporte de GNL por Barcos desde los Centros de Licuefacción en el Mundo hasta Puertos de Regasificación Planteados en Colombia.

El precio final del gas proveniente de la cadena de valor del GNL para cada fuente se suministro se muestra en la tabla 35 y en la figura 92. Como se puede apreciar en esta última, la cuenca del Atlántico resulta más atractiva en cuanto al precio final del GNL debido a las menores distancias y a que los precios de referencia *Henry Hub* históricamente han sido inferiores a los precios del Pacífico (Precios *Japan CIF*[15]).

[15] Japan CIF, es el precio del gas colocado en los puertos de Japón. Incluye el costo de la mercancía, en este caso el gas natural (Cost), seguro (Insurance) y flete (Freight).

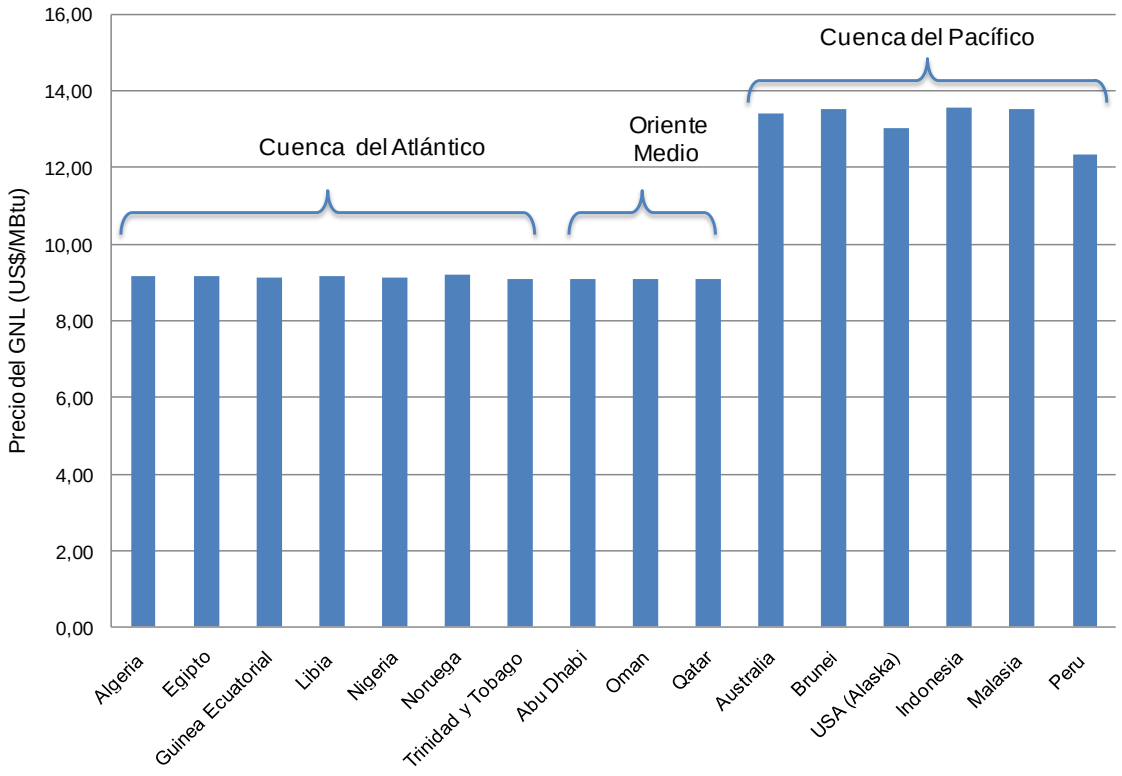
Tabla 35. Detalle del cálculo de los precios del gas después de la regasificación para el caso Colombiano.

CUENCA	ORIGEN	DESTINO	DISTANCIA RECORRIDA (KM)	DURACIÓN VIAJE IDA Y REGRESO (DIAS)	PRECIO DEL GNL EN EL PUERTO DEL PAIS DE ORIGEN (US$/MBtu)	PRECIO UNITARIO DE TRANSPORTE (US$/MBtu)	PRECIO DE REGASIFICACIÓN (US$/MBtu)	PRECIO TOTAL (US$/MBtu)
ATLANTICO	Algeria	Guajira (Colombia)	6.880	17	8,52	0,29	0,35	9,16
	Egipto		9.555	24	8,41	0,40	0,35	9,16
	Guinea Ecuatorial		8.114	20	8,44	0,34	0,35	9,12
	Libia		8.723	22	8,44	0,36	0,35	9,16
	Nigeria		7.953	20	8,44	0,33	0,35	9,12
	Noruega		8.066	20	8,50	0,34	0,35	9,19
	Trinidad y Tobago		1.261	4	8,68	0,07	0,35	9,09
MEDIO ORIENTE	Abu Dhabi		20.218	49	7,88	0,86	0,35	9,08
	Oman		19.518	47	7,91	0,83	0,35	9,08
	Qatar		20.336	49	7,87	0,86	0,35	9,08
PACÍFICO	Australia	Buenaventura (Colombia)	17.108	42	12,32	0,72	0,35	13,39
	Brunei		18.629	45	12,38	0,79	0,35	13,51
	USA (Alaska)		9.589	24	12,28	0,40	0,35	13,03
	Indonesia		20.681	50	12,30	0,88	0,35	13,53
	Malasia		18.849	46	12,37	0,80	0,35	13,52
	Peru		2.292	6	11,86	0,11	0,35	12,31

Si bien el análisis preliminar de la disponibilidad de GNL en las Costas Colombianas sugiere que la ubicación óptima para una planta de regasificación es la Costa atlántica, previamente debe considerarse criterios adicionales que incorporen señales de eficiencia económica para orientar una decisión definitiva.

Por su infraestructura marítima y su cercanía al posible punto de conexión (Cali), Buenaventura pareciera no tener competidores en la Costa Pacífica para la ubicación de la planta de regasificación. Sin embargo su construcción podría interferir en la optimización de la infraestructura existente o poner en riesgo la ejecución de inversiones en el sistema de transporte colombiano, necesarias para garantizar el abastecimiento de la demanda durante el periodo de evaluación.

Por otro lado, teniendo en cuenta que el análisis preliminar de disponibilidad de GNL en las Costas Colombianas presenta mejores condiciones de mercado para la Costa Atlántica, a continuación se consideran criterios adicionales para orientar una decisión definitiva.



Fuente: Estimación UIS

Figura 92. Precios del gas después de la regasificación para el caso Colombiano.

6.3 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN LA COSTA ATLANTICA

De acuerdo con los análisis, en esta primera fase de prefactibilidad, se llevará a cabo una localización de la planta de regasificación en la Costa Atlántica Colombiana, donde se buscará integrar una serie de variables llamadas fuerzas locacionales, cuyo análisis nos lleva al resultado de las mejores condiciones para la locación del proyecto. La localización de la planta se definió según el modelo de puntos o matriz de selección (cualitativo), que consta principalmente de los siguientes pasos:

a) Primero se determinan las alternativas de ciudades donde es posible ubicar la planta de regasificación de acuerdo con las condiciones como disponibilidad para la construcción industrial o que fuesen ciudades con tendencia industrial en puertos (costa) y cercanas a los gasoductos que abastecen los principales centros de consumo del país. Teniendo en cuenta estos factores se escogieron las ciudades de Riohacha, Santa Marta, Barranquilla y Cartagena (ver figura 93) como las más adecuadas para el posible montaje de la planta de regasificación de gas natural en Colombia.

b) Análisis y determinación de los factores relevantes, que han sido el resultado de la combinación de las metodologías tradicionales o estándares para el montaje de plantas de procesos con algunos que son solo característicos de proyectos de regasificación.

- Cercanía a los países productores de GNL
- Cercanía al sistema de transporte del interior del país
- Recurso humano
- Ciencia y tecnología
- Infraestructura
- Medio Ambiente
- Fortaleza económica
- Gobierno e instituciones
- Costo de los terrenos

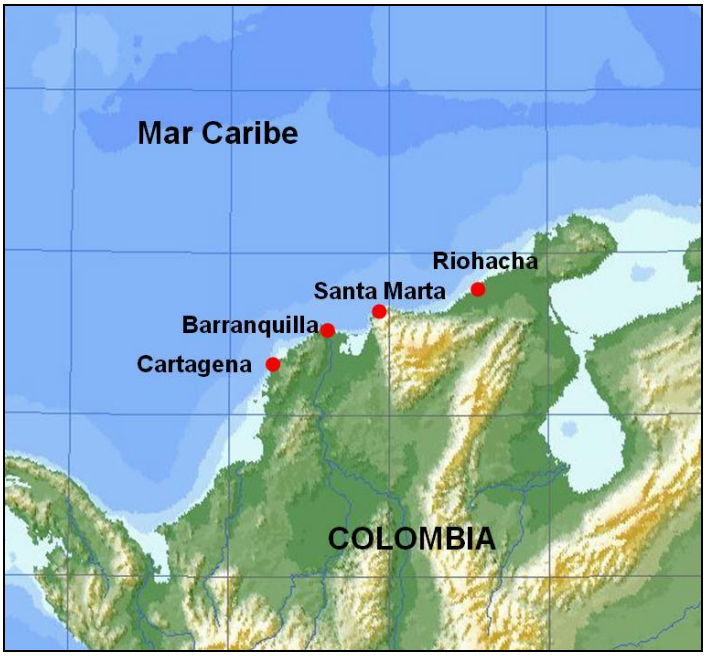


Figura 93. Ciudades propicias para la ubicación de una planta de regasificación en la Costa Atlántica.

c) Luego se realiza la estipulación del grado de ponderación a los factores relevantes donde se asigna un peso o puntaje a cada factor (20 puntos máximo a cada factor).

d) Se define una escala que cuenta con 1 como el mínimo valor y 20 como el mayor valor que se tendría en una ciudad, que también es denominado como calificación a cada ciudad.

e) Se calcula la calificación ponderada, multiplicando el peso de cada factor por la calificación definida para la ciudad.

f) Por último se suman las calificaciones ponderadas. Se escogerá como mejor opción el sitio cuya suma sea la de mayor valor.

6.3.1 Análisis de Factores

A continuación se analiza para cada ciudad los factores que determinan la ubicación más adecuada para la planta de regasificación. Es necesario dejar claro que esta es una primera aproximación (localización) propia de una etapa de prefactibilidad e ingeniería conceptual.

6.3.1.1 Cercanía a los Países Productores de GNL

Riohacha es la ciudad que se encuentra más cerca a los principales centros de producción de GNL en la cuenca Atlántica, lo cual garantiza una reducción en los costos de transporte marítimo de las cargas de GNL.

6.3.2 Cercanía al Sistema de Transporte del Interior del País

Nuevamente Riohacha se encuentra más cerca al punto de unión del Gasoducto de la Costa con el Gasoducto del interior (Ballena- Barrancabermeja), lo cual reduce y optimiza la inversión en infraestructura.

6.3.3 Recurso Humano[16]

El grado de desarrollo que alcance el capital humano dentro de la sociedad explica en gran medida el incremento de la productividad, y con ello, la competitividad de una región o ciudad. El recurso humano es el motor del crecimiento de los países, ya que su acumulación y cualificación determinan la capacidad de éstos para transformar los recursos en bienes y servicios.

Para la construcción del ranking de competitividad en el factor de recurso humano se consideraron los siguientes indicadores: Porcentaje de población en edad de trabajar, calidad de los colegios, alfabetismo absoluto, mortalidad infantil, cobertura bruta en educación primaria y secundaria, población de la ciudad y cobertura en salud.

Los resultados para el factor de recurso humano muestran a Barranquilla y Cartagena en los puestos 10 y 12 respectivamente en el primer lugar. Santa Marta ocupa el puesto 19 en el ranking de las 22 ciudades, siendo Riohacha la que ocupa el último lugar (figura 94).

[16] Indicador Global de Competitividad de las Ciudades Colombianas, 2008: El caso de Cartagena de Indias

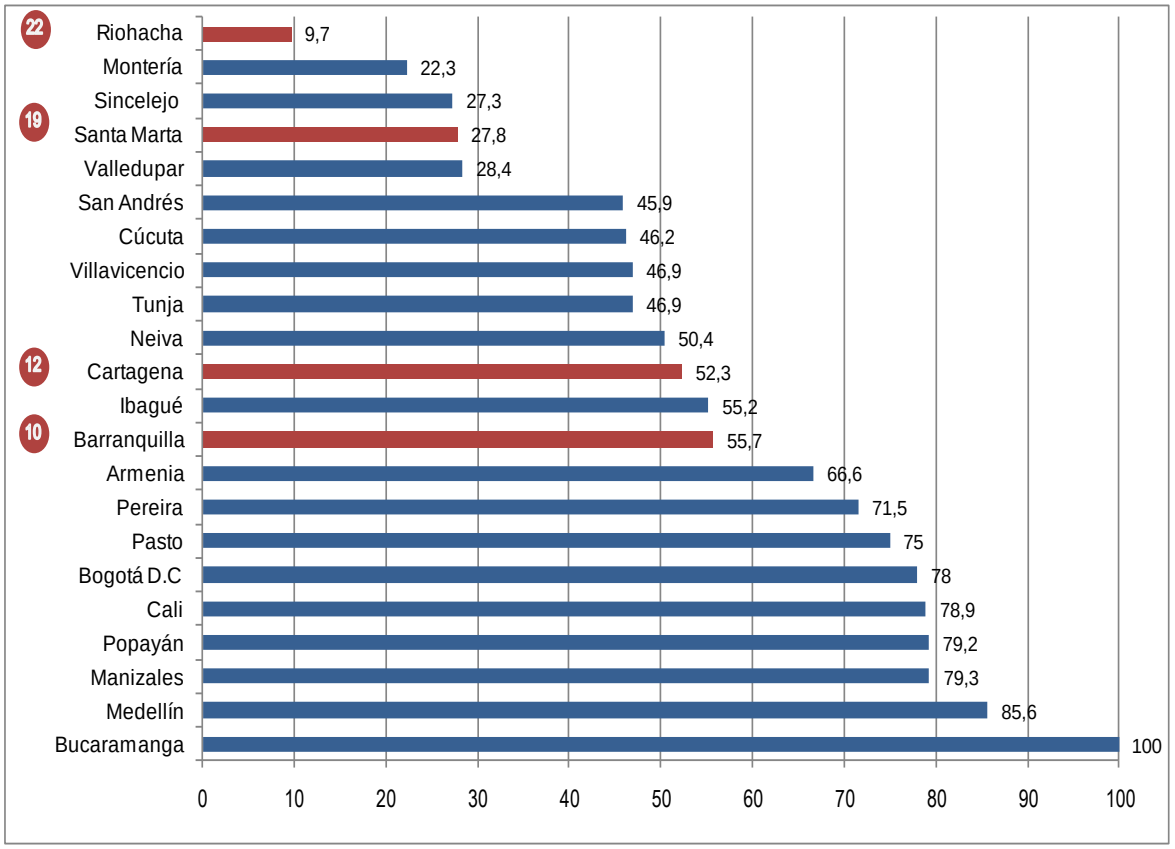


Figura 94. Ranking del factor de Recurso Humano

6.3.4 Ciencia y tecnología[17]

La competitividad de una ciudad o región está íntimamente ligada con su nivel tecnológico y su capacidad para generar conocimiento.

En el actual contexto, en donde las economías modernas generan cambios acelerados en la aplicación de nuevas tecnologías, una de las formas de ser competitivos es lograr que el conocimiento y la innovación continua dinamicen los factores de producción para la generación de mayor valor agregado en la economía, respondiendo eficientemente a los cambios y condiciones del mercado.

Para medir el desempeño de las ciudades en este factor se utilizaron 7 indicadores: Producción registrada por grupos de investigación reconocidos, número de grupos de investigación reconocidos por Colciencias, empresas innovadoras, inversión en innovación y desarrollo tecnológico en la industria, número de instituciones de investigación, número de profesores con doctorado y personal ocupado en I&D en la industria.

[17] Indicador Global de Competitividad de las Ciudades Colombianas, 2008: El caso de Cartagena de Indias

En este factor Barranquilla ocupó el octavo lugar, seguida de cerca por Cartagena y Santa Marta con las posiciones 10 y 11 respectivamente. Riohacha ocupó el último lugar del ranking (figura 95).

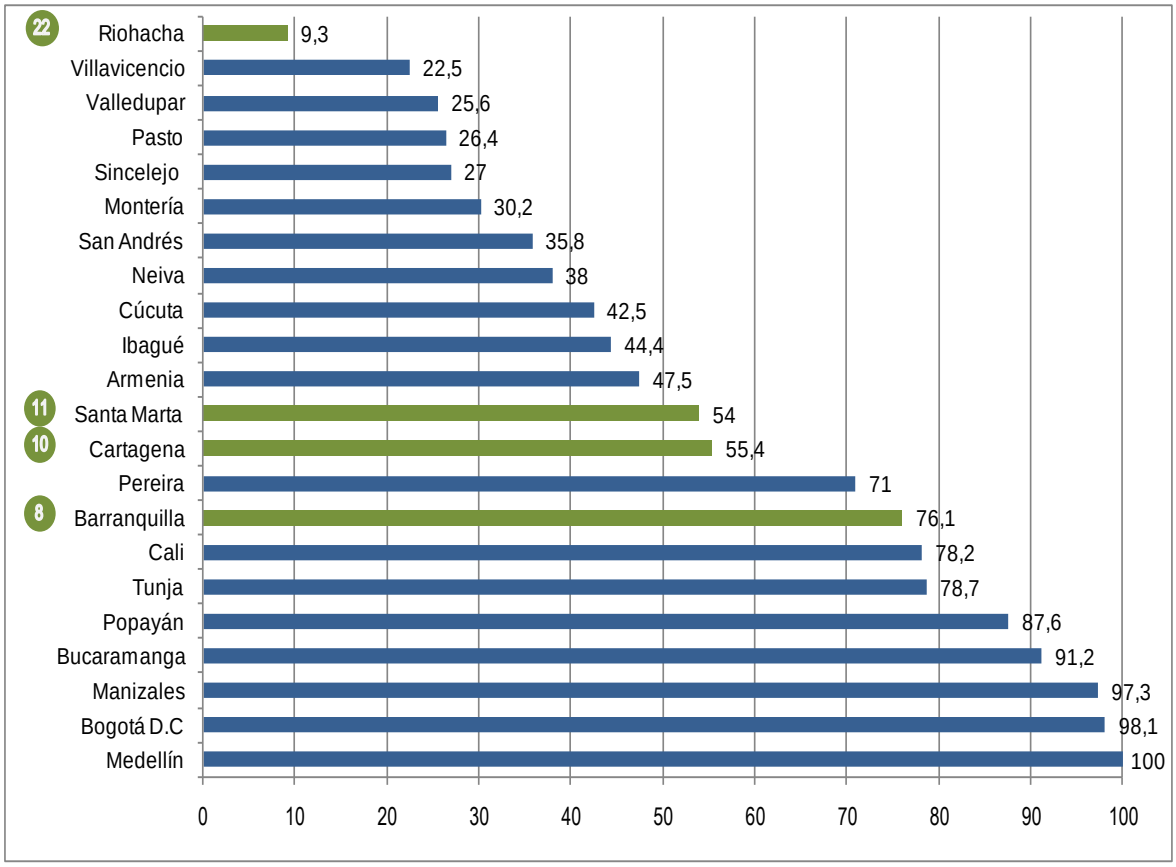


Figura 95. Ranking del factor de Ciencia y Tecnología

6.3.5 Infraestructura[18]

La provisión de infraestructura incide positivamente en la competitividad de una ciudad, puesto que una mayor disponibilidad y calidad de estos servicios impacta directamente en la estructura de costos de las empresas, la productividad, el nivel de conectividad entre los territorios y el bienestar de la sociedad. Asimismo, la disponibilidad de obras de infraestructura, así como la prestación eficiente de servicios relacionados, permite crear ventajas competitivas.

Para evaluar la capacidad competitiva de las ciudades se tuvieron en cuenta los siguientes indicadores: Cobertura de alcantarillado, cobertura de acueducto, clientes conmutados y dedicados de internet, cobertura en líneas telefónica, tarifa media de energía en la industria y cobertura en energía eléctrica. El ranking por ciudades para el factor de infraestructura muestra a Barranquilla en el puesto 11 (figura 96). Cartagena y

[18] Indicador Global de Competitividad de las Ciudades Colombianas, 2008: El caso de Cartagena de Indias

Santa Marta se ubican en las posiciones 16 y 18 respectivamente, mientras que Riohacha ocupa la última posición.

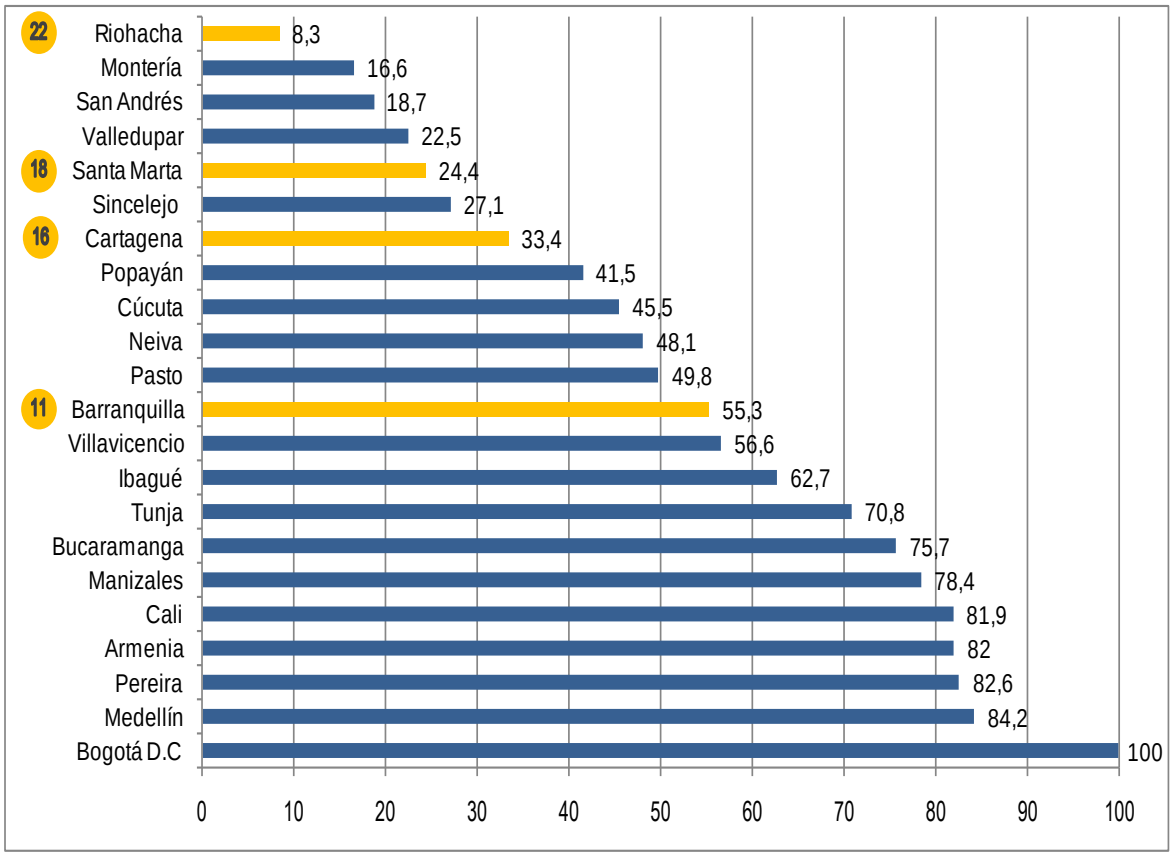


Figura 96. Ranking del Factor de Infraestructura

6.3.6 Medio Ambiente[19]

El deterioro del ambiente es quizá el problema económico más urgente de nuestra sociedad. La dotación de recursos naturales determina las posibilidades de crecimiento, dado que el medio físico participa en los procesos productivos como proveedor de factores, para soporte de la actividad humana y como sumidero para los residuos.

Para la construcción del ranking del factor de medio ambiente se consideraron los siguientes indicadores: Porcentaje de muertes por enfermedades respiratorias en menores de 4 años, número de metros cúbicos de agua consumidos y toneladas de residuos de basura o desechos producidos. Riohacha y Santa Marta se encuentran en los primeros lugares del ranking, con las posiciones 1 y 4 respectivamente. Cartagena ocupa el octavo lugar con una puntuación de 72,2 y Barranquilla el puesto 13 (figura 97).

[19] Indicador Global de Competitividad de las Ciudades Colombianas, 2008: El caso de Cartagena de Indias

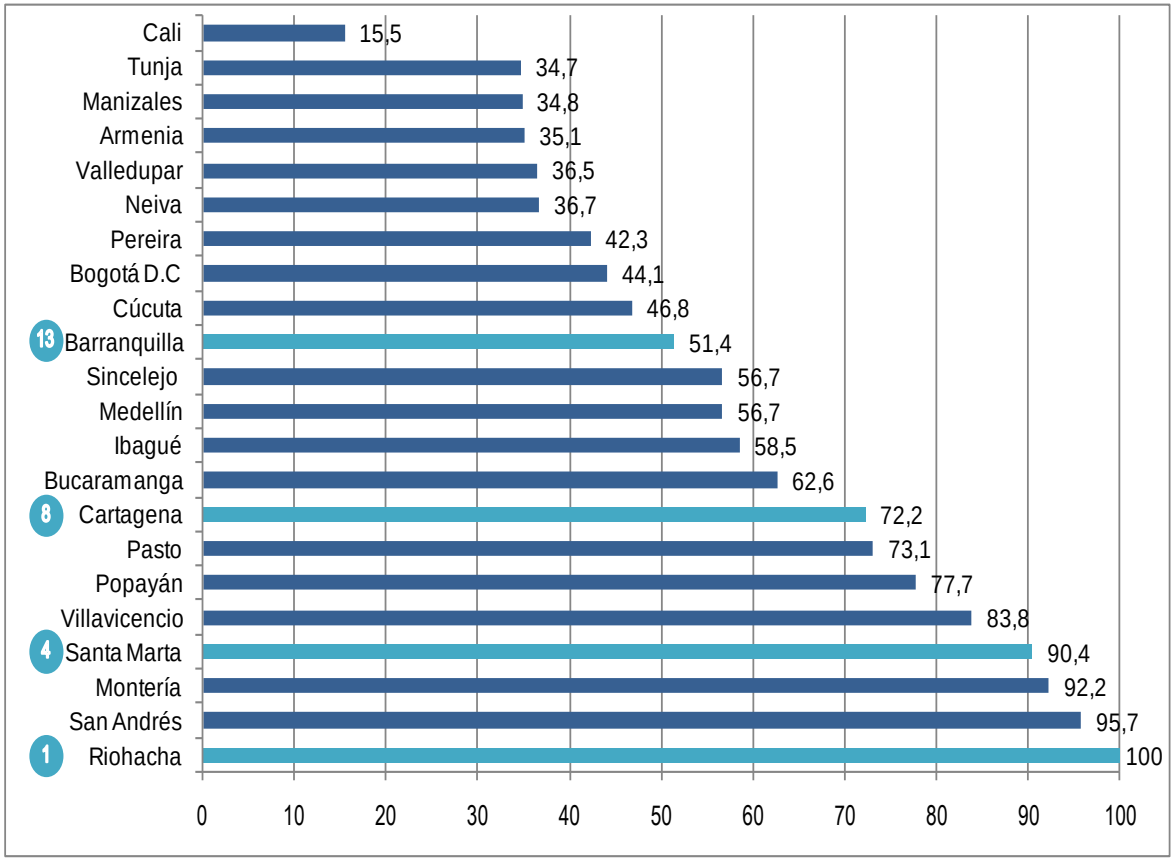


Figura 97. Ranking del factor de Medio Ambiente

6.3.7 Fortaleza Económica[20]

El factor de fortaleza económica como determinante de la competitividad de una ciudad, examina los aspectos relacionados con el valor agregado que genera una economía, la estructura económica de la misma, el grado de formación empresarial y el nivel de vida de la población. Para la construcción del ranking de competitividad de este factor se examinaron los siguientes indicadores: Índice de Densidad Industrial, población urbana sobre la población total, NBI, PIB per cápita y tasa neta de entrada de empresas.

Los resultados del ranking por ciudades se encuentran en la figura 98, en donde se aprecia a Barranquilla en el puesto 5. Cartagena se ubicó posición novena con 59,9 puntos, mientras que Santa Marta y Riohacha ocupan los últimos puestos del ranking de este factor con las posiciones 20 y 21 respectivamente.

[20] Indicador Global de Competitividad de las Ciudades Colombianas, 2008: El caso de Cartagena de Indias

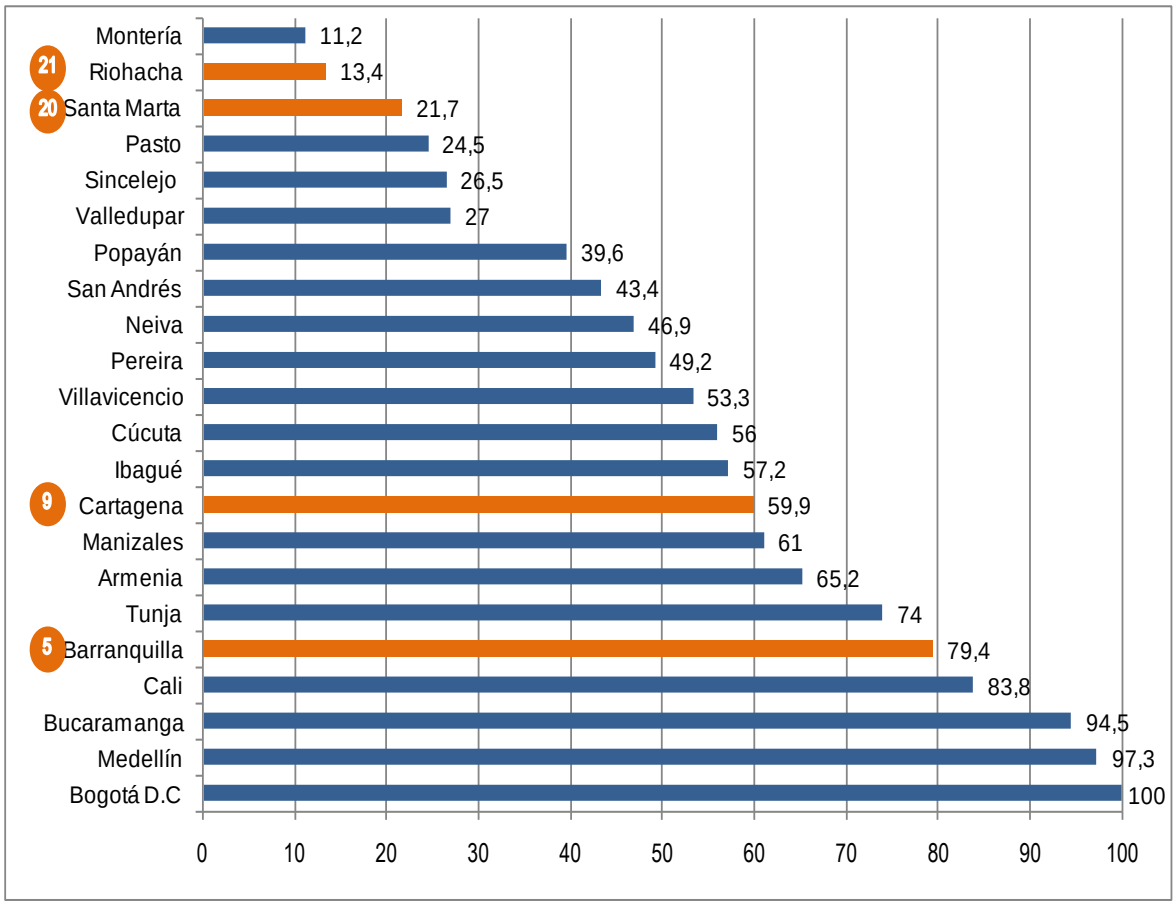


Figura 98. Ranking del factor de Fortaleza Económica

6.3.8 Gobierno e Instituciones[21]

El gobierno es un factor clave para la competitividad de una región debido a que el Estado tiene la posibilidad de mejorar el entorno al orientar sus acciones a la promoción, el control y la regulación de la actividad privada de acuerdo al manejo de los recursos y el interés público.

Se tuvieron en cuenta los siguientes indicadores: Dependencia de transferencias, ingresos tributarios per cápita, fortaleza tributaria, ingresos no tributarios per cápita y gasto en funcionamiento. Los resultados del ranking de competitividad para el factor se muestran en la figura 99 en la que se aprecia a Barranquilla en la posición 5 del escalafón, seguido por Cartagena en la posición 9. Santa Marta y Riohacha se ubican en los puestos 19 y 20 del escalafón.

[21] Indicador Global de Competitividad de las Ciudades Colombianas, 2008: El caso de Cartagena de Indias

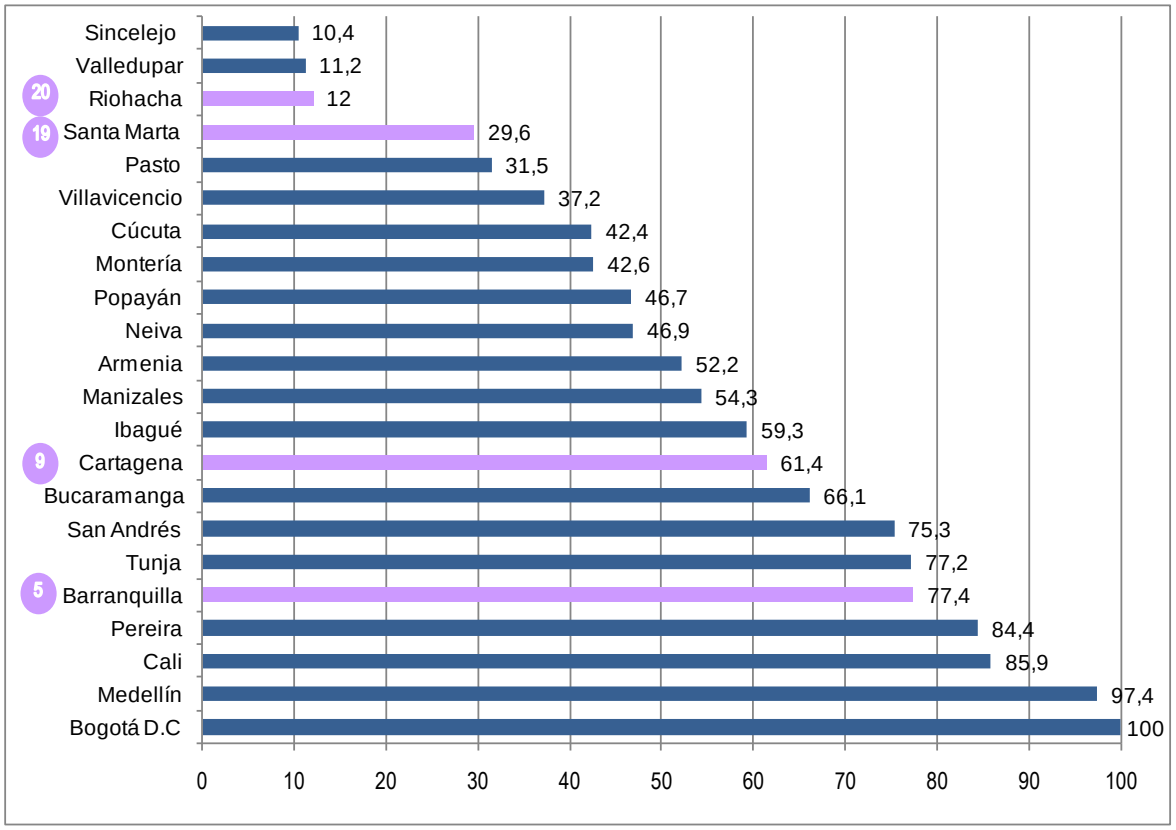


Figura 99. Ranking del Factor de Gobierno e Instituciones

6.3.9 Costo de Terrenos

Antes de analizar el costo de terrenos en cada una de las ciudades de interés para la localización de la planta, se tuvo en cuenta la disponibilidad de terrenos en dichas ciudades, encontrando que Barranquilla y Riohacha son las ciudades con mayor cantidad de terrenos aprobados para la construcción industrial y la ciudad de Santa Marta prácticamente no dispone de área para construcción industrial.

Tabla 36. Costo de terreno en las principales ciudades de la Costa Atlántica 2008

Ciudad	Costos ($/m^2)
Cartagena	400.000 - 450.000
Barranquilla (1)	200.000 - 250.000
Santa Marta	180.000 - 200.000
Riohacha	**100.000 - 150.000**

(1) Revista Dinero. Finca raíz, El Negocio es Barranquilla 28 Jul 2008

Para el análisis del costo de terrenos se muestra que el mejor balance teniendo en cuenta la disponibilidad de área para construcción industrial y los costos de esos terrenos, Riohacha se muestra como la ciudad más optima para lograr un montaje con

una relación costo-beneficio bastante llamativa. Le siguen Cartagena y Barranquilla en esta relación.

6.4 CONCLUSIÓN SOBRE LA LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se realizó la asignación de ponderaciones a cada una de las ciudades, tal como se muestra en la Tabla 37. Dando como resultado que la ciudad de Riohacha es la más adecuada para el montaje de la planta de regasificación.

Tabla 37. Matriz de selección para determinar la ubicación de la planta de regasificación

FACTORES		RIOHACHA		SANTA MARTA		BARRANQUILLA		CARTAGENA	
Nombre del factor	Peso Asignado	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada	Calificación	Calificación ponderada
Cercanía a los paíces productores de GNL	20	20	400	17	340	14	280	11	220
Cercanía al sistema de transporte del interior del país	20	20	400	17	340	14	280	11	220
Recurso humano	8	2	16	6	48	12	96	11	92
Ciencia y tecnología	5	2	10	12	60	17	85	12	61
Infraestructura	10	2	20	5	50	12	120	7	73
Medio Ambiente	15	20	300	18	270	11	165	16	238
Fortaleza Económica	5	3	15	5	25	17	85	13	66
Gobierno e instituciones	5	3	15	7	35	16	80	13	65
Costo de terrenos	15	18	270	14	210	14	210	10	150
			1446		1378		1401		1185

6.5 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

La confiabilidad del sistema de transporte de gas está asociada a la probabilidad de falla del sistema, bien sea por daños en alguno de sus componentes o por incremento en la demanda por encima de la capacidad de transporte. En el caso de sistemas radiales como el colombiano, las fallas en los componentes de la red troncal, necesariamente restringen la atención de la demanda generando déficits, cuya gravedad dependerá del tiempo de duración de la falla y del tiempo de reparación de la misma.

A continuación se presenta un análisis de la respuesta del sistema de transporte ante las consideraciones de la alternativa seleccionada y su incidencia en la atención de la demanda, aspecto fundamental para el caso colombiano pues los altos requerimientos de gas para generación termoeléctrica, especialmente en el interior del país, pueden generar restricciones de suministro a otros sectores de consumo. No obstante este análisis es netamente técnico e intenta evaluar el comportamiento del sistema ante los crecientes

requerimientos de demanda y la nueva distribución de la oferta, se debe mencionar que históricamente ha sido un componente comercial el causante de algunos de los déficits.

6.5.1 Metodología

La metodología para el análisis de la respuesta del sistema ante las nuevas condiciones de capacidad, oferta y demanda, se divide en tres fases. La primera consiste en la selección de los periodos críticos de demanda, la segunda corresponde al análisis en el modelo TGNET y finalmente la verificación de los resultados.

Para cada año de análisis se consideró la entrada en operación de las ampliaciones de capacidad de transporte definidas por los transportadores y detallada en la sección 3.4, así como la propuesta por la UPME en la alternativa 4. En cuanto a la oferta, se consideró la construcción de la planta de regasificación en La Guajira con una capacidad de 450 MPCD. El análisis se realiza con base en la distribución de demanda detallada en la sección 3.1.4.

6.5.2 Definición de los escenarios de demanda

En términos generales, se deben definir varios escenarios de demanda, a los cuales se puede asignar una probabilidad de ocurrencia. Normalmente se deberán tomar escenarios bajos, medios y altos para identificar las probabilidades de desabastecimiento asociados a cada uno. Para efectos del presente ejercicio de planificación, se tomó el escenario alto de demanda para los diferentes sectores, pues, desde el punto de vista de confiabilidad es el que resulta crítico.

En la siguiente figura se presenta la demanda promedio mensual utilizada en el análisis. En el modelo, sin embargo, se utiliza la demanda horaria discriminada para cada uno de los nodos.

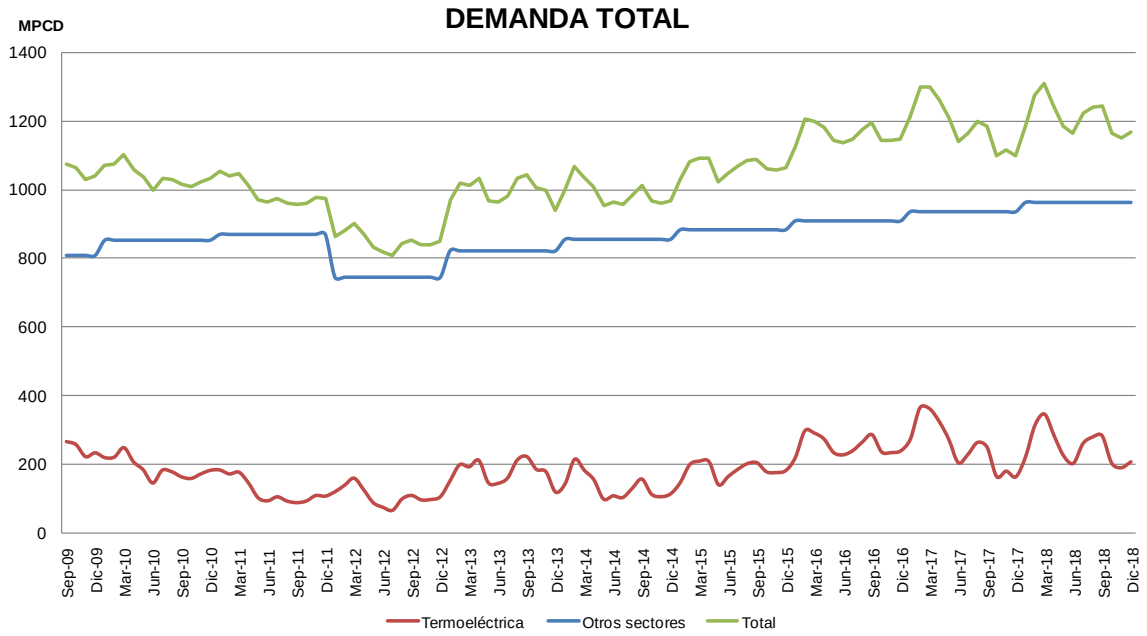


Figura 100. Demanda Promedio Mes Desagregada Eléctrica – No Eléctrica

6.5.3 Selección de períodos críticos

A partir de la simulación del sistema eléctrico se definieron las semanas críticas en cuanto a capacidad del sistema de transporte, tomando las semanas de mayor demanda en el período de análisis (2009-2018). El modelo para estas semanas dará indicación de los eventos, eventos con recomposición del sistema y alarmas.

Los eventos son situaciones transitorias de cambios en las variables del sistema que no representan salidas ni fallas importantes. Los eventos con recomposición, son aquellos en que el sistema ha fallado pero ha vuelto a entrar con base en las respuestas propias de la operación del sistema.

Las alarmas son aquellas situaciones en que el sistema falla y no se recompone por si mismo. Es decir podrían representar situaciones de desabastecimiento total o parcial y por lo tanto son los casos en que se vería afectada la confiabilidad del sistema y los que deberán ser objeto de análisis.

La siguiente gráfica muestra la demanda promedio para cada período y las semanas que están por encima del promedio.

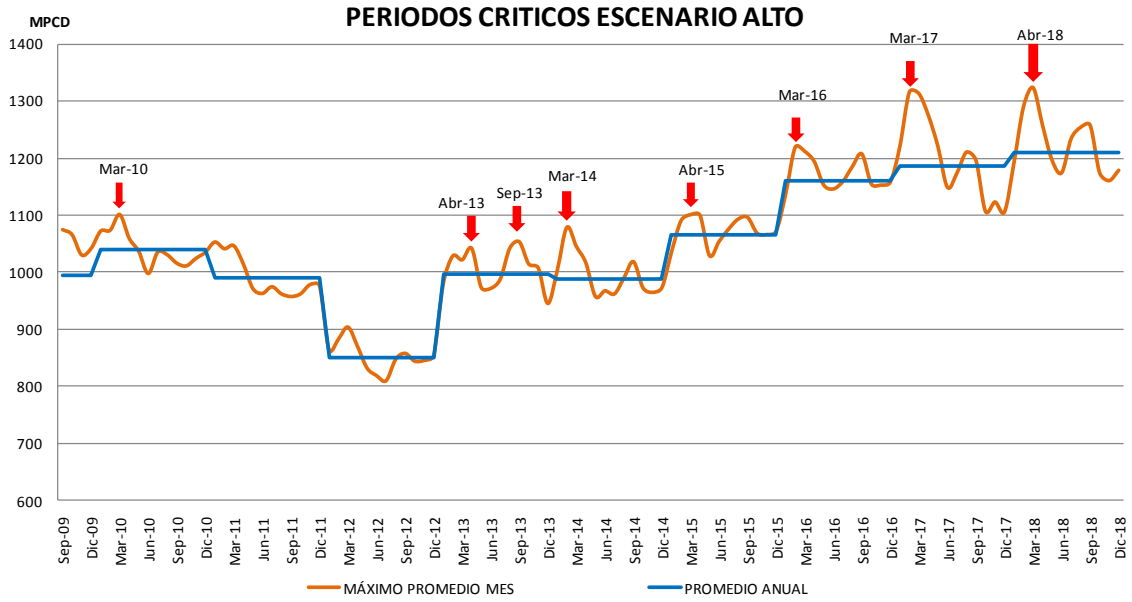


Figura 101. Periodos Críticos de Demanda en el Escenario Alto

Con base en este resultado se seleccionaron los siguientes periodos como críticos para hacer la simulación en TGNET: Marzo 2010, abril 2013, septiembre 2013, marzo 2014, abril 2015, marzo 2016, marzo 2017 y Abril 2018, que corresponden a los períodos previstos de máxima demanda del sector termoeléctrico

Las demandas máximas y promedio en MPCD correspondientes a estas semanas se muestran en la siguiente figura:

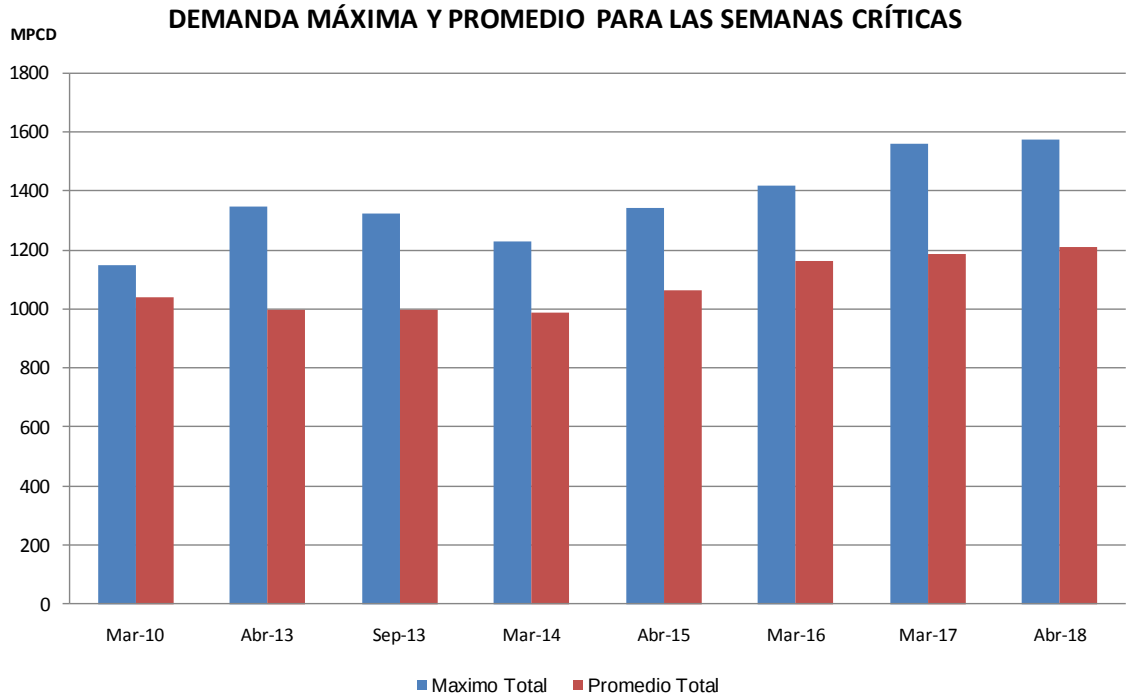


Figura 102. Demanda Máxima y Promedio para las Semanas Críticas

Como se aprecia, las demandas máximas oscilan entre 1.180 MPCD en el 2010 y 1.570 MPCD en el 2018.

6.5.4 Análisis de resultados

El modelo TGNET simula el comportamiento del sistema de transporte, considerando unas demandas dadas y unas restricciones definidas en términos de presiones mínimas en los nodos de demanda o de volúmenes máximos o presiones mínimas en los nodos de oferta. Los resultados del modelo serán las condiciones mencionadas anteriormente de eventos, eventos con recomposición o alarmas. Para efectos de la confiabilidad interesa ver estas últimas.

La siguiente tabla muestra una síntesis de los resultados del modelo y algunas posibles soluciones en cada caso. Las fechas de las semanas son aproximadas

Tabla 38. Resultados del Modelo TGNET

SEMANA	EVENTOS PRINCIPALES	OBSERVACIONES
Abr-13	El incremento de la demanda del nodo Sur Vs.la disminución de producción genera restricciones en la atención de este nodo. El incremento de demanda de la Refinería de Barrancabermeja genera restricciones en la atención de nodos aguas debajo.	Se requiere aumentar el suministro desde otras fuentes, por lo que es necesario aumentar la capacidad de transporte por medio de loops desde Mariquita (36 Km). Las bajas presiones en el tramo Barrancabermeja - Vasconia indican que el sistema no puede atender la demanda de estos nodos. Se requeriría racionar la demanda o reforzar el sistema de transporte con la construcción de loops en el gasoducto Ballena - Barrancabermeja igual al 50% de la distancia entre cada compresora.
Mar-14	Continúa declinación de los campos asociados al nodo S_Sur generando restricciones.	Se requiere incrementar el loop hasta el Km 85
Abr-15	Los altos requerimientos de demanda del interior producen bajas presiones aguas debajo de Barrancabermeja.	Se requiere completar los loops entre Ballena y la estación compresora Curumaní. 158 Km y 18"
Mar-16	Los despachos de los nodos Atlántico, G_Barranquilla, GBS, Bogotá, Medellín y Cali no operan a las presiones requeridas. Los nodos de La Creciente-Guepajé y Cusiana, superan las condiciones de operación.	El sistema es incapaz de atender el nivel de demanda sin entregas adicionales de gas o incrementos en la producción de los campos de abastecimiento. El sistema se estabiliza con la entrada en operación de la planta de regasificación en La Guajira.
Mar-17	La mayor demanda del interior que debe ser atendida con gas de la costa genera problemas de presión aguas debajo del nodo Barrancabermeja.	Se requiere completar la ampliación del gasoducto Ballena - Barrancabermeja con la construcción del loop entre San Alberto y Barrancabermeja. 45.8 Km de tubería de 18".
Abr-18	La mayor demanda del interior que debe ser atendida con gas de la costa genera problemas de presión aguas debajo del nodo Barrancabermeja.	Se requiere completar la ampliación del gasoducto Ballena - Barrancabermeja con la construcción del loop entre Curumaní y San Alberto. 82.7 Km de tubería de 18".

Según los resultados del modelo se muestra que hasta el 2014 no se presentan dificultades de transporte que no sean subsanables operacionalmente. A partir de este año, las alarmas involucran casi en todos los casos, caídas de presión en los nodos de oferta y demanda lo que indica que el sistema puede colapsar, salvo que se hagan racionamientos de demanda a algunos sectores de consumo o que se hagan refuerzos en términos de compresión o loops.

En términos de demanda se podría inferir que el actual sistema con el límite de oferta de los campos simulado, podría atender sin refuerzos hasta un máximo de demanda de 1.050 MPCD en el año 2011. A partir de esta demanda y mientras no se incorpore suministro adicional conforme a la estrategia planteada, el sistema puede fallar.

Desde el punto de vista solamente del manejo de la demanda, se puede observar que los límites de capacidad de transporte que indica el modelo son inferiores en todos los casos a la demanda sectorial sin incluir la generación térmica (ver figura 103). Ello indica que los picos que ocasiona el sector eléctrico son los causantes de los requerimientos de nueva capacidad en el sistema de transporte.

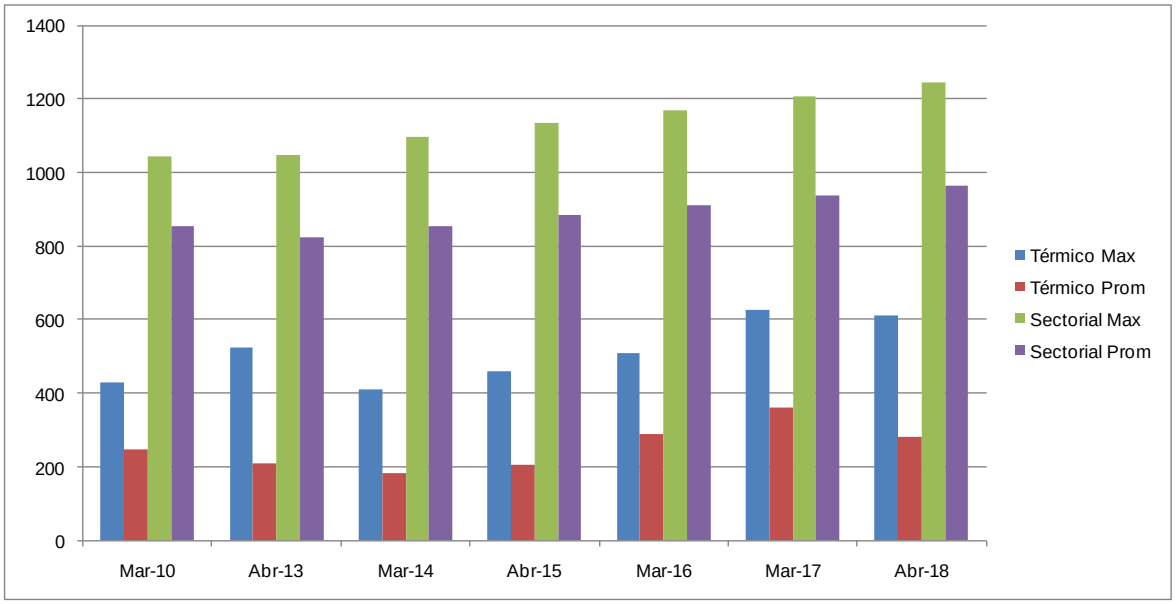


Figura 103. Demandas máximas y promedio para el periodo 2009 - 2018

Esta situación que es muy característica del sistema colombiano, se constituye en una gran dificultad para definir señales de precios y esquemas de contratación que permitan atender la demanda de este importante sector con alta confiabilidad.

La regulación del cargo de confiabilidad vigente, que obliga a las plantas térmicas a tener contratos en firme, traslada el problema a otros sectores que tienen que conformarse con contratos interrumpibles o simplemente no tener contratos y por tanto manejar una gran incertidumbre en el suministro del gas.

Es evidente que este esquema de contratación no es sostenible, pues podría llevar a racionamientos innecesarios y a déficits artificiales difíciles de manejar por parte de los operadores y de las autoridades sectoriales.

Una primera recomendación es entonces reducir las exigencias contractuales para obtener el cargo por confiabilidad así como formalizar un mercado secundario en el sector gas con el suficiente flujo de información que evite asimetrías para que se

distribuya eficientemente el recurso que eviten racionamientos innecesarios y un nivel de precios acorde con la disponibilidad del recurso.

Otra opción que debe ser considerada para ofrecer confiabilidad al sistema corresponde con la construcción de plantas *peak shaving* en puntos estratégicos de la red. A continuación se realiza una introducción al tema y se presenta la descripción del proyecto contemplado por la empresa Gas Natural S.A. ESP.

6.5.5 Infraestructura de Confiabilidad

Al realizar un diagnóstico al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural se identifican las siguientes vulnerabilidades:

- Sistema radial.
- Poca capacidad disponible primaria en los principales gasoductos.
- Alta concentración del suministro.
- Inestabilidad del terreno (zonas de riesgo geológico).

El sistema nacional de transporte de gas se caracteriza por la creciente saturación, configuración radial (no mallada), inflexibilidad (sin tolerancia, sin almacenamiento) y vulnerabilidad. Superar estos problemas implica rehabilitar, renovar, expandir, sanear y mantener integralmente esta infraestructura.

6.5.5.1 Justificación Para el Uso de Plantas Peak Shaving[22]

Las plantas de almacenamiento criogénico surgieron como una respuesta a la necesidad de garantizar con importantes reservas de gas natural licuado (GNL) el abastecimiento de redes de gas natural.

De las 77 plantas de Peak Shaving que existen hoy en el planeta, 65 se encuentran en América del Norte, nueve en Europa, dos en la región Asia - Pacífico y una sola en América Latina. Esta planta, que pertenece al Grupo Gas Natural, fue habilitada en octubre de 1995 y desde entonces respalda el suministro invernal de los clientes de Gas Natural Argentina (que hoy suman más de 1.200.000) en la provincia de Buenos Aires.

Las plantas de gas natural licuado, usadas para el abastecimiento de gas durante los períodos de demanda máxima, son conocidas como Peak Shaving (en inglés “afeitando picos”), ya que fueron concebidas para afrontar con éxito los picos de consumo en aquellos sistemas con alta incidencia de clientes residenciales y comerciales, una

[22] Fuente:

Parfomak, Paul W. (2003). Liquefied Natural Gas (LNG) Infrastructure Security: Background and Issues for Congress. CRS Report for Congress.

Mingot, Antoni Peris. (1997). Peak Shaving Plant at General Rodriguez (Buenos Aires, Argentina) and its role to fulfill natural gas demand. Latin American/Caribbean Gas & Electricity Congress, Bariloche, Argentina.

situación que genera curvas de consumo con marcadas diferencias entre los máximos y mínimos, dependiendo de la temperatura ambiente.

Una planta de Peak-Shaving es un sistema instalado en una industria o incluso en la red de gas natural de una ciudad, que siempre está lista para funcionar en caso de un corte de suministro.

Contar con una Planta de este tipo reduce la necesidad de disponer de capacidad de transporte desde las zonas de producción de gas, y con ello las dimensiones de los gasoductos involucrados, que son utilizados en forma estacional. La existencia de estas plantas es una alternativa eficaz para disminuir el costo total de ese transporte desde la producción hasta los centros de consumo, con alta demanda en la temporada invernal.

Estas plantas están situadas estratégicamente cercanas a dichos centros de consumo, y generalmente lejanas de las zonas de producción gasífera. La mayor parte de las veces, se utiliza la temporada extra- invernal (200 a 300 días) para licuar y llenar los tanques de almacenamiento, en tanto que se vaporiza y entrega gas a las redes de distribución en los días más fríos del invierno.

Las plantas Peak Shaving se recomiendan instalarse justo a ciudades con gran cantidad de usuarios residenciales y comerciales que justifiquen el retorno de la inversión. Por los estudios de prefactibilidad que se han realizado para Bogotá y sus municipios aledaños, la ciudad cuenta con un número de usuarios que permiten la inversión en una planta Peak Shaving. Las demás ciudades de Colombia, como en el caso de Cali, dado el número de usuarios, por ahora no se justifica la inversión ya que se producirían incrementos sustanciales en el servicio. Sin embargo, de llevarse a cabo el proyecto de una planta Peak Shaving en Bogotá, se contaría con una experiencia propia que podría extrapolarse a las demás ciudades del país y de esta forma poder terminar la viabilidad de un proyecto de esta índole.

La efectividad de las plantas Peak Shaving se reduce al asociarlas a varios nodos o centros de consumo distantes entre sí, ya que al presentarse una avería en el gasoducto principal (asociado a la planta y a los centros de consumo), quedaría inhabilitado todo el sistema.

El llenado de la planta debe realizarse con el gas proveniente del tubo corriente abajo del City Gate, mientras que la inyección del gas se debe realizar directamente a la red de distribución, de tal forma que cualquier avería corriente arriba del City Gate no interrumpa la operación de descarga de la planta. Por esta razón no resulta conveniente ubicar una planta Peak Shaving en Mariquita o en algún lugar del magdalena medio para abastecer varios centros de consumo.

A continuación se presentan las principales características de la infraestructura de confiabilidad propuesta por los agentes, que han sido consideradas en el presente ejercicio de planeación.

6.5.5.2 Planta de Almacenamiento en la Sabana de Bogotà (Peak Shaving).

Para mitigar restricciones en el abastecimiento de gas natural a Bogotá y municipios aledaños debido a fallas técnicas en el gasoducto de transporte, así como en las facilidades de producción y tratamiento en los campos, se considera una planta de almacenamiento que brindará los siguientes beneficios:

- Garantía de continuidad en la prestación del servicio para los usuarios asociados al Sistema de Distribución de Bogotá y la Sabana (40% de los usuarios del país)
- Mantener la calidad del servicio.
- Promover el desarrollo industrial de la región al contar con una garantía de servicio continuo con baja interrumpibilidad.

6.5.5.3 Descripción del proyecto

Según el estudio de la empresa Gas Natural S.A. ESP, la ubicación óptima de la planta de almacenamiento, de acuerdo a las diferentes modelaciones efectuadas, es a la altura del municipio de Cota y la mejor opción de conexión a Bogotá es por la Avenida Calle 72 hasta conectar en la Avenida Ciudad de Cali.

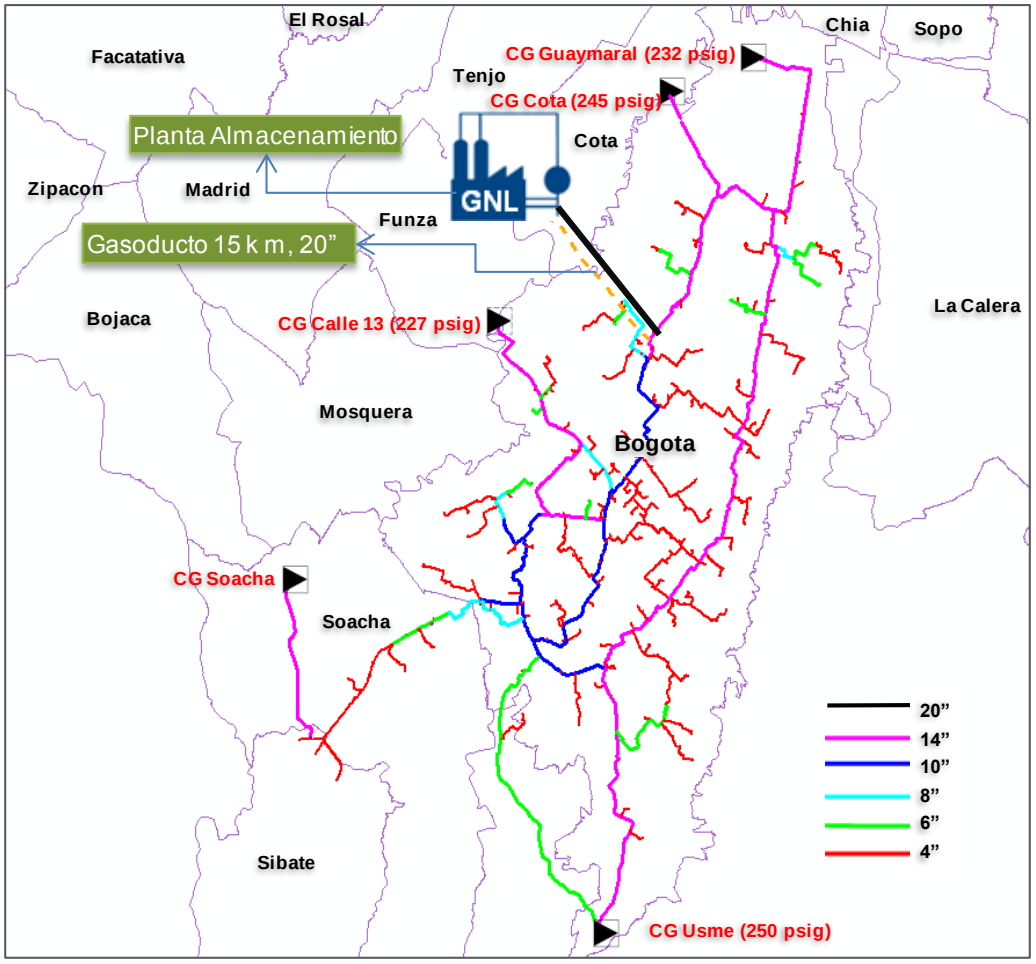


Figura 104. Modelo de distribución con planta de almacenamiento y gasoducto asociado.

La planta estaría conectada directamente a la red de Gas Natural S.A. ESP por medio de un gasoducto de 15 km de longitud y 20” de diámetro. En la figura 104 se muestra la ubicación de la planta de almacenamiento y del gasoducto asociado a esta infraestructura de confiabilidad.

El proceso de llenado de la planta es el resultado de la licuefacción del gas tomado del sistema de distribución para almacenarlo en estado líquido, y luego al momento de emplearlo para suministro, requiere de una etapa de gasificación para inyectarlo nuevamente a la red de distribución.

La planta de almacenamiento, ha sido diseñada teniendo en cuenta la duración y periodicidad de las restricciones presentadas en la ciudad de Bogotá por la reducción o corte de suministro en el City Gate de Cogua que aporta el 80% de la totalidad del consumo de Bogotá y en el City Gate de Usme que aporta el 20% restante de la atención de la demanda.

El volumen de GNL a disponer en almacenamiento para asegurar el suministro de la ciudad de Bogotá y los Municipios de Soacha y Sibaté en caso de eventos de restricción, fue estimado en 30.000 m^3, con base en el consumo equivalente de gas natural en la ciudad de Bogotá y los municipios mencionados durante el tiempo medio de reparación de incidencias ocurridas en el sistema de aprovisionamiento y teniendo en cuenta una proyección estimada de consumos hacia el año 2020.

La Planta de Almacenamiento con una capacidad de 30.000 m^3 de GNL, podrá almacenar en una proporción de 600:1 (1 m^3 de GNL vaporiza 600 m^3), aproximadamente 18 millones de metros cúbicos de gas natural, lo que permite tener un suministro suficiente para abastecer durante 4 días la totalidad de la demanda de la ciudad.

Una vez fijado el tanque de almacenamiento, se define que el número máximo de incidencias anuales sea igual a 3, de manera que el modo de operación de la instalación será intermitente con un periodo inicial de funcionamiento de 109 días en el que se llenaría el tanque a razón de 275 m^3 de GNL / día.

Cuando se produce el GNL necesario para llenar el almacenamiento de back-up requerido, la planta entra en un modo de operación de stand-by, cuya duración está condicionada por la ocurrencia de una nueva incidencia en el suministro y subsiguiente evacuación del GNL almacenado en el tanque.

Teniendo en cuenta una eficiencia energética del orden del 85% para las plantas de licuefacción basadas en ciclos de expansión con N2, la cantidad de gas de alimentación requerida es de aproximadamente 6,41 MPCD (181.000 m^3/día).

La capacidad máxima de emisión seleccionada es de 4.800.000 m^3/día a una presión de 400 PSIg. De esta manera, el volumen de gas almacenado en el tanque posibilita la evacuación y suministro a la ciudad de Bogotá, Soacha y Sibaté durante 4 días a un caudal máximo de 4.573.704 m^3/día continuo.

Tabla 39. Histórico de eventos críticos que implicaron suspensión en el suministro en Bogotá y la Sabana.

PROBLEMA	FECHA	DURACIÒN (No. Horas)	OBSERVACIONES
Daño en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	31-may-99	72	Afectados de todos los mercados
Reparación en Briceño	06-08 Ene. 2001	70	
Rotura en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	27-29 Dic. 2001	64	Se afecta GNV
Daño en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	22-26 Nov. 2002	68	Se afecta GNV y no regulado
Daño en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	14-16 Jul. 2003	40	
Daño en el gasoducto Cusiana – Cogua	17-18 May. 2006	26	Se afecta GNV y no regulado y 70 % residencial
Problemas de empaquetamiento red transporte TGI	19-20 Oct. 2007	24	Se afecta GNV
Corte de suministro City Gate – Cogua	29-31 Dic. 2007	48	GNV y parte del no Regulado
Rotura de la tubería a la altura de Miraflores, sobre el tramo Cusiana – La Belleza	30 Jun. – 01 Jul. 2008	24	GNV y parte del no Regulado

6.5.5.4 Inversiones asociadas al proyecto

En la tabla 40 se relacionan las inversiones necesarias para llevar a cabo el proyecto de confiabilidad de acuerdo con los presupuestos calculados a partir del diseño conceptual de las obras. Se estima un plazo total de duración del Proyecto de la Planta de 50 a 55 meses.

Tabla 40. Inversiones del proyecto de confiabilidad con planta de almacenamiento en la Sabana de Bogotá.

ITEM	DESCRIPCION INVERSIONES PROYECTO PLANTA DE ALMACENAMIENTO	TOTAL INVERSIÒN (PESOS COL.)	TOTAL INVERSIÒN (USD)
1	Ingeniería conceptual	2.808.000.000	1.170.000
2	Ingeniería básica	4.992.000.000	2.080.000
3	Estudios técnicos y trámites de licencias y permisos	34.332.480.000	14.305.200
4	Ingeniería construcción y compras	341.334.240.000	142.222.600
5	Compra de predios y servidumbres	8.901.818.182	3.709.091
6	Servicios públicos	152.727.273	63.636
7	Puesta en marcha	10.236.829.680	167.815.873
Diseño, construcción y puesta en marcha del Gasoducto de 15 km y 20 pulgadas de diámetro (Sale de la planta de almacenamiento ubicada en el municipio de Cota y llega a la Avenida Ciudad de Cali). Se asumió un costo unitario de 40 USD/m-pulg para este gasoducto.		28,800,000,000	12.000.000
TOTAL		**431,558,095,135**	**179,815,873**

7. PROPUESTA DE REGLAMENTO DEL PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

7.1 INTRODUCCIÓN

Este Reglamento especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), en la elaboración del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia, y por los Transportadores, en la ejecución del planeamiento de detalle y el desarrollo del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT), y que deben ser considerados por los Usuarios y Remitentes de este Sistema en el planeamiento y desarrollo de sus propios sistemas y/o actividades.

7.2 OBJETIVOS

Los objetivos de este Reglamento son:

- Especificar los criterios y estándares que serán usados por la UPME para determinar requerimientos de instalación de Plantas de Regasificación.
- Especificar los criterios y estándares que serán usados por la UPME para definir requerimientos de Almacenamiento en el SNT o en los sistemas de Usuarios y Remitentes.
- Especificar los criterios y estándares que serán usados por la UPME y los Transportadores en el planeamiento y desarrollo del SNT.
- Definir los procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la UPME y por los Transportadores para realizar el planeamiento y desarrollo de las redes que forman parte del SNT.
- Promover la interacción entre los Remitentes del SNT, la UPME y los Transportadores con respecto a cualquier propuesta de desarrollo en el sistema de los Remitentes que pueda tener un impacto en el funcionamiento del SNT.

7.3 APLICACIÓN

Este Reglamento se aplica a los Agentes Regasificadores, Almacenadores y Transportadores, la UPME y los siguientes Usuarios:

- Productores-Comercializadores conectados directa o indirectamente al SNT.
- Importadores conectados directa o indirectamente al SNT.
- Regasificadores conectados directa o indirectamente al SNT.
- Almacenadores conectados directa o indirectamente al SNT.
- Distribuidores conectados directa o indirectamente al SNT.
- Grandes Consumidores conectados directamente al SNT.
- Cualquier otro Usuario o Remitente con un sistema conectado directamente al SNT.

7.4 TIPOS DE CONEXIÓN AL SNT

El desarrollo del SNT comprende la ejecución de refuerzos o extensiones que aparecen por un sinnúmero de razones, entre las que se incluyen las siguientes, sin estar limitadas a éstas:

- Conexión de un nuevo Usuario o Remitente al SNT.
- Desarrollo, modificación, o ampliación del sistema de un Usuario o Remitente del SNT que ya está conectado a éste.
- Introducción de un nuevo Punto de Entrada o Punto de Salida en el SNT, o modificación de un Punto de Entrada o Punto de Salida en el SNT existente al servicio de un Usuario o Remitente.
- El efecto acumulado de un número de desarrollos tales como los mencionados anteriormente por uno o más Usuarios o Remitentes del SNT.

Los requerimientos de expansión de la Capacidad de Suministro, Almacenamiento, así como, los refuerzos o extensiones del SNT, pueden involucrar obras nuevas o de ampliación en:

- Plantas de Regasificación.
- Gasoductos Internacionales.
- Almacenamientos.
- Plantas Peak-Shaving.
- Gasoductos Nacionales.
- Loops.
- Estaciones de Compresión.
- Centros de Distribución (HUBS).

El tiempo requerido para el planeamiento y desarrollo de la infraestructura requerida para la expansión la Capacidad de Suministro, Almacenamiento y refuerzos o extensiones del SNT dependerá del tipo y tamaño de las obras necesarias, de los trámites legales y de la financiación para la ejecución de las diferentes fases de los proyectos, de la aprobación de los planes de expansión y del grado de complejidad del nuevo desarrollo para mantener un adecuado nivel de calidad, seguridad y confiabilidad en el Sistema.

Los desarrolladores de proyectos de instalación de Plantas de Regasificación, Gasoductos Internacionales, Almacenamientos, o Plantas Peak-Shaving, deberán informar a la UPME sobre dichos proyectos.

Así mismo, tanto los nuevos Usuarios como los existentes que vayan a ampliar sus instalaciones o deseen conectarse a un nuevo punto de la red del SNT, deberán informar a la UPME sobre dicha ampliación o conexión.

Dependiendo del proyecto, los Agentes y/o Usuarios involucrados deberán definir la fecha más temprana de entrada en operación. La UPME se establece como segunda instancia, en caso de que no exista acuerdo con respecto a esta definición.

7.5 ELEMENTOS DE PLANEAMIENTO

La planeación de la expansión de la Capacidad de Suministro, Almacenamiento, así como, los refuerzos o extensiones del SNT, se realizará a corto (3 años), mediano (5 años) y largo plazo (mayor a 10 años), mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los criterios de calidad y confiabilidad definidos en el presente Reglamento. Los proyectos propuestos en estos planes deberán ser técnica, ambiental y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. Sin perjuicio de lo establecido en la ley, para efectuar el planeamiento de la expansión de la Capacidad de Suministro, Almacenamiento, así como, los refuerzos o extensiones del SNT, es necesario definir elementos de planeamiento aplicados a los análisis y definir índices de confiabilidad con los cuales se mida si el suministro de gas natural es adecuado.

7.5.1 Criterios de Calidad

En el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia que se adopte, se deberá garantizar que:

- El SNT no opere con presiones superiores a las presiones de diseño de los diferentes gasoductos.
- El SNT no opere con flujos que superen la capacidad de diseño de cada gasoducto.
- Las caídas de presión en los nodos de demanda estén en el rango permitido por las condiciones de diseño de cada gasoducto.
- Las expansiones propuestas del SNT deberán acogerse a las especificaciones técnicas y de operación dispuestas por el RUT.

7.5.2 Criterios de Confiabilidad

El Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia que se adopte, deberá corresponder a la alternativa de mínimo costo incluyendo: costos de inversión, operación y mantenimiento de los proyectos considerados, y costos del gas natural no suministrado.

Con este fin se aplicará el método de minimax regret para la evaluación de las diferentes alternativas consideradas, a partir de la construcción de una matriz de decisión y una matriz de pérdidas que reflejen los costos y desviaciones de costos de planes alternativos.

Para la evaluación de la confiabilidad del suministro y transporte de gas natural de los planes alternativos de expansión se usarán métodos probabilísticos.

- Para el análisis de confiabilidad del suministro por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Volumen (VERV), en cada uno de los nodos donde existe demanda y cada uno de los años del período de proyección, sea inferior al 2.5%.

- Para el análisis de confiabilidad del SNT por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Capacidad (VERC), en cada uno de los nodos donde existe demanda y cada uno de los años del período de proyección, sea inferior al 2.5%.

El Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia que se adopte, deberá considerar la infraestructura necesaria para atender el 100 % de la demanda regulada en ciudades cuyo consumo sea superior a 150 MPCD, ante eventos de interrupción de hasta 5 días en el suministro, o en el transporte.

7.6 PROCEDIMIENTOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

La información se clasifica en dos tipos:

- Información estándar de planeamiento.
- Información detallada de planeamiento.

En los Apéndices I y ll se presenta en detalle la información requerida.

La información estándar y la información detallada de planeamiento, se clasifica en tres niveles:

- Información de planeamiento preliminar de proyectos.
- Información de planeamiento de proyectos aprobados.
- Información de planeamiento de proyectos en operación.

En el momento en que un nuevo Usuario o Remitente solicite una conexión al SNT, la información suministrada por el Usuario o Remitente será considerada como información de planeamiento preliminar. El tipo de información de planeamiento preliminar dependerá de las características de cada proyecto y será definida por los Transportadores involucrados.

Una vez se apruebe la conexión, la información preliminar del proyecto e información subsecuente requerida por los Transportadores bajo este Reglamento, se convertirá en información de planeamiento de proyectos aprobados.

En el momento en que un proyecto entre en operación se deberá actualizar la información correspondiente. Esta información será entonces llamada información de planeamiento de proyectos en operación.

La información de planeamiento de los proyectos aprobados y de los proyectos en operación, formarán la base con la cual se acometerá el planeamiento del SNT. Esta información no será confidencial y los Transportadores la usarán en los siguientes casos:

- En la preparación del Plan de Expansión y en estudios relacionados con éste.
- Cuando se estudien solicitudes de otros Usuarios o Remitentes.

- Para propósitos del planeamiento operativo.
- Para suministrarla como parte de la información del Sistema.

7.7 PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DEL SNT

Con el fin de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del SNT, la UPME contará con un Comité Asesor de Planeamiento del Sistema de Transporte, el cual deberá conceptuar sobre el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia preliminar, en el cual participarán:

- Un (1) representante de las empresas Productoras-Comercializadoras. Éste se seleccionará anualmente con el voto mayoritario de los Productores-Comercializadores que se encuentren activos en el sector en el momento de la votación, y que se clasifiquen entre los cinco (5) mayores Productores-Comercializadores del país, con base en la producción del año inmediatamente anterior.

- Un (1) representante de las empresas Distribuidoras-Comercializadoras. Éste se seleccionará anualmente con el voto mayoritario de los Distribuidores-Comercializadores que se encuentren activos en el sector en el momento de la votación, y que se clasifiquen entre los cinco (5) mayores del país, con base en los volúmenes vendidos el año inmediatamente anterior.

- Tres (3) Usuarios, catalogados como Grandes Consumidores, los cuales se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente en función de su demanda contratada anual de gas natural del año inmediatamente anterior. Si uno o varios Usuarios deciden no participar en el Comité, el derecho lo adquiere(n) el (o los) siguiente(s) Grande(s) Consumidor(es). Para estos efectos, antes del 15 de enero de cada año, los Comercializadores reportarán a la UPME, el nombre y la demanda de los tres mayores usuarios que hayan atendido en su mercado.

- Tres (3) representantes de las empresas de Transporte. Estos se seleccionarán de mayor a menor, en orden decreciente de los volúmenes transportados el año inmediatamente anterior. En caso de empresas con vinculación económica que ya estén representadas en el Comité por otra de sus actividades, no obstante su tamaño, no harán parte de las elegibles como representantes de los Transportadores.

- El CNO de Gas no hará parte del Comité, pero asistirá a sus reuniones, y en desarrollo de sus tareas deberá coordinar con dicho Comité aquellos aspectos que inciden en la planeación de la expansión del SNT.

Las empresas que tengan vinculación económica entre las distintas actividades, no podrán tener más de un (1) representante en el Comité. Para este efecto se tendrá en cuenta lo dispuesto respecto de las empresas matrices y subordinadas, así como de los grupos empresariales a los que hace referencia el Código de Comercio. De allí que estos criterios deban considerarse para establecer la composición del Comité.

Si alguno de los usuarios del SNT tuviera conocimiento de alguna violación a lo que aquí se dispone, podrá solicitar a la CREG la suspensión de la participación del agente o agentes involucrados en el Comité. La CREG solicitará la información que considere pertinente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 73 de la ley 142 de 1994.

Para la preparación del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia, los Productores-Comercializadores, los Importadores, los Regasificadores, los Almacenadores y los Distribuidores-Comercializadores, existentes o potenciales, deberán entregar a la UPME la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada según la lista de los Apéndices I y II. Así mismo, deberán remitir la información correspondiente a las "ampliaciones" requeridas, en los términos en que éstas se entiendan en la reglamentación vigente. Esta información se deberá entregar a más tardar en el mes de marzo de cada año y deberá cubrir un horizonte de por lo menos diez (10) años.

Para los primeros cinco (5) años del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia, cada Transportador, deberá preparar y remitir para la misma fecha y a la misma entidad, un informe detallado donde se indiquen las oportunidades disponibles para conectarse y usar el Sistema, señalando aquellas partes de dicho Sistema con mayor factibilidad técnica para nuevas conexiones y transporte de cantidades adicionales de gas natural.

APÉNDICE I

INFORMACIÓN ESTÁNDAR DE PLANEAMIENTO

1. INTRODUCCIÓN

En este apéndice se presentan los requerimientos de información estándar de planeamiento necesaria para efectuar los estudios de expansión de la Capacidad de Suministro, Almacenamiento, Refuerzos o Extensiones del SNT, dentro de los cuales se incluye la evaluación económica de los proyectos.

2. SUPUESTOS

Se definen las siguientes categorías de información:

a. Demandas.
b. Red de Gasoductos y Estaciones de Compresión.
c. Costos Índices.

3. DEMANDAS

La proyección de demanda deberá ser coherente con la proyección de demanda elaborada por la UPME.

Se solicitan los siguientes datos:

- Demanda Anual de Volumen y Capacidad por Tramo de Gasoducto.
- Distribución de Demandas a Nivel Mensual por Tramo de Gasoducto (Factor de Distribución de Volumen en cada mes respecto del Volumen Anual y Factor de Distribución de Capacidad en cada mes respecto de la Capacidad Máxima Anual), estimada para el futuro o promedio histórico.
- Curva Típica de Demanda Horaria por Tramo de Gasoducto (Fecha del día de Máxima Demanda del año anterior).

3. RED DE GASODUCTOS Y ESTACIONES DE COMPRESIÓN

La información de transporte debe corresponder a la red de gasoductos que opera la empresa, anexando diagramas unifilares y de ubicación geográfica.

Se deberá incluir la siguiente información sobre la estructura existente y proyectada:

- Diámetro y Longitud de Gasoductos.
- Capacidad Máxima de Gasoductos.
- Puntos de Entrada y de Salida y Presiones de Operación, identificando Remitentes y Demanda Asociada.
- Estaciones de Compresión y Parámetros de Operación.

- Flujos y Contraflujos.

4. COSTOS ÍNDICES

Se solicitan los costos índices de inversión, operación y mantenimiento en miles de dólares constantes, a diciembre del año anterior.

APÉNDICE II

INFORMACIÓN DETALLADA DE PLANEAMIENTO

1. INTRODUCCIÓN

En este apéndice se presenta la información detallada de planeamiento, necesaria para definir la incorporación de proyectos de Plantas de Regasificación y Almacenamiento en el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia.

2. PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

En el evento en que se identifique la necesidad de contar con una Planta de Regasificación en el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia, la UPME realizará un estudio de pre-factibilidad o visualización del proyecto, que aborde los aspectos técnicos, económicos y ambientales del mismo.

En el estudio se deberán plantear como mínimo, tres alternativas de localización del proyecto, así como también el correspondiente estudio de las tecnologías disponibles, sólidamente fundamentada y una estructura de costos.

El estudio deberá incluir las siguientes consideraciones:

2.1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS

2.1.1. Generales

- Vía Navegable Marina: Calado con posibilidad de ingresar barcos con tanques de GNL.
- Disponibilidad del Sitio: Disponibilidad para la instalación del proyecto.
- Almacenamiento: Almacenamiento propuesto teniendo en consideración la dinámica portuaria y la autonomía de planta, entre otros. Esta solicitud puede ser diferente en el caso de proponer una tecnología FSRU[23] o de regasificación. Estudio de la capacidad óptima de almacenamiento adicional.
- Despacho: Capacidad inicial de producción de gas natural regasificado y potencialidad de expansión.
- Disponibilidad de Terrenos: Análisis de disponibilidad de sitios para las instalaciones industriales, considerando las probables ampliaciones de Despacho y Almacenamiento.

2.1.2. Infraestructura Portuaria

[23] FLOATING STORAGE REGASIFICACIÓN UNIT: Unidad de regasificación y almacenamiento flotante.

- Tendencias en materia constructiva y operativa, cambios esperables en los requerimientos mínimos en acceso marítimo y muelle, entre otros.
- Factibilidad de instalación de un muelle: Localización, infraestructura de servicios y distancias de seguridad requeridas, entre otros.

2.1.3. Tecnología

Se deberá proporcionar una descripción de las opciones de la tecnología que se podrán utilizar en cada sitio. El objetivo no es determinar todas las tecnologías posibles, pero considerar aquellas tecnologías que son utilizadas en plantas similares que funcionan actualmente, o están siendo propuestas por los desarrolladores de plantas, para nuevas instalaciones de características similares. Las ventajas o las desventajas dominantes de las tecnologías aplicables se deben destacar y presentar sobre la base de las siguientes consideraciones mínimas:

- Confiabilidad
- Seguridad
- Características de Funcionamiento
- Consecuencias para el Medio Ambiente
- Costo de Capital
- Costo del Funcionamiento y Mantenimiento
- Tecnología Existente o Nueva
- Impacto en Plazo de Construcción

2.1.4. Ambientales y de Seguridad

Determinación de las características y facilidades de seguridad de cada sitio probable para la localización del proyecto, teniendo en cuenta los estándares generalmente aceptados por la industria a nivel internacional. Se deberá analizar la normatividad ambiental que sea aplicable y que permitan evaluar el sitio más adecuado para la localización desde el punto de vista ambiental.

Se deberán precisar los plazos necesarios y las acciones a seguir para la obtención de la aprobación de la licencia ambiental según jurisdicción, para la Planta y el Terminal Portuario.

Identificación explícita de los niveles de seguridad y los criterios ambientales utilizados en otras terminales de GNL que funcionan con niveles admisibles de seguridad en otros países, e identificación de las localizaciones en las que se utilizaron dichos criterios. Se deberá realizar un análisis comparado, desde el punto de vista ambiental y de seguridad, que permitan seleccionar la alternativa más conveniente.

Además, se deberá considerar las normas y prácticas internacionales sobre manejo de GNL y seguridad en su descarga, almacenamiento y regasificación, como así también realizar un análisis comparativo de la propuesta.

2.1.5. Viabilidad del Sitio y Revisión de las Opciones de la Tecnología

Evaluación de la viabilidad del proyecto, para la descarga, almacenaje y regasificación de GNL en cada uno de los sitios seleccionados. El estudio debe tratar específicamente las siguientes áreas, como mínimo:

Marina:

- Las dimensiones de un barco metanero, del calado, del canal de ingreso y de las instalaciones portuarias.
- Análisis de tráfico para el barco del GNL y normativas relacionadas.
- Velocidad y sentido del viento, oleaje y las condiciones de marea.
- Probable localización y amarradura de FSRU.
- La suficiencia del sitio para acomodar apropiadamente las embarcaciones, instalaciones para el atraque, incluyendo sistemas de la contención de derramamiento, e instalaciones de descarga.
- Otras instalaciones portuarias
- Posibles restricciones ambientales para el proyecto.

Tierra:

- Compatibilidad con instalaciones existentes en las inmediaciones.
- La flexibilidad de los sitios para acomodar el equipo necesario para cada tecnología (tanques de almacenamiento y equipo conexo, tuberías de los edificios y estructuras).
- Accesibilidad al sistema de conexión para transporte de gas natural (Gasoducto).
- Condiciones geológicas, geomorfológicas y geodinámicas.
- Los posibles cuestionamientos ambientales para el proyecto.
- La exposición a eventos intencionales o no intencionales.
- Capacidad inicial de almacenamiento, de envío y de expansibilidad.
- Selección para cada alternativa de la ruta del nuevo ducto, para transportar el gas regasificado, desde la salida de la Planta hasta el punto de conexión con el SNT.

2.1.6. Identificación de Opciones de Tecnología

Estas opciones pueden incluir:

- Diversos tipos de diseños de muelle y el tipo de barcazas.
- Tecnologías de almacenamiento.
- Tecnologías de vaporización.
- Tecnologías para descarga de barco de GNL.
- Sistemas de compensación en la manipulación de los BOIL-OFF[24]
- Las opciones para el abastecimiento de energía o generación propia.

[24] BOIL-OFF: Usualmente se refiere a los gases generados durante el almacenaje de gases licuados volátiles, tales como el gas natural licuado.

- Opciones de expansión para la Terminal.

2.1.7. Mercado de Buques Metaneros y Regasificadores

Principales oferentes y demandantes. Mercado Primario, Mercado Secundario. Costos de construcción, costos de arriendo. Estructura de costos totales de operación bajo distintas modalidades: buques propios, buques arrendados, etc. Costos de transporte de GNL por volumen y por km para buques de capacidades usuales.

2.1.8. Localización de la Planta de Regasificación

Para la localización de la Planta de Regasificación, se deberá considerar como mínimo los requerimientos técnicos en tierra firme y en accesos para la instalación de plantas de regasificación por cuestiones ambientales y de seguridad. Estimación preliminar de los costos.

2.1.9. Mercado de GNL

- Oferta física mundial de GNL para los próximos 20 años, suministros comprometidos, suministros no comprometidos, cartera de proyectos, países exportadores.
- Formas típicas de los contratos de provisión de GNL, incluyendo cláusulas de “take or pay” y otras usuales.
- Flujos de comercio de GNL y precios de las transacciones.
- Razonabilidad del “Henry Hub” como precio de referencia. Alternativas para precios de referencia.
- Existencia de un “Mercado Spot Internacional” de GNL. Posibilidades de realizar compras estacionales.

2.1.10. Forma Operativa del Abastecimiento por Barco

- Frecuencia mínima y máxima de los barcos. Tiempos de espera en puerto. Dependencia de condiciones climáticas. Dimensionamiento de los tanques de almacenamiento de la planta de regasificación. Dependencia del tamaño de los barcos, las características de los puertos y los riesgos de falta de suministro.
- Disponibilidad de barcos metaneros en el mercado.
- Costos de transporte.

2.1.12. Estimación de Equipos

Se deberán estimar los componentes y equipos que integran el proyecto, tales como: sistemas de descarga, instalaciones portuarias, almacenamiento, estaciones de compresión, vaporizadores, sistemas de medición, instalaciones de entrega a distribución, instalaciones de telecomunicaciones y telemetría, entre otros.

2.1.13. Estructura de CAPEX

Se requiere realizar una estimación de costos de inversión discriminado para: a) Instalaciones portuarias, b) Planta de regasificación y almacenamiento, c) Interconexión al SNT, sobre la base de información disponible de proyectos similares en operación.

2.1.14. Estimación de OPEX

Se requiere realizar una estimación de costos de operación y mantenimiento discriminado para: a) Instalaciones portuarias, b) Planta de regasificación y almacenamiento, c) Interconexión al SNT, sobre la base de información disponible de proyectos similares en operación.

2.1.15. Evaluación Económica del Proyecto

El estudio de la UPME deberá elaborar curvas de demanda, estimando las inversiones y gastos operacionales, así como el plan de ejecución del proyecto. Con la información disponible se procederá a estimar la rentabilidad del mismo, en forma integrada, sobre la base de proyectos similares en operación.

2.1.16. Consideraciones Técnicas Finales

Para cada sitio, en la evaluación de la viabilidad de un sitio para el proyecto, teniendo en cuenta los parámetros de la capacidad de almacenamiento, tanto la inicial, como la posterior expansión prevista, en dicha evaluación se deberá incluir una descripción de las mejoras y las modificaciones, las actualizaciones deseables, o consideraciones de diseño especial, las áreas que requieren mayor estudio y otros factores que deban ser considerados.

Se requiere, como mínimo, la información que a continuación se detalla para cada una de las probables localizaciones estudiadas, según los requerimientos mínimos señalados anteriormente:

- Descripción de los probables sitios de localización.
- Análisis comparativo y evaluación de sitios (técnico y ambiental).
- Descripción y análisis de oferta tecnológica.
- Análisis de costos (CAPEX y OPEX) del proyecto para cada alternativa analizada.
- Cronograma estimado para cada alternativa.
- Evaluación Económica.
- Recomendación de la Tecnología y Sitio para la Localización del Proyecto.

2.2. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO

Los proyectos de Almacenamiento, incluyendo dentro de los mismos las Peak-Shaving, que vayan a ser incluidos dentro del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia, ya sea para minimizar los costos de expansión

del SNT, o en cumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos en el presente Reglamento, deberán contar con la siguiente información a ser suministrada:

- Ubicación de la Planta de Almacenamiento
- Punto de conexión al SNT o a Redes de Distribución
- Capacidad Total
  Volumen Máximo de Gas en $Mm^3(n)$ que puede almacenarse en condiciones seguras.
- Capacidad Útil
  Volumen Máximo de Gas en $Mm^3(n)$ que puede ser inyectado/emitido (talones y gas colchón).
- Caudal de Inyección
  Volumen Máximo de Gas en $Mm^3(n)/d$ que puede ser inyectado.
- Caudal de Extracción
  Volumen Máximo de Gas en $Mm^3(n)/d$ que puede ser emitido.
- Flexibilidad

Tiempo mínimo necesario para cambiar de régimen.

ANEXO 1 – DEMANDAS NODALES DE GAS NATURAL, PROMEDIO ANUAL

Gas Natural Comprimido Vehicular

Escenario Base MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Magdalena	2,37	2,53	2,66	2,80	2,93	3,06	3,20	3,34	3,48	3,64
	Atlántico	9,98	10,63	11,20	11,79	12,33	12,88	13,44	14,03	14,61	15,30
	Bolívar	4,55	4,84	5,10	5,37	5,61	5,87	6,12	6,39	6,65	6,96
	Córdoba - Sucre	1,91	2,04	2,14	2,26	2,36	2,47	2,57	2,69	2,80	2,93
BARRANCA	Costa Interior	1,04	1,15	1,27	1,39	1,51	1,63	1,75	1,87	1,99	2,11
	Transoriente	4,23	4,72	5,21	5,69	6,18	6,67	7,16	7,65	8,15	8,64
	Barrancabermeja	0,40	0,44	0,49	0,54	0,58	0,63	0,67	0,72	0,77	0,81
ANTIOQUIA	Antioquia	7,36	8,21	9,06	9,90	10,75	11,60	12,45	13,31	14,17	15,03
CENTRO	Cogua	24,11	26,88	29,67	32,42	35,21	37,98	40,77	43,57	46,40	49,20
	GBS	0,83	0,93	1,03	1,12	1,22	1,31	1,41	1,51	1,60	1,70
	Cundib	0,83	0,93	1,03	1,12	1,22	1,31	1,41	1,51	1,60	1,70
LLANOS	Llanos	3,73	4,16	4,59	5,02	5,45	5,88	6,31	6,75	7,18	7,62
CQR	CQR	3,72	4,15	4,58	5,01	5,44	5,86	6,29	6,73	7,16	7,59
GUALANDAY	Sur	4,23	4,72	5,21	5,69	6,18	6,67	7,16	7,65	8,15	8,64
VALLE	Valle	16,10	18,37	20,28	22,17	24,07	25,96	27,87	29,78	31,72	33,63
Total		85,42	94,71	103,53	112,29	121,04	129,80	138,60	147,47	156,43	165,50
COSTA		18,82	20,04	21,10	22,22	23,23	24,28	25,32	26,43	27,54	28,83
INTERIOR		66,60	74,67	82,43	90,08	97,81	105,52	113,28	121,03	128,89	136,67

Escenario Alto MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Magdalena	2,47	2,68	2,86	3,05	3,23	3,40	3,58	3,76	3,93	4,13
	Atlántico	10,26	11,12	12,52	13,35	14,12	14,89	15,65	16,44	17,21	18,09
	Bolívar	4,80	5,20	5,72	6,10	6,45	6,81	7,15	7,51	7,87	8,27
	Córdoba - Sucre	1,99	2,16	2,30	2,46	2,60	2,74	2,88	3,03	3,17	3,33
BARRANCA	Costa Interior	1,08	1,22	1,37	1,52	1,66	1,81	1,96	2,11	2,26	2,40
	Transoriente	4,40	5,00	5,60	6,20	6,80	7,41	8,01	8,62	9,22	9,82
	Barrancabermeja	0,41	0,47	0,53	0,58	0,64	0,70	0,75	0,81	0,87	0,92
ANTIOQUIA	Antioquia	7,66	8,69	9,74	10,78	11,83	12,88	13,94	14,99	16,04	17,07
CENTRO	Cogua	24,97	28,33	32,88	36,39	39,95	43,50	47,07	50,61	54,17	57,65
	GBS	0,87	0,98	1,10	1,22	1,34	1,46	1,58	1,70	1,81	1,93
	Cundib	0,87	0,98	1,10	1,22	1,34	1,46	1,58	1,70	1,81	1,93
LLANOS	Llanos	3,88	4,41	4,94	5,46	6,00	6,53	7,07	7,60	8,13	8,66
CQR	CQR	3,87	4,39	4,92	5,45	5,98	6,51	7,05	7,58	8,11	8,63
GUALANDAY	Sur	4,41	5,00	5,60	6,20	6,81	7,41	8,02	8,62	9,23	9,82
VALLE	Valle	16,89	19,16	21,47	23,76	26,09	28,40	30,73	33,04	35,37	37,64
Total		88,82	99,79	112,65	123,74	134,83	145,92	157,02	168,11	179,20	190,29
COSTA		19,52	21,15	23,41	24,96	26,39	27,84	29,26	30,74	32,18	33,82
INTERIOR		69,30	78,64	89,24	98,78	108,44	118,08	127,75	137,37	147,02	156,47

Industrial

Escenario Base MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Magdalena	0,66	0,66	0,66	0,67	0,68	0,69	0,70	0,71	0,72	0,74
	Atlántico	44,24	44,12	44,31	44,80	45,37	46,04	46,86	47,64	48,54	49,53
	Bolívar	35,97	35,87	36,02	36,42	36,88	37,43	38,10	38,73	39,47	40,27
	Córdoba - Sucre	17,90	17,85	17,92	18,12	18,35	18,63	18,96	19,27	19,64	20,04
BARRANCA	Costa Interior	12,04	12,38	12,77	13,22	13,69	14,17	14,67	15,13	15,62	16,12
	Transoriente	1,79	1,84	1,90	1,96	2,03	2,10	2,18	2,25	2,32	2,39
	Barrancabermeja	10,61	10,91	11,25	11,65	12,06	12,49	12,93	13,33	13,77	14,21
ANTIOQUIA	Antioquia	19,31	19,38	19,55	19,85	20,14	20,49	20,87	21,21	21,58	21,97
CENTRO	Cogua	48,23	48,70	49,55	50,09	50,81	51,59	52,34	53,45	54,54	55,68
	GBS	12,18	12,30	12,52	12,65	12,83	13,03	13,22	13,50	13,78	14,07
	Cundib	3,68	3,71	3,78	3,82	3,88	3,94	3,99	4,08	4,16	4,25
LLANOS	Llanos	5,14	4,82	4,91	4,96	5,03	5,11	5,18	5,29	5,40	5,52
CQR	CQR	8,91	9,18	9,50	9,87	10,24	10,62	11,02	11,36	11,73	12,09
GUALANDAY	Sur	6,04	6,09	6,20	6,26	6,35	6,45	6,55	6,69	6,82	6,96
VALLE	Valle	31,64	31,99	32,52	33,25	33,95	34,65	35,45	36,20	36,99	37,80
TOTAL	TOTAL	258,34	259,81	263,35	267,62	272,30	277,43	283,00	288,85	295,07	301,64
COSTA		98,77	98,49	98,92	100,01	101,28	102,79	104,62	106,35	108,37	110,57
INTERIOR		159,57	161,32	164,44	167,61	171,02	174,65	178,38	182,50	186,70	191,07

Escenario Alto MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Magdalena	0,66	0,66	0,67	0,69	0,70	0,72	0,74	0,76	0,78	0,80
	Atlántico	44,46	44,56	45,18	46,13	47,17	48,33	49,67	50,99	52,46	54,05
	Bolívar	36,15	36,23	36,74	37,50	38,35	39,30	40,39	41,45	42,65	43,94
	Córdoba - Sucre	17,99	18,02	18,28	18,66	19,08	19,55	20,10	20,63	21,22	21,86
BARRANCA	Costa Interior	12,10	12,51	13,02	13,62	14,23	14,88	15,57	16,22	16,91	17,63
	Transoriente	1,80	1,86	1,93	2,02	2,11	2,21	2,31	2,41	2,51	2,62
	Barrancabermeja	10,67	11,02	11,47	12,00	12,54	13,11	13,72	14,29	14,90	15,53
ANTIOQUIA	Antioquia	19,40	19,58	19,94	20,45	20,95	21,52	22,14	22,72	23,35	24,01
CENTRO	Cogua	48,29	49,18	50,52	51,58	52,82	54,16	55,48	57,22	58,94	60,77
	GBS	12,20	12,42	12,76	13,03	13,34	13,68	14,02	14,45	14,89	15,35
	Cundib	3,68	3,75	3,85	3,93	4,03	4,13	4,23	4,36	4,50	4,64
LLANOS	Llanos	4,81	4,87	5,00	5,11	5,23	5,36	5,50	5,67	5,84	6,02
CQR	CQR	8,96	9,29	9,71	10,20	10,71	11,22	11,77	12,27	12,80	13,34
GUALANDAY	Sur	6,07	6,15	6,32	6,45	6,61	6,77	6,94	7,16	7,37	7,60
VALLE	Valle	31,80	32,31	33,17	34,24	35,31	36,38	37,58	38,76	39,99	41,27
TOTAL	TOTAL	259,05	262,40	268,59	275,62	283,19	291,35	300,14	309,36	319,12	329,44
COSTA		99,26	99,47	100,87	102,98	105,30	107,90	110,89	113,83	117,12	120,66
INTERIOR		159,79	162,93	167,72	172,63	177,89	183,45	189,25	195,53	202,00	208,78

Residencial

Escenario Base MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,94	0,98	1,02	1,06	1,11	1,15	1,18	1,22	1,25	1,28
	Magdalena	2,72	2,83	2,93	3,06	3,21	3,32	3,42	3,51	3,60	3,69
	Atlántico	11,70	12,17	12,62	13,17	13,82	14,29	14,70	15,10	15,48	15,85
	Bolívar	6,11	6,35	6,58	6,87	7,21	7,45	7,67	7,88	8,07	8,27
	Córdoba - Sucre	5,46	5,68	5,89	6,15	6,45	6,67	6,86	7,05	7,22	7,40
BARRANCA	Costa Interior	2,78	2,94	3,10	3,28	3,47	3,68	3,89	4,06	4,28	4,43
	Transoriente	9,14	9,66	10,20	10,78	11,42	12,09	12,79	13,37	14,07	14,58
	Barrancabermeja	1,23	1,30	1,37	1,45	1,53	1,62	1,72	1,79	1,89	1,96
ANTIOQUIA	Antioquia	8,74	9,27	9,75	10,37	10,87	11,00	11,10	11,25	11,43	11,50
CENTRO	Cogua	19,98	21,33	22,76	24,52	26,13	27,66	28,95	29,58	30,27	30,93
	GBS	2,29	2,37	2,46	2,57	2,68	2,77	2,85	2,89	2,94	2,98
	Cundib	1,24	1,35	1,47	1,61	1,74	1,86	1,97	2,02	2,08	2,13
	USME	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
LLANOS	Llanos	3,08	3,21	3,35	3,51	3,62	3,73	3,83	3,95	4,08	4,17
CQR	CQR	7,89	8,36	8,89	9,43	9,91	10,47	10,92	11,24	11,54	11,89
GUALANDAY	Sur	7,20	7,45	7,74	8,04	8,28	8,60	8,81	8,92	9,02	9,16
VALLE	Valle	12,35	13,13	13,95	14,84	15,75	16,72	17,53	18,18	18,88	19,57
	Popayán		0,61	1,77	2,50	2,88	3,02	3,08	3,13	3,17	3,20
N/SANTAND	Cúcuta	1,30	1,36	1,43	1,49	1,55	1,61	1,66	1,68	1,71	1,72
TOTAL		120,85	126,99	133,85	141,22	148,09	154,09	159,27	163,14	167,24	170,98
COSTA		26,94	28,01	29,04	30,32	31,80	32,88	33,83	34,75	35,62	36,48
INTERIOR		93,92	98,98	104,81	110,90	116,29	121,21	125,44	128,39	131,62	134,50

Escenario Alto MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,95	1,03	1,10	1,16	1,22	1,27	1,30	1,34	1,37	1,40
	Magdalena	2,80	3,03	3,24	3,41	3,59	3,72	3,82	3,92	4,03	4,12
	Atlántico	12,10	13,10	14,01	14,73	15,51	16,10	16,52	16,95	17,39	17,82
	Bolívar	6,27	6,79	7,26	7,63	8,04	8,34	8,56	8,78	9,01	9,24
	Córdoba - Sucre	5,60	6,06	6,48	6,82	7,18	7,45	7,65	7,84	8,05	8,25
BARRANCA	Costa Interior	2,82	3,01	3,19	3,39	3,60	3,81	4,02	4,23	4,47	4,70
	Transoriente	9,27	9,90	10,50	11,15	11,85	12,55	13,22	13,91	14,71	15,47
	Barrancabermeja	1,24	1,33	1,41	1,50	1,59	1,68	1,77	1,87	1,97	2,08
ANTIOQUIA	Antioquia	8,32	9,13	9,84	10,70	11,47	11,96	12,33	12,60	12,88	13,05
CENTRO	Cogua	21,36	23,02	24,48	26,27	27,93	29,83	31,21	32,46	33,90	35,35
	GBS	2,38	2,48	2,58	2,70	2,80	2,92	3,01	3,09	3,19	3,28
	Cundib	1,41	1,59	1,75	1,94	2,12	2,32	2,47	2,61	2,76	2,92
	USME	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
LLANOS	Llanos	3,14	3,32	3,47	3,66	3,79	3,95	4,07	4,16	4,26	4,32
CQR	CQR	8,06	8,64	9,24	9,84	10,39	11,11	11,63	11,89	12,08	12,33
GUALANDAY	Sur	7,41	7,80	8,19	8,59	8,92	9,43	9,75	9,84	9,97	10,06
VALLE	Valle	12,63	14,13	15,64	17,32	18,98	21,27	22,90	23,56	24,30	24,92
	Popayán		0,61	1,77	2,50	2,88	3,02	3,08	3,13	3,17	3,20
N/SANTAND	Cúcuta	1,26	1,42	1,61	1,79	1,98	2,21	2,38	2,49	2,60	2,70
TOTAL		123,76	133,00	142,14	151,29	159,87	168,75	175,32	180,18	185,52	190,51
COSTA		27,72	30,02	32,10	33,74	35,54	36,88	37,85	38,83	39,85	40,84
INTERIOR		96,04	102,97	110,04	117,55	124,33	131,87	137,47	141,35	145,67	149,67

Comercial

Escenario Base MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16
	Magdalena	0,40	0,41	0,43	0,45	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52
	Atlántico	1,71	1,79	1,86	1,94	2,02	2,08	2,12	2,16	2,20	2,24
	Bolívar	0,89	0,93	0,97	1,01	1,05	1,08	1,10	1,12	1,14	1,16
	Córdoba - Sucre	0,79	0,83	0,87	0,90	0,94	0,97	0,98	1,00	1,02	1,04
BARRANCA	Costa Interior	0,76	0,78	0,80	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90	0,93	0,96
	Transoriente	2,31	2,37	2,45	2,52	2,59	2,63	2,68	2,76	2,84	2,92
	Barrancabermeja	0,31	0,32	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39
ANTIOQUIA	Antioquia	0,99	1,06	1,13	1,21	1,28	1,31	1,35	1,40	1,44	1,49
CENTRO	Cogua	9,08	9,54	10,11	10,76	11,28	11,48	11,53	11,75	11,84	11,93
	GBS	0,55	0,58	0,62	0,66	0,69	0,70	0,70	0,72	0,72	0,73
	Cundib	0,41	0,44	0,46	0,49	0,51	0,52	0,53	0,54	0,54	0,54
LLANOS	Llanos	0,69	0,70	0,73	0,76	0,78	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85
CQR	CQR	0,86	0,91	0,98	1,05	1,11	1,17	1,22	1,25	1,27	1,29
GUALANDAY	Sur	0,73	0,76	0,81	0,85	0,88	0,94	0,97	0,99	1,01	1,03
VALLE	Valle	3,88	4,06	4,30	4,51	4,71	4,87	5,04	5,12	5,15	5,18
N/SANTAND	Cúcuta	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12
TOTAL		24,50	25,59	26,98	28,42	29,68	30,41	30,93	31,56	31,99	32,42
COSTA		3,92	4,09	4,27	4,45	4,63	4,77	4,86	4,94	5,03	5,12
INTERIOR		20,58	21,50	22,71	23,97	25,05	25,65	26,08	26,62	26,96	27,31

Escenario Alto MPCD

REGIÓN	NODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	Guajira	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19
	Magdalena	0,41	0,44	0,47	0,49	0,51	0,53	0,54	0,55	0,56	0,58
	Atlántico	1,73	1,88	1,99	2,07	2,17	2,23	2,29	2,34	2,38	2,43
	Bolívar	0,94	1,02	1,08	1,13	1,18	1,21	1,24	1,27	1,29	1,32
	Córdoba - Sucre	0,82	0,89	0,94	0,98	1,03	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15
BARRANCA	Costa Interior	0,81	0,88	0,97	1,05	1,14	1,22	1,31	1,38	1,43	1,49
	Transoriente	2,47	2,69	2,95	3,21	3,48	3,74	4,00	4,20	4,37	4,54
	Barrancabermeja	0,33	0,36	0,40	0,43	0,47	0,50	0,54	0,56	0,59	0,61
ANTIOQUIA	Antioquia	1,01	1,12	1,23	1,32	1,40	1,47	1,53	1,56	1,58	1,59
CENTRO	Cogua	9,35	9,90	10,49	11,02	11,54	11,97	12,41	12,47	12,51	12,57
	GBS	0,57	0,60	0,64	0,67	0,70	0,73	0,76	0,76	0,76	0,77
	Cundib	0,43	0,45	0,48	0,50	0,53	0,55	0,57	0,57	0,57	0,57
LLANOS	Llanos	0,70	0,74	0,79	0,84	0,88	0,91	0,95	0,97	0,99	1,00
CQR	CQR	0,79	0,88	0,97	1,05	1,12	1,17	1,21	1,23	1,24	1,26
GUALANDAY	Sur	0,91	1,00	1,07	1,14	1,21	1,27	1,33	1,40	1,46	1,53
VALLE	Valle	3,96	4,19	4,50	4,79	5,06	5,39	5,63	5,78	5,90	6,06
N/SANTAND	Cúcuta	0,09	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18
TOTAL		25,37	27,19	29,12	30,87	32,58	34,13	35,56	36,33	36,97	37,64
COSTA		4,04	4,38	4,64	4,84	5,06	5,21	5,33	5,45	5,56	5,66
INTERIOR		21,34	22,82	24,49	26,04	27,52	28,92	30,23	30,89	31,41	31,98

Refinería

Escenario Base MPCD											
REGIÓN	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	14,60	14,69	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17
BARRANCABERMEJA	84,31	103,18	98,60	94,53	142,58	146,59	146,59	146,55	146,59	146,59
TOTAL	98,91	117,87	154,77	150,70	198,75	202,76	202,76	202,72	202,76	202,76

Escenario Alto MPCD										
REGIÓN	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
COSTA	14,60	14,69	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17	56,17
BARRANCABERMEJA	84,31	103,18	98,60	94,53	142,58	146,59	146,59	146,55	146,59	146,59
TOTAL	98,91	117,87	154,77	150,70	198,75	202,76	202,76	202,72	202,76	202,76

Petroquímica

Escenario Base MPCD												
REGIÓN	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
COSTA	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00		
BARRANCABERMEJA	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80		
TOTAL	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80		

Escenario Alto MPCD												
REGIÓN	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
COSTA	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00		
BARRANCABERMEJA	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00		
TOTAL	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00		

Termoeléctrico

Escenario Base MPCD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GUAJIRA	2,60	2,10	0,05	0,11	0,41	0,18	0,25	1,23	2,78	1,63
BARRANQUILLA	107,43	105,75	67,58	49,51	86,15	62,61	76,13	94,67	102,11	94,24
CARTAGENA	26,23	14,84	0,40	0,18	1,37	0,48	0,83	2,05	4,09	2,53
BARRANCA	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,03	0,02	0,12	0,13
ANTIOQUIA	3,70	1,83	0,59	1,17	1,74	1,12	1,38	2,83	3,85	2,56
TSIERRA	9,12	4,46	1,45	5,99	17,67	9,88	11,32	15,85	14,66	10,13
TDORADA	0,01	0,00	0,00	0,00	0,06	0,11	0,15	0,16	0,02	0,12
VALLE	0,45	0,00	0,01	0,11	0,43	0,59	0,84	0,74	0,88	1,15
GUALANDAY	3,30	13,64	15,01	15,90	15,95	15,95	15,95	15,90	15,95	15,95
INTERIOR	16,58	19,92	17,08	23,17	35,87	27,65	29,66	35,50	35,49	30,04
COSTA	136,26	122,70	68,04	49,79	87,92	63,28	77,21	97,95	108,98	98,39
TOTAL BASE	152,84	142,62	85,12	72,96	123,79	90,93	106,87	133,45	144,47	128,43

Escenario Alto MPCD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GUAJIRA	7,80	6,34	0,05	0,11	0,41	0,18	0,25	1,23	2,78	1,63
BARRANQUILLA	123,29	123,16	89,14	76,67	139,52	102,78	145,90	190,23	180,08	180,01
CARTAGENA	34,23	22,40	6,30	0,69	2,99	2,10	3,57	9,72	14,14	10,61
BARRANCA	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,05	0,18	0,19
ANTIOQUIA	6,40	8,67	5,45	6,53	5,10	3,95	5,26	12,25	13,64	12,69
TSIERRA	12,53	10,40	3,83	5,03	10,80	6,41	8,81	18,41	19,29	21,24
TDORADA	0,01	0,00	0,00	0,00	0,11	0,18	0,24	0,44	0,57	0,56
VALLE	0,45	0,25	0,03	0,12	0,60	0,85	1,30	2,69	3,15	3,43
GUALANDAY	1,40	15,95	15,95	15,90	15,95	15,95	15,95	15,90	15,95	15,95
INTERIOR	20,79	35,27	25,28	27,58	32,57	27,33	31,55	49,74	52,78	54,06
COSTA	165,32	151,90	95,49	77,47	142,92	105,07	149,72	201,18	197,01	192,26
TOTAL ALTO	186,11	187,17	120,77	105,05	175,49	132,40	181,27	250,92	249,79	246,32