

Plan de Abastecimiento de Gas Natural

Documento de Trabajo. Versión diciembre de 2013



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía



Unidad de Planeación Minero Energética

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. www.upme.gov.co
Elaboró: Subdirección de Hidrocarburos

Carrera 50 No. 26 – 20
PBX : (57) 1 2220601 FAX: (57) 1 2219537
Bogotá D.C., Colombia
Diciembre de 2013

Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural

Tabla de Contenido

1.Introducción.....	¡Error! Marcador no definido.
1.1. Antecedentes	¡Error! Marcador no definido.
1.2. Metodología de desarrollo del PIAGN	¡Error! Marcador no definido.
2.Contexto Nacional e Internacional del Mercado de Gas Natural.....	16
2.1. Contexto Nacional	16
2.2. Contexto Internacional	21
3.Marco de política y regulatorio del servicio de gas natural en Colombia	387
3.1. Política	sectorial
	¡Error! Marcador no definido.8
3.2. Regulación	43
4.Proyecciones de precios de gas natural.....	59
4.1. Precio del gas Guajira	59
4.2. Precio del Gas Cusiana	64
4.3. Tarifas de Transporte	67
4.4. Resultados	67
5.Oferta de Gas Natural.....	69
5.1. Reservas de gas natural	69
5.2. Producción de gas natural	70
5.3. Declaración de producción de gas natural	70
5.4. Escenarios de incorporación de reservas de gas natural	72
6.Proyección de demanda de gas natural.....	76
6.1. Antecedentes	76
6.2. Demanda de gas natural para el sector doméstico	78
6.3. Demanda de gas natural para el sector industrial	85
6.4. Referencia para el año base e información histórica	86
6.5. Crecimiento económico	87

6.6.	Precios del gas natural para los usuarios	88
6.7.	Resultados de la proyección de gas natural en el sector industrial	89
6.8.	Demanda de gas natural para el sector vehicular	91
6.9.	Demanda de gas natural para el sector eléctrico	100
6.10.	Demanda de gas natural para el sector petrolero (Ecopetrol)	111
6.11.	Demanda de gas natural para el sector petroquímico	113
6.12.	Demanda agregada nacional de gas natural	115
7. Balance oferta – demanda. Seguridad de suministro y requerimientos de expansión de la oferta de gas natural 118		
7.1.	Balance volumétrico de oferta y demanda	118
7.2.	Análisis estocástico de la demanda y oferta de gas natural	119
8. Capacidad de transporte del sistema de gas natural y confiabilidad del mismo 135		
9. Requerimientos de expansión del sistema de transporte de gas natural		
149		

Documento de Trabajo. Versión diciembre de 2013

Índice de Gráficas

GRÁFICA 1-1. ESQUEMA DE DESARROLLO DEL PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
GRÁFICA 2-1 FLUJO DE GAS NATURAL ENTRE REGIONES DEL PAÍS, PROMEDIO 2013.....	19
GRÁFICA 2-2 ESQUEMA DE LA RED NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	20
GRÁFICA 2-3. RESERVAS MUNDIALES POR REGIÓN.....	22
GRÁFICA 2-4. RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL	23
GRÁFICA 2-5. PRODUCCIÓN MUNDIAL 1991 – 2011	254
GRÁFICA 2-6. CONSUMO MUNDIAL 1991 - 2011 FUENTE: BP	265
GRÁFICA 2-7. BALANCE PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL AÑO 2001	276
GRÁFICA 2-8. BALANCE PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL AÑO 2011	276
GRÁFICA 2-9. ESQUEMA DE LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL.....	298
GRÁFICA 2-10. LOCALIZACIÓN DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	354
GRÁFICA 2-11. FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE REGASIFICACIÓN	376
GRÁFICA 4-1. EVOLUCIÓN COMPORTAMIENTO DE PRECIOS GAS NATURAL	60
GRÁFICA 4-2. ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE LARGO CAMPO GUAJIRA- ESCENARIOS DE..	62
GRÁFICA 4-3. ESCENARIOS DE PRECIOS DEL CAMPO GUAJIRA	64
GRÁFICA 4-4. ESCENARIO DE PRECIOS DEL CAMPO CUSIANA	66
GRÁFICA 4-5. RESULTADO DE LA PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL.....	68
GRÁFICA 5-1. RESULTADO DE LA PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL	69
GRÁFICA 5-2. DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.....	72
GRÁFICA 6-1 EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DE GAS NATURAL EN EL PAÍS	77
GRÁFICA 6-2 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO SECTORIAL DE GAS NATURAL.....	78
GRÁFICA 6-3 EVOLUCIÓN REGIONAL DEL NÚMERO DE USUARIOS DE GAS NATURAL.	79
GRÁFICA 6-4 EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL SEGÚN REGIONES. FUENTE: DANE Y UPME. CÁLCULOS: UPME.....	81
GRÁFICA 6-5. PROYECCIÓN DE LA POBLACIÓN EN CABECERAS MUNICIPALES DEL PAÍS, SEGÚN REGIONES. FUENTE: DANE Y UPME. CÁLCULOS: UPME.....	81
GRÁFICA 6-6. PROYECCIÓN DEL NÚMERO DE HABITANTES POR HOGAR, SEGÚN REGIONES. FUENTE: DANE Y UPME. CÁLCULOS: UPME.....	82

GRÁFICA 6-7. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO ESPECÍFICO DE LOS USUARIOS, SEGÚN REGIONES. FUENTE: CONCENTRA Y MINMINAS. CÁLCULOS: UPME.	83
GRÁFICA 6-8. EVOLUCIÓN RELATIVA DEL CONSUMO ESPECÍFICO DE LOS USUARIOS. ...	83
GRÁFICA 6-9. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR DOMÉSTICO.	84
GRÁFICA 6-10. PROYECCIÓN REGIONAL DE DEMANDA DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR DOMÉSTICO, ESCENARIO MEDIO.	85
GRÁFICA 6-11. PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA ENPEP-BALANCE	86
GRÁFICA 6-12. PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO DEL PIB EN COLOMBIA	87
GRÁFICA 6-13. DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL PIB EN COLOMBIA, HISTÓRICO Y PROYECTADO, ESCENARIO MEDIO.	88
GRÁFICA 6-14. PROYECCIÓN DE PRECIOS RELATIVOS DE LOS COMBUSTIBLES INDUSTRIALES.	89
GRÁFICA 6-15. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR INDUSTRIAL.	90
GRÁFICA 6-16. PROYECCIÓN DE DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR INDUSTRIAL, ESCENARIO MEDIO.	91
GRÁFICA 6-17. PRESENTACIÓN EN PANTALLA DEL MODELO ENPEP-BALANCE PARA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR TRANSPORTE.	92
GRÁFICA 6-18. EVOLUCIÓN DE LAS CONVERSIONES A GNV Y TASA DE CRECIMIENTO DE LA MISMA.	93
GRÁFICA 6-19. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GNV SEGÚN USOS DEL TRANSPORTE. ...	93
GRÁFICA 6-20. DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR COLOMBIANO SEGÚN TIPO DE VEHÍCULO.	94
GRÁFICA 6-21. EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS DIFERENTES MEDIOS EN RELACIÓN AL TRANSPORTE DE PASAJEROS: A)- URBANO; B)- INTERURBANO.	95
GRÁFICA 6-22. EFICIENCIA OPERATIVA DE LOS DIFERENTES MEDIOS EN RELACIÓN AL TRANSPORTE DE CARGA: A)- URBANO; B)- INTERURBANO.	96
GRÁFICA 6-23. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSIBLES EN COLOMBIA.	97
GRÁFICA 6-24. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA POBLACIÓN Y EL PIB EN COLOMBIA.	98
GRÁFICA 6-25. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL VEHICULAR.	99
GRÁFICA 6-26. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL VEHICULAR, ESCENARIO MEDIO.	10200
GRÁFICA 6-27. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.	102

GRÁFICA 6-28. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	103
GRÁFICA 6-29. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	103
GRÁFICA 6-30. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE PRECIOS DE CARBÓN MINERAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	10604
GRÁFICA 6-31. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE PRECIOS DE CARBÓN MINERAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	10705
GRÁFICA 6-32. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL CONSUMO DEL DE GAS NATURAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL DESPACHO IDEAL Y REAL.....	10806
GRÁFICA 6-33. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.	10907
GRÁFICA 6-34. RELACIÓN ENTRE EL CONSUMO PROPIO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EL CONSUMO TOTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO.	11109
GRÁFICA 6-35. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO, SEGÚN SUS COMPONENTES.....	11210
GRÁFICA 6-36. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.	11210
GRÁFICA 6-37. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.....	11311
GRÁFICA 6-38. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR PETROLERO.....	11412
GRÁFICA 6-39. PROYECCIÓN DE DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL PARA REFINERÍAS, ESCENARIO MEDIO.	11513
GRÁFICA 6-40. PROYECCIÓN DE DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR PETROQUÍMICO, ESCENARIO MEDIO.....	11614
GRÁFICA 6-41. PROYECCIÓN DE DEMANDA REGIONAL DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR PETROQUÍMICO, ESCENARIO MEDIO.....	11614
GRÁFICA 6-42. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL.	11715
GRÁFICA 6-43. PROYECCIÓN SECTORIAL DE DEMANDA DE GAS NATURAL, ESCENARIO MEDIO.....	11816
GRÁFICA 6-44. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL, TOTAL NACIONAL.....	11917
GRÁFICA 7-1. BALANCE DE GAS TOTAL.....	118
GRÁFICA 7-2. ANÁLISIS ESPECTRAL DE LA SERIE DE DEMANDA DEL ESCENARIO BAJO.	121
GRÁFICA 7-3 SEPARACIÓN DE LAS COMPONENTES DE SEÑAL Y RUIDO.	12422

GRÁFICA 7-4. A LA IZQUIERDA SE COMPARA LA SEÑAL DE DEMANDA ORIGINAL, CORRESPONDIENTE AL ESCENARIO BAJO, CON LA SEÑAL RECUPERADA HACIENDO EL FILTRADO MOSTRADO EN (3). A LA DERECHA SE MUESTRA LA DIFERENCIA DE LAS SEÑALES EN EL RUIDO APARENTE DE LA SEÑAL Y SE COMPARA CON UNA SEÑAL DE RUIDO BLANCO TÍPICA. LAS UNIDADES DE DEMANDA Y RUIDO APARENTE ESTÁN EN MPCD Y LA DE RUIDO TÍPICO ES ADIMENSIONAL.....	123
GRÁFICA 7-5. SE RETOMA LA SEÑAL DE RUIDO APARENTE EN LA DERECHA DE LA FIGURA 3. SE PUEDE OBSERVAR SU MAYOR SIMILITUD CON LA FIRMA DE RUIDO. LA PRIMERA ESTÁ EN MPCD Y LA SEGUNDA ES ADIMENSIONAL.	12523
GRÁFICA 7-6. FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD PARA EL ESCENARIO BAJO	12624
GRÁFICA 7-7. FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD PARA EL ESCENARIO MEDIO	12725
GRÁFICA 7-8. FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD PARA EL ESCENARIO ALTO	12725
GRÁFICA 7-9. CONFIGURACIÓN DEL ESCENARIO PARA LA ESTIMACIÓN BAJA, DADA POR LAS RESERVAS PROBADAS.....	12927
GRÁFICA 7-10. CONFIGURACIÓN DEL ESCENARIO PARA LA ESTIMACIÓN MEDIA, DADA POR LAS RESERVAS PROBADAS Y RESERVAS PROBABLES.....	13129
GRÁFICA 7-11. HISTOGRAMA CORRESPONDIENTE A LA OFERTA DE GAS.....	13331
GRÁFICA 7-12. PROBABILIDAD DE DESABASTECIMIENTO PARA CADA ESCENARIO DE DEMANDA	13533
GRÁFICA 7-13. NIVELES NECESARIOS DE DESABASTECIMIENTO. LAS ESTADÍSTICAS ESTÁN EN VALOR ESPERADO Y LAS UNIDADES ESTÁN EN MPCD	13533
GRÁFICA 7-14. DESABASTECIMIENTO EN LA COSTA ATLÁNTICA Y EL INTERIOR.....	13634
GRÁFICA 8-1. PROBABILIDAD DE FALLAS DE EVENTOS DE FUERZA MAYOR.....	13836
GRÁFICA 8-2. PROBABILIDAD DE FALLAS DE EVENTOS PLANEADOS.....	13937
GRÁFICA 8-3. INTERVALO DE CONFIANZA DEL 95% DEL AJUSTE DE EVENTOS DE FUERZA MAYOR A UN PROCESO DE POISSON.....	14038
GRÁFICA 8-4. INTERVALO DE CONFIANZA DEL 95% DEL AJUSTE DE EVENTOS PLANEADOS A UN PROCESO DE POISSON	14139
GRÁFICA 8-5. PROBABILIDADES DE FALLA DE LOS NODOS DE DEMANDA DE TODA LA RED	14543
GRÁFICA 8-6. MAPA DE LA RED DE GASODUCTOS TENIDA EN CUENTA EN EL ANÁLISIS	14644
GRÁFICA 8-7. CURVA DE DESABASTECIMIENTO DEBIDO A LAS LIMITACIONES DE CAPACIDAD Y A LAS FALLAS PROPIAS DEL SISTEMA DE GASODUCTOS.	14745
GRÁFICA 8-8. CURVAS DE DESABASTECIMIENTO PARA CADA UNO DE LOS NODOS DE DEMANDA.	14947

GRÁFICA 9-1. EFECTO DE LAS OBRAS SUGERIDAS EN EL PROBLEMA DE ABASTECIMIENTO DE GAS. LAS FALLAS CONSIDERADAS FUERON LOS EVENTOS DE FUERZA MAYOR..... 15250

Documento de Trabajo. Versión diciembre de 2013

Índice de Tablas

TABLA 2-1. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA EN EL AÑO 2013, SEGÚN CAMPOS.....	17
TABLA 2-2. CONSUMO DE GAS NATURAL POR MUNICIPIO EN EL AÑO 2013	18
TABLA 2-3. RELACIÓN DE PAISES IMPORTADORES Y EXPORTADORES DE GNL.....	321
TABLA 2-4. INFRAESTRUCTURA DE LICUEFACCIÓN EN EL ÁMBITO MUNDIAL.....	34
TABLA 3-1. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA EN EL AÑO 2013, SEGÚN CAMPOS.....	17
TABLA 5-1. INCORPORACIÓN NETA DE RESERVAS GAS NATURAL (GPC).....	69
TABLA 6-1. PARTICIPACIÓN SECTORIAL EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL NACIONAL, AÑO 2012.....	77
TABLA 6-2. PARTICIPACIÓN SECTORIAL EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL NACIONAL, AÑO 2012.....	78
TABLA 6-3. PARTICIPACIÓN REGIONAL EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL NACIONAL Y EN EL NÚMERO DE USUARIOS, AÑO 2012.	80
TABLA 6-4. PARTICIPACIÓN REGIONAL EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL DOMÉSTICO.	85
TABLA 6-5. EVOLUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL PIB EN COLOMBIA, HISTÓRICO Y PROYECTADO, ESCENARIO MEDIO.	88
TABLA 6-6. PARTICIPACIÓN REGIONAL HISTÓRICA Y PROYECTADA EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL INDUSTRIAL.....	90
TABLA 6-7. PARTICIPACIÓN REGIONAL HISTÓRICA Y PROYECTADA EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL VEHICULAR.....	99
TABLA 6-8. PROYECCIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FUERA DE MÉRITO Y CORRESPONDIENTES ESCENARIOS DE CONSUMO DE GAS NATURAL.	108
TABLA 6-9. EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN SECTORIAL EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL.....	116
TABLA 6-10. EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN REGIONAL EN EL CONSUMO DE GAS NATURAL.....	117
TABLA 7-1. TABLA QUE CONSIDERA LAS POSIBILIDADES DE OCURRENCIA DONDE SE PUEDE SUPERAR LA ESTIMACIÓN MEDIA.....	128
TABLA 7-2. TABLA DE VERDAD QUE CONSIDERA TODAS LAS POSIBILIDADES DE OFERTA DE GAS, INCLUYE SU PROBABILIDAD Y SU PRODUCCIÓN DE GAS CORRESPONDIENTE	130
TABLA 7-3. TABLA DE VERDAD CON LAS PROBABILIDADES CALCULADAS, SATISFACIENDO LOS CRITERIOS DE LA ANH	13331

TABLA 8-1. PROBABILIDADES DE FALLA DE LOS ELEMENTOS DE TODA LA RED. EVENTOS DE FUERZA MAYOR.....	14240
TABLA 8-2. PROBABILIDADES DE FALLA DE LOS NODOS DE DEMANDA DE TODA LA RED. EVENTOS DE FUERZA MAYOR	14341
TABLA 8-3. PROBABILIDADES DE FALLA DE LOS ELEMENTOS DE TODA LA RED. EVENTOS PLANEADOS	14442
TABLA 8-4. PROBABILIDADES DE FALLA DE LOS NODOS DE DEMANDA DE TODA LA RED. EVENTOS PLANEADOS	14442
TABLA A-1. PRECIO GAS NATURAL PLANTAS TÉRMICAS (US\$ CONSTANTES DIC. 2011) / MBTU).....	152
TABLA B-1 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL TOTAL NACIONAL [GBTUD].....	195
TABLA B-2 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL SECTOR DOMÉSTICO [GBTUD].....	198
TABLA B-3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL SECTOR INDUSTRIAL [GBTUD].....	201
TABLA B-4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA [GBTUD].....	204
TABLA B-5 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL SECTOR PETROLERO [GBTUD].....	207
TABLA B-6 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL SECTOR VEHICULAR [GBTUD].....	210
TABLA B- 7 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL SECTOR PETROQUÍMICO [GBTUD].....	213

Índice de Ilustraciones

ILUSTRACIÓN 3-1. INSTITUCIONALIDAD	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ILUSTRACIÓN 3-2. CADENA DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.6
ILUSTRACIÓN 3-3. ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA	46
ILUSTRACIÓN 5-1. PRODUCCIÓN DE GAS.....	70
ILUSTRACIÓN 5-2. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES.....	73
ILUSTRACIÓN 5-3. MATRIZ DE IMPACTO-INCERTIDUMBRE.....	73
ILUSTRACIÓN 5-4. ESTADIOS FINALES PARA LAS VARIABLES CRÍTICAS.....	74
ILUSTRACIÓN 5-5. CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS.....	74
ILUSTRACIÓN 5-6. ESCENARIOS REPRESENTATIVOS.....	75

Siglas

BTU	British Thermal Unit
CNO-Gas	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CQR	Caldas, Quindío, Risaralda
DANE	El Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DNP	Departamento Nacional de Planeación
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petr6leos
EIA	Agencia Internacional de Energía
ENPEP	Energy and Power Evaluation Program
GNV	Gas natural vehicular
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito P6blico.
MME	Ministerio de Minas y Energía
PIAGN	Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural
PIB	Producto Interno Bruto
SDDP	Modelo Probabilístico de Optimización Dinámica Estocástica
SIN	Sistema interconectado Nacional
SNTGN	Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural
SNTGN	Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

Documento de Trabajo. Versión diciembre de 2013

1. Introducción.

1.1. Antecedentes

De acuerdo con el Artículo 16 de la Ley 143 de 1994, que dio origen a la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, se establecen como objetivos para esta institución los siguientes:

- a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;
- b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

El Ministerio de Minas y Energía –MME- emite el Decreto 2100 de 2011, en el cual establece en su Artículo 17 que *“el MME adoptará un plan indicativo de abastecimiento de gas natural para un período de diez (10) años [...] elaborado por la UPME con base en los lineamientos que, para el efecto, determine el MME”*.

Es dentro de este mandato que se desarrolla el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural -PIAGN-, que se presenta en este documento. Este Plan tiene el propósito de suministrar información resultante de los amplios análisis para orientar las decisiones de los agentes y de las autoridades competentes para la toma de decisiones oportunas que aseguren la satisfacción de demanda en el largo plazo, en las debidas condiciones técnicas y de confiabilidad del suministro a precios competitivos.

1.2. Metodología de desarrollo del PIAGN

Para la elaboración del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural se desarrollan cinco productos que se ilustran en la Gráfica 1-1. En primer lugar se presenta el contexto nacional e internacional del mercado del gas natural haciendo especial énfasis en la participación del gas natural en la matriz energética nacional y las características y condiciones en las que se presta el servicio a los usuarios y sus interacciones actuales y futuras con los mercados globales, según la dinámica esperada en los análisis de prospectiva reatados por diferentes organismos

internacionales. Enseguida se expone el marco de política y la normatividad más relevante que ordena las actividades dirigidas a la prestación del servicio de gas natural.

El primer producto del PIAGN se presenta en el capítulo 4 y hace referencia a los escenarios de proyección de precios del gas natural, los cuales se basan en la consideración de que en el mediano plazo; los precios nacionales serán regidos por mercados internacionales en la medida que se importe gas natural de la cuenca del Caribe.

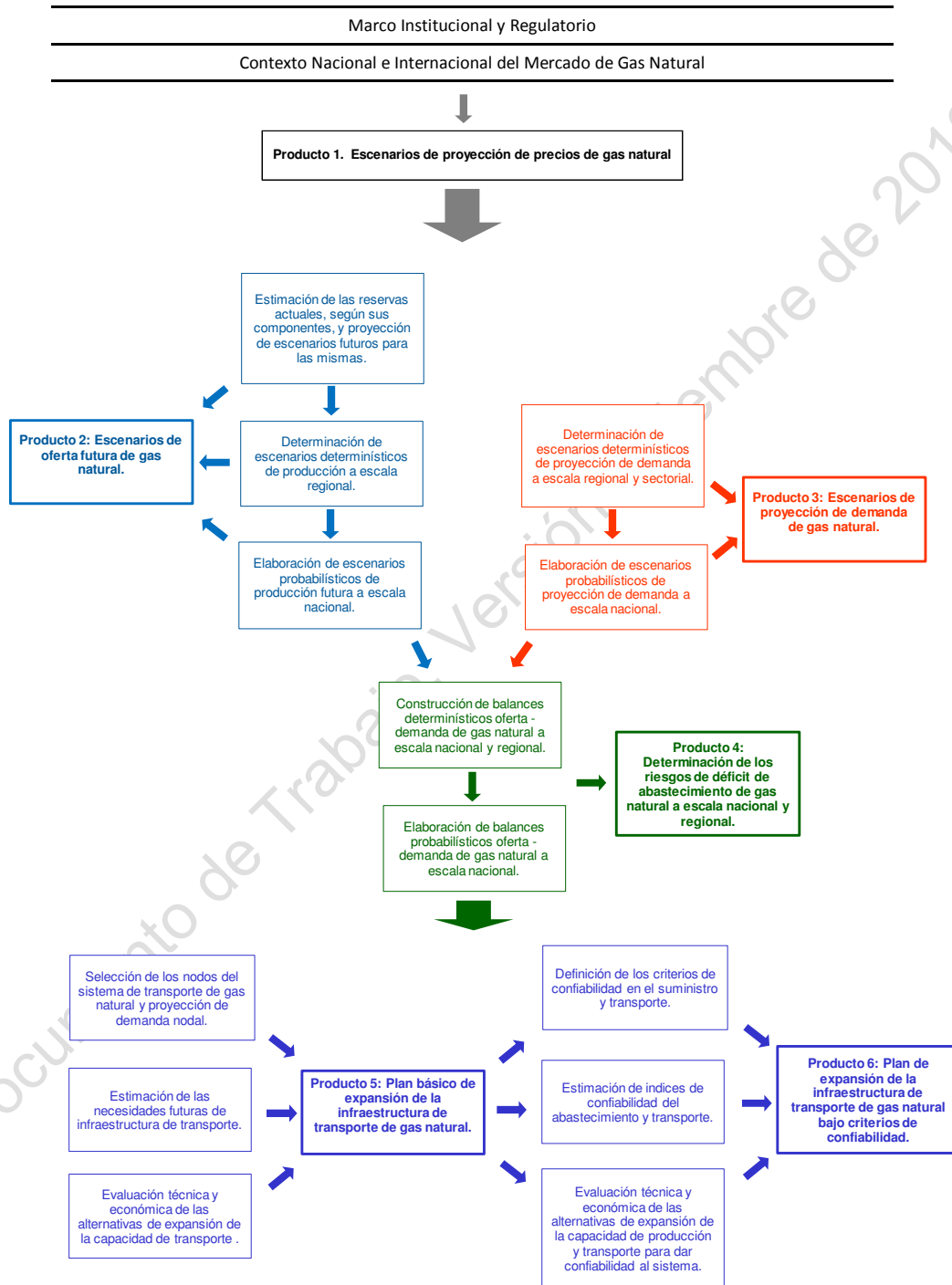
El segundo producto, mencionado en el capítulo 5, corresponde a los escenarios determinísticos de oferta futura de gas natural, los cuales se desarrollan a partir de la declaración de producción que reportan los mismos agentes productores al MME y de la metodología de estimación de las posibilidades de incorporación de reservas y desarrollo de nuevas facilidades de producción para las próximas décadas, realizadas con el apoyo de una firma de consultores (Arthur D'Little).

Se presenta, en el capítulo 6, los escenarios de proyección de demanda de gas natural los cuales se desarrollan por sectores de consumo, estableciendo para cada uno de éstos una metodología propia y por regiones, teniendo en cuenta que cada región sigue una dinámica particular de acuerdo a sus características. Usando los escenarios determinísticos de demanda y la variabilidad histórica que el consumo ha mostrado en el pasado.

En el capítulo 7 se determina una distribución probabilística de oferta y demanda de gas natural. Adicionalmente se presenta el balance de oferta y demanda de gas natural a nivel nacional y para las regiones Costa e Interior. Se cotejan los escenarios determinísticos y probabilísticos de oferta y demanda de gas natural, antes desarrollados, determinándose para diferentes combinaciones las fechas cuando probablemente se presente déficit de abastecimiento a nivel nacional o regional.

En el capítulo 8 se desarrollan los temas de transporte, de manera que el análisis se realiza simulando los flujos actuales y futuros de gas natural entre los nodos productores y los nodos consumidores (aproximadamente 24), bajo las condiciones técnicas de la red nacional de gasoductos. Tras definir los criterios de confiabilidad que debe cumplir el sistema de producción y transporte de gas natural. A su vez, en el capítulo 9, se determinan alternativas de expansión del mismo y se evalúa económicamente su viabilidad.

Finalmente, en dicho capítulo, se presentan las conclusiones del trabajo y todas las medidas y decisiones que se considera necesario emprender para asegurar el abastecimiento de gas natural en condiciones competitivas.



Gráfica 1-1. Esquema de desarrollo del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural.

Para efectos de éste análisis se define abastecimiento como la capacidad del sistema (con la infraestructura operando normalmente) de proveer respaldo físico de corto, mediano y largo plazo de producción y transporte para la demanda firme; y como confiabilidad el complemento de la probabilidad de ocurrencia de interrupciones de corto plazo (algunas horas o unos pocos días) en el abastecimiento de clientes con contratos firmes de transporte y producción con respaldo físico. Continuidad es lo que se busca mediante señales regulatorias y gestión de los contratos de suministro y transporte[1]

[1] Estudio "Determinación y valoración económica de las alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización", Fase I-A "Diagnóstico y análisis", Itansuca – Freyre & Asociados para la CREG, mayo de 2010.

2. Contexto Nacional e Internacional del Mercado de Gas Natural

2.1. Contexto Nacional

En lo corrido del año 2013 el país ha producido aproximadamente 1,247.9 GBTUD de gas natural en las cuencas y campos que se relacionan en la Tabla 2. En ésta es notable la relativa concentración de la producción en las regiones de La Guajira y los Llanos Orientales, principalmente en los campos de Chuchupa, Ballenas, Cusiana, Cupiagua y Pauto. De otra parte, la Tabla 2-2 presenta las poblaciones con mayor consumo de gas natural en el país. En esta sobresalen los principales centros urbanos, así como aquellas poblaciones donde se instalan generadores eléctricos.

Consecuente con lo anterior, la Gráfica 2-1, muestra los flujos energéticos de gas natural entre las regiones productoras y consumidoras, los cuales se dan dentro del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNTGN) representado en la Gráfica 2-2.

Documento de Trabajo. Versión discutible de 2013

Departamento - Campo	Producción [GBTUD]
Casanare	469.6
Cupiagua	106.4
Cusiana	274.7
La Punta - Casanare	1.1
Morichal	0.3
Pauto	38.5
Zona Aislada	48.7
Cundinamarca	0.4
Guaduas	0.4
Guajira	590.1
Ballena-Chuchupa	590.1
Huila	2.9
Dina	2.3
Tempranillo	0.1
Tenay Terciario	0.7
Meta	9.5
Apiay	9.5
Santander	46.3
Bonanza	0.5
Casabe	0.4
El Centro	0.5
Gala Y Llanito	0.3
Gibraltar	30.3
Guariquies	0.0
Nutria	0.8
Opón	0.8
Peroles	0.0
Piñal	0.1
Provincia	18.8
Serafin	4.3
Tesoro	0.5
Yarigui Y Cantagallo	4.0
Sucre	76.1
Arianna	2.0
Guepaje	
La Creciente	59.0
Otros Costa	15.1
Tolima	5.5
Abanico	0.3
Mana	4.2
Toqui-Toqui	1.4
Otros Interior	50.4
Total Producción	1,247.9

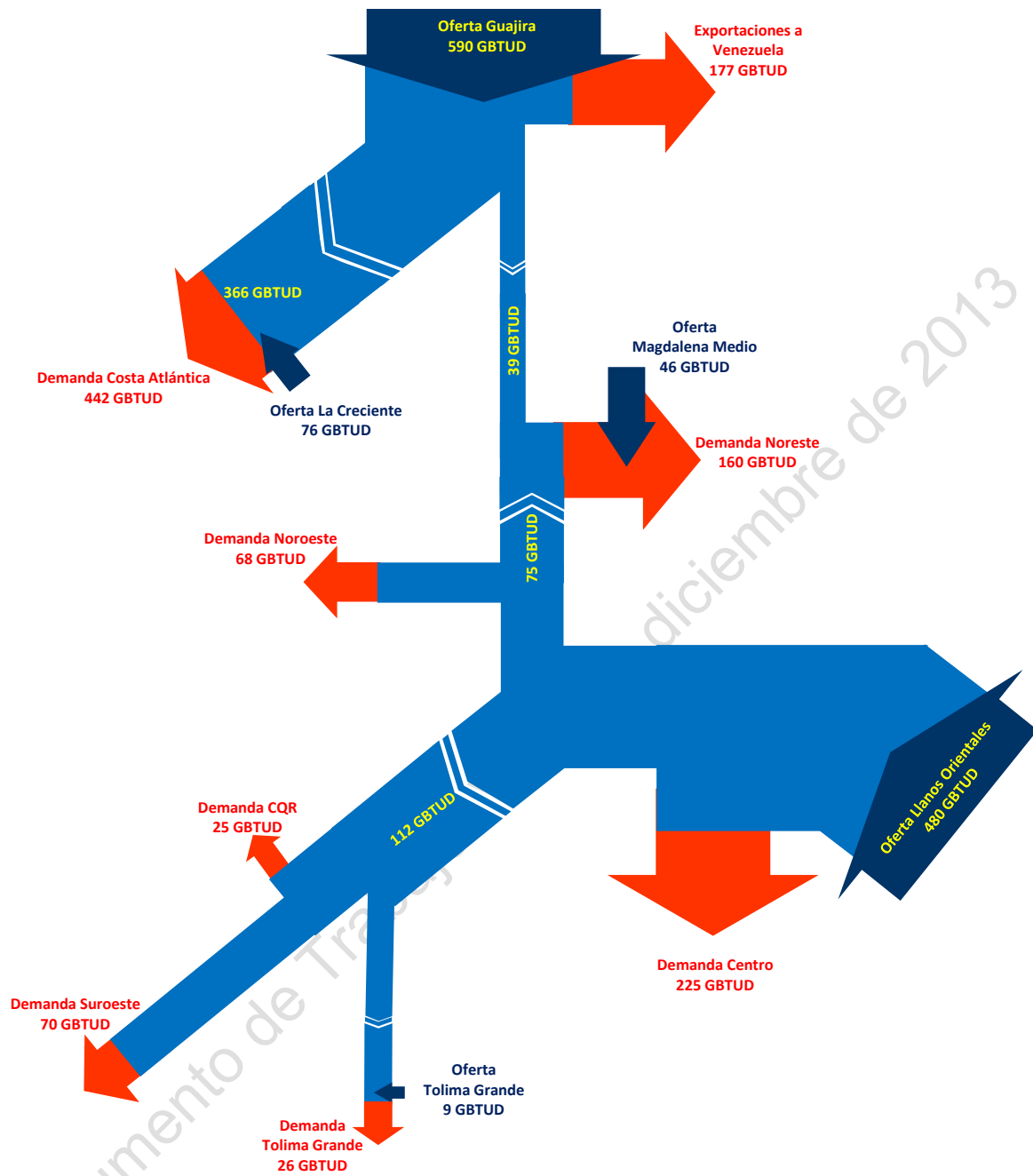
Tabla 2-1. Producción de gas natural en Colombia en el año 2013, según campos.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Asociación Colombiana del Petróleo.

Departamento	Municipio	Consumo [GBTUD]
Atlántico	Soledad	122.3
Atlántico	Barranquilla	118.0
Bogotá D.C.	Bogotá D.C.	115.5
Santander	Barrancabermeja	111.3
Bolívar	Cartagena	91.6
Casanare	Yopal	40.4
Santander	Cimitarra	38.9
Valle del Cauca	Cali	37.8
Valle del Cauca	Yumbo	27.1
Meta	Villavicencio	24.5
Antioquia	Medellín	21.1
Boyacá	Miraflores	20.1
Córdoba	Montelíbano	17.9
Boyacá	Puerto Boyacá	17.3
La Guajira	Dibulla	13.1
Tolima	Ibagué	12.2
Cundinamarca	Soacha	10.4
Cesar	Bosconia	8.1
Caldas	Manizales	8.1
Valle del Cauca	Palmira	7.0
Magdalena	Santa marta	6.1
Casanare	Tauramena	6.0
Risaralda	Pereira	5.0
Santander	Bucaramanga	5.0
Boyacá	Nobsa	4.8
Valle del Cauca	Cartago	4.7
Sucre	Tolú Viejo	4.7
Valle del Cauca	Guadalajara de B	4.5
Antioquia	Envigado	4.4
Casanare	Monterrey	4.3
Tolima	Piedras	4.3
Huila	Neiva	4.2
Antioquia	Puerto Nare	4.1
Quindío	Armenia	3.8
Antioquia	Itagüí	3.7
Risaralda	Dosquebradas	3.0
Antioquia	Bello	3.0
Cesar	Valledupar	3.0
Caldas	Chinchiná	3.0
Antioquia	Girardota	2.8
Córdoba	Montería	2.8
Antioquia	Guarne	2.8
Santander	Floridablanca	2.6
Norte de Santander	Cúcuta	2.6
Valle del Cauca	Tuluá	2.5
Boyacá	Moniquirá	2.5
Tolima	Melgar	2.5
Sucre	Sincelejo	2.4
Antioquia	Sabaneta	2.2
Resto de Municipios		75.2
	Consumo compresores	26.0
	Total Consumo Nacional	1,045.1
	Exportaciones	176.9

Tabla 2-2. Consumo de gas natural por municipio en el año 2013.

Fuente: Concentra.



Gráfica 2-1 Flujo de gas natural entre regiones del país, promedio 2013.

Fuente: Empresas transportadoras de gas natural.



Gráfica 2-2 Esquema de la red nacional de transporte de gas natural.

Fuente: Empresas transportadoras de gas natural.

2.2. Contexto Internacional

El contexto energético mundial está cambiando de manera acelerada, resultado del incremento de producción de petróleo y gas en los Estados Unidos, así como la extendida utilización de tecnologías amigables con el medio ambiente como eólica y solar, la disminución del uso de la energía nuclear y el desarrollo de los yacimientos no convencionales de gas natural, entre otros aspectos.

Una de las circunstancias que están causando mayor impacto, hace referencia al cambio en los flujos de comercio de hidrocarburos en Norteamérica, promovidos por la mayor producción de petróleo de alta calidad y de gas natural no convencional, cuyo resultado ha sido una disminución de los precios particularmente del gas natural y de electricidad, promoviendo con ello una industria más competitiva.

Si bien, los precios del gas vienen decreciendo en el continente americano, en Europa y Japón los mismos se han incrementado de forma exponencial, como consecuencia del bajo precio del carbón que se liberó en Estados Unidos y que viene sustituyendo al gas en el viejo continente. Lo anterior demuestra la fuerte interacción entre las diversas fuentes de energía sus mercados y precios a nivel mundial.

Indudablemente el gas natural atraviesa un periodo favorable, pues en todos los escenarios de prospectiva se aprecia una demanda creciente especialmente para generación de electricidad y como combustible industrial, independientemente de la localización geográfica, favorecido por menores emisiones de carbono frente al petróleo y el carbón.

Nuevas técnicas de exploración y de perforación de pozos han contribuido de manera decidida al aumento significativo de las reservas mundiales de gas y a una reducción de sus costos de producción reposicionando su competitividad y mayor disponibilidad del recurso, permitiendo la expansión de los mercados globales de GNL.

Una mirada a la evolución histórica de las reservas de gas natural señala que durante el periodo comprendido entre 1991 y el 2011, las reservas probadas crecieron a una tasa de 4.8% promedio año, pasando de 4,634.3 TPC a 7,360.9 TPC, totalizando una incorporación de 136.36 TPC por año durante los veinte años de análisis, con un aumento del 6.3% en términos absolutos con respecto a 2010, de acuerdo con lo presentado en el BP Statistical Review of World Energy 2012.

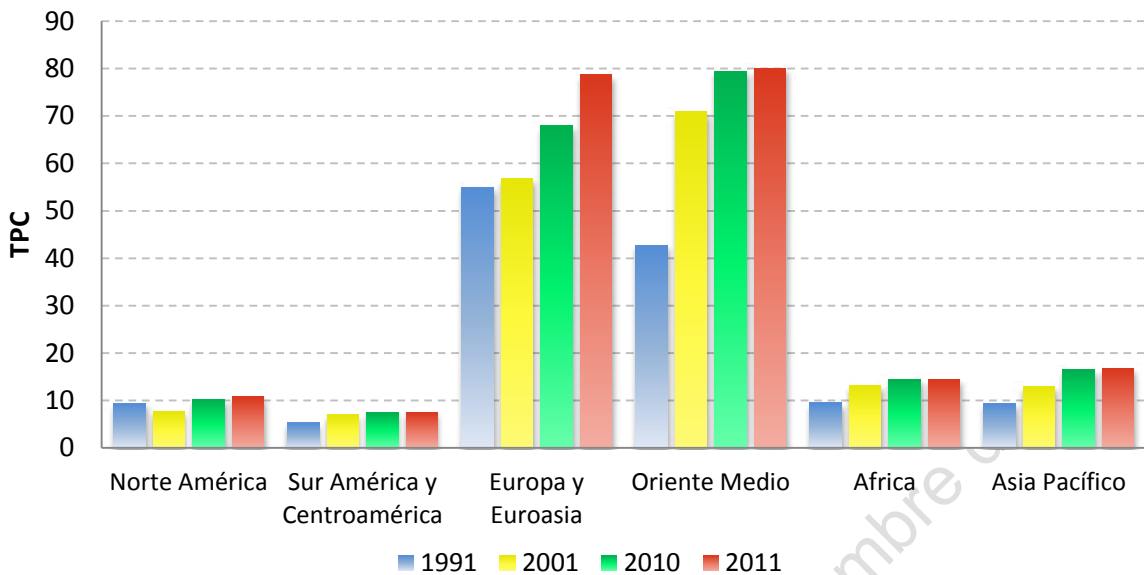
Regionalmente, el Medio Oriente concentró la mayor tasa de admisión de reservas con un 6.1% promedio año, correspondiente a 1,317.6 TPC en los últimos 20 años, seguido de la región de Europa y Euroasia las cuales agregaron un total de 839.6 TPC, equivalentes a una tasa media anual de 4.4%.

En 2011, el incremento de reservas es atribuible a los hallazgos en Turkmenistán, que crecieron un 81.9% al pasar de 386.6 TPC a 858.8 TPC respecto del año inmediatamente anterior. Comparativamente, Rusia agrupa la mayor cantidad de los recursos mundiales de gas natural con 1,575 TPC seguido de Irán con 1,168.61 TPC.

El continente americano participó con el 8.83% del total mundial, destacándose Norte América que aumentó 5.2% respecto del 2010, revirtiendo la tendencia decreciente que venía registrándose en la década de 1991 a 2001. Este aumento se debió esencialmente al inicio de explotación del shale gas o gas de esquisto de Estados Unidos.

La región de Suramérica y Centroamérica muestra una tasa de crecimiento medio del 3.6% en los 20 años de análisis con un mínimo de incremento entre el 2010 y el 2011 de tan sólo 1.6% totalizando 187.3 TPC de reservas probadas.

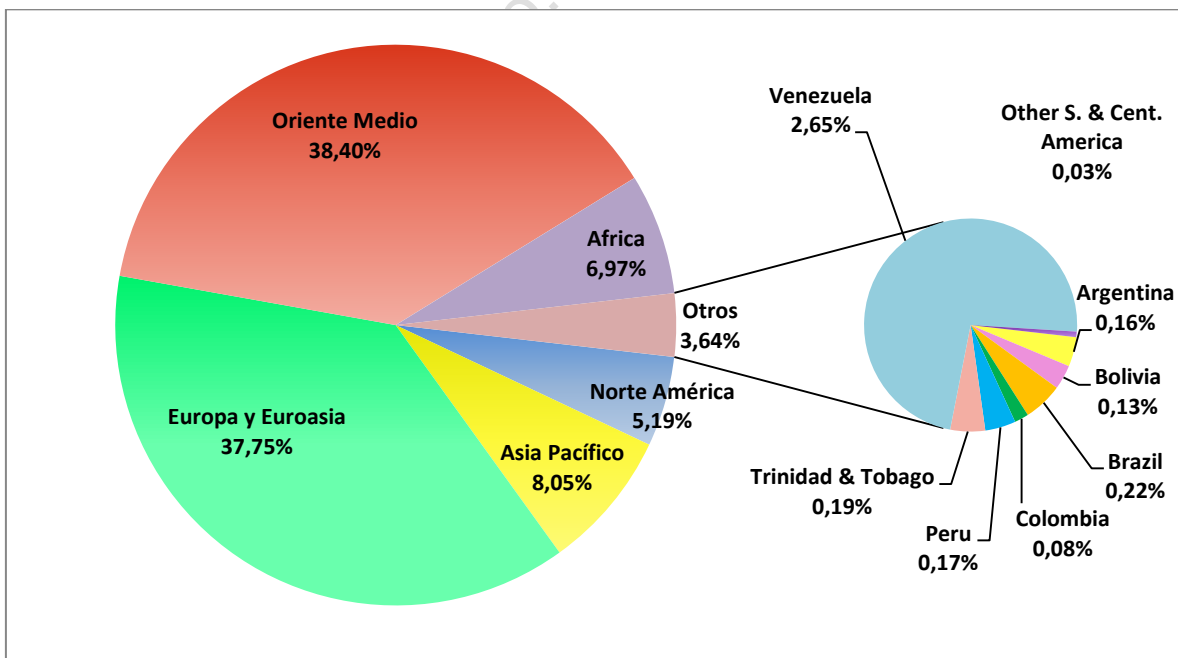
Evidentemente, la combinación de nuevas técnicas de perforación y el fracturamiento hidráulico han incrementado las tasas de incorporación de los últimos años, permitiendo el desarrollo de los recursos no convencionales traducido en la incorporación de recursos prospectivos a las reservas probadas. La gráfica 2-3 representa un comparativo de la evolución de las reservas probadas de gas natural.



Gráfica 2-3. Reservas mundiales por región (1991, 2001, 2010 y 2011)

Fuente: BP

La anterior gráfica presenta de manera detallada la distribución regional alcanzada en 2011 y en el caso de Centro y Suramérica la muestra por país, donde Colombia ocupa una posición modesta en proporción con los demás países del continente y del mundo.



Gráfica 2-3. Reservas mundiales de Gas Natural

Fuente: BP

Producción y consumo de gas natural

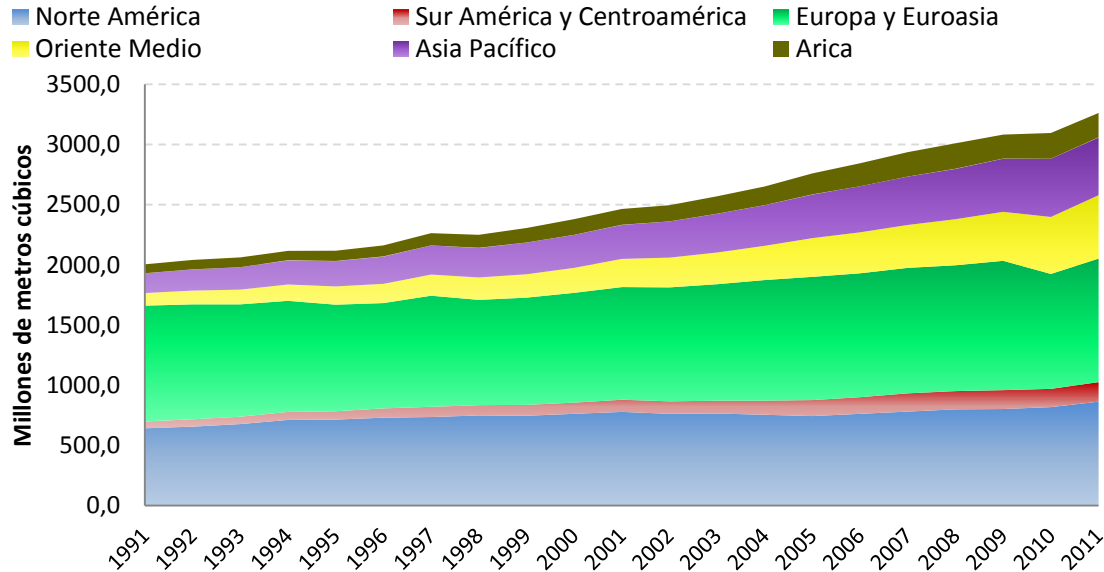
La producción mundial de gas natural fue de 317 GPCD en 2011, representando un aumento del 3.1% en relación con el volumen alcanzado en 2010. La región de Europa y Euroasia, aportaron cerca del 31.6% del total mundial seguida de Norteamérica con 26.4%. En conjunto las regiones del Medio Oriente, África y Asia Pacífico representaron el 36.8% en tanto que Centro y Suramérica fueron responsables por tan sólo el 5.1%.

En el último año, la mayor producción se realizó por parte de Estados Unidos y en Rusia cuya participación llegó al 19.9% y el 18.5% respectivamente, mientras que la región africana disminuyó en un 5.1% con respecto al 2010. Es notoria la recuperación mostrada por Estados Unidos, que desde el 2006 ha venido aumentando los niveles de producción de manera sostenida, mientras que la Unión Europea ha disminuido paulatinamente su aporte a la producción mundial con una tasa negativa del 1.1% en el periodo 1991-2011.

Países como Qatar, Omán, Nigeria y Trinidad y Tobago presentan unas tasas de crecimiento superiores al 10% promedio año en los veinte últimos años de historia, muy superior al promedio mundial que se ubica en el 2.5%. China, India y Myanmar son igualmente jugadores importantes, cuya evolución muestra tasas de crecimiento por encima del 5% promedio año en el mismo horizonte de estudio.

En Estados Unidos la producción alcanzó durante 2011 los 63 GPCD mayor en 4.6 gigas al año anterior, seguido por Rusia, con 58.7 GPCD, Canadá 15.5 GPCD, Irán con 14.7GPCD, Qatar 14.2 GPCD y China cuya producción fue de 9.9 GPCD. Estos seis países aportan más de la mitad del gas natural que se produce diariamente en el planeta. De otra parte, países como Argelia, Libia, El Reino Unido, India, Dinamarca y México, mostraron reducción de su producción por distintos factores.

En Suramérica y Centroamérica la producción se mantiene en los niveles de 16 GPCD, la cual presenta una variación del 3% con respecto al 2010 y una tasa de producción con crecimiento promedio de 5.2% en los veinte últimos. La gráfica 2-5 representa la evolución de los volúmenes de producción de gas natural en el ámbito mundial.



Gráfica 2-4. Producción mundial 1991 – 2011

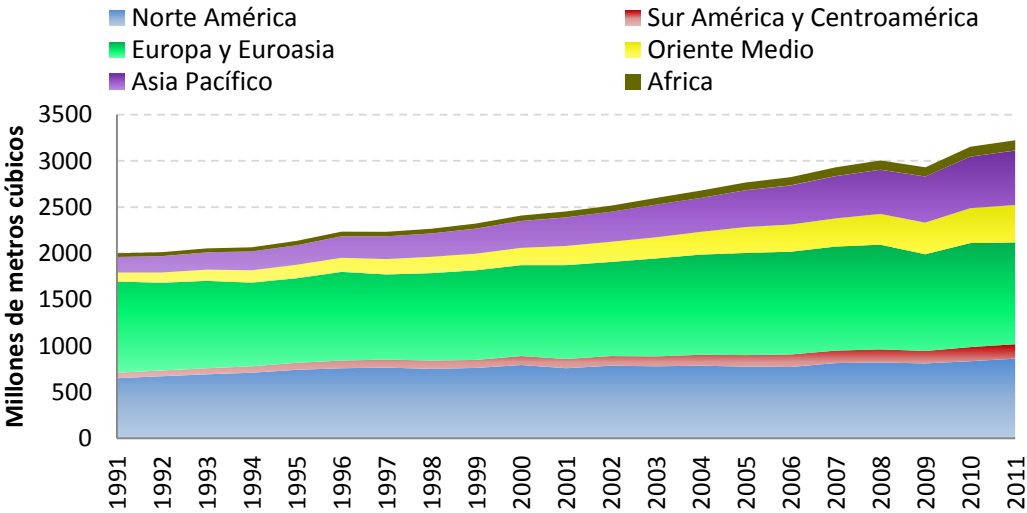
Fuente: BP

El consumo a nivel mundial tiene un comportamiento similar al de la producción y se explica por el desarrollo del sector, efectuado a través de mercados regionales que se interconectaban a través de gasoductos. Esta situación ha cambiado con el desarrollo del mercado del Gas Natural Licuado (GNL) que ha permitido movilizar gas de países con grandes reservas a países con mayores consumos.

El consumo a nivel global creció un 2.2% en proporción al 2010, explicado básicamente por su uso en las regiones de Norteamérica, Europa - Euroasia y Asia - Pacífico los cuales representan aproximadamente el 80% del consumo mundial, valor que ascendió a 311.8 GPCD, 6.8 GPCD más que en 2010. En los últimos 20 años la demanda total de gas ha crecido a una tasa promedio año del 2.4%, sobresaliendo la región de Medio Oriente que aumentó la demanda por encima del 7% promedio año, seguida de la región Asia - Pacífico, cuyo incremento medio es del 5.9% con China a la cabeza que mantiene tasas medias superiores al 11%, en el periodo comprendido entre 1991 y 2011.

En Norteamérica el consumo se incrementó en 2.7 GPCD, alcanzando los 84 GPCD, donde se destaca Estados Unidos que demanda una cuarta parte del consumo mundial, mientras que Rusia responde por el 13.2% de la demanda total y la región Europa – Euroasia, consume un tercio del total mundial, aunque disminuyó en 2.3 TPCD respecto de 2010, debido a la crisis en países como Alemania, Francia, el Reino Unido, entre otras.

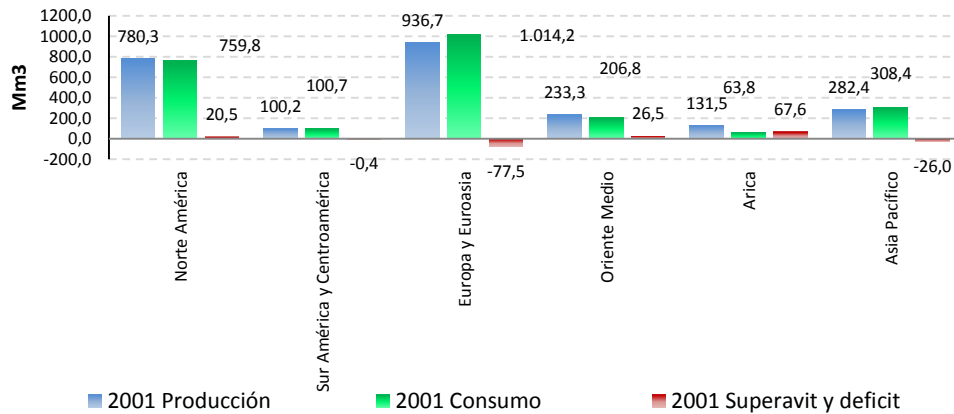
Durante el 2011, la región de Suramérica y Centroamérica demandó 0.4 GPCD más que en 2010 pasando de 14.6 a 15 GPCD, lo que representa un incremento de 2.9%. Su participación relativa correspondiendo al 4.8% de la demanda total mundial, la ubica como una de las regiones de menor demanda junto con la región africana, donde se utilizó en promedio 10.6 GPCD. La gráfica 2-6 representa la evolución de la demanda mundial de gas natural.



Gráfica 2-5. Consumo mundial 1991 - 2011 Fuente: BP

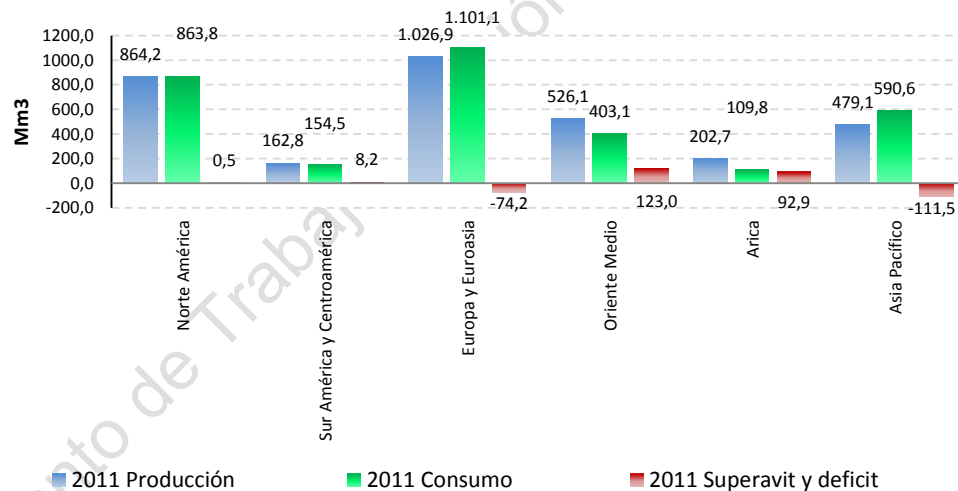
Balance

El balance de gas natural para cada una de las regiones, se definió como la diferencia entre la producción de la región en el año de referencia y el consumo para el mismo año, con lo cual se puede determinar los déficits y excedentes, según sea el caso. Las siguientes gráficas representan una comparación regional en los años 2001 y 2011.



Gráfica 2-6. Balance Producción y consumo mundial año 2001

Fuente: Bp Cálculos: Propios



Gráfica 2-7. Balance Producción y consumo mundial año 2011

Fuente: Bp Cálculos: Propios

Los comportamientos de las regiones de Medio Oriente, África y Centro y Suramérica, presentan similitudes, pues en los tres casos la demanda de gas natural se ha abastecido con producto local y cuentan con excedentes crecientes aumentando su disponibilidad y permitiendo suplir las necesidades de otras regiones. La región Norteamericana, luego de un periodo de déficit, inició una nueva etapa de producción de gas natural que presagia superávit futuro con lo cual esta región podrá nuevamente alcanzar el equilibrio.

Las regiones de Asia - Pacífico, Europa y Euroasia se identifican por su progresivo desequilibrio que se hace más notorio en el territorio de Asia - Pacífico, donde se ha multiplicado por cuatro la restricción durante los últimos 10 años, explicándose por los mayores consumos de gas natural con destino al sector termoeléctrico que aumentó de manera desmedida en Japón, por reemplazo de la generación nuclear por tecnologías de generación de ciclos combinados de electricidad que usan Gas natural y vapor, luego del terremoto y posterior tsunami ocurrido en 2011.

Centro y Suramérica pasó de mantener un equilibrio frágil en 2001 a ser excedentaria en 2011, aunque algunos de los países de Suramérica importan gas para atender sus necesidades y otros como Colombia y Perú lo exportan.

Es necesario tener presente que el excedente de gas natural por lo general es usado para venderlo a otros países a través de gasoductos o vía GNL (gas natural licuado). Por ejemplo, África vende excedentes de producción a través de gasoductos o LGN a Europa¹ y Medio Oriente vende excedentes de gas a Europa y Asia - Pacífico en LGN. En el caso particular de Suramérica vende excedentes desde vía gasoducto a Venezuela y por barco a México y Estados Unidos.

De esta manera se entiende la importancia del Mercado del Gas Natural Licuado el cual es usado para atender a diferentes mercados. Las características y actividades de este mercado se explicarán en un capítulo más adelante.

Mercado del Gas Natural Licuado

Se conoce como gas natural licuado (GNL) al combustible que se ha sometido a un proceso de licuefacción a temperaturas cercanas a los -162°C , lo cual hace que el gas reduzca su volumen y por ende se pueda transportar a mayores distancias en una mayor cantidad. El transporte de este gas se suele realizar en barcos metaneros o especializados para realizar esta actividad, no obstante se puede realizar en trenes o en camiones con vagones especializados para el transporte de este combustible. Para su uso comercial se utiliza el proceso de regasificación que permite volver el gas líquido a su estado natural.

Cadena del servicio

La cadena del servicio del gas natural licuado luego del proceso de exploración y producción tiene en cuenta tres etapas principales que permiten que el gas se pueda comercializarse, las cuales son:

¹ Ejemplos de esta situación son las ventas a través de Argelia a España a través del gasoducto del Magreb o e ventas de GNL de Argelia a Reino Unido y España.

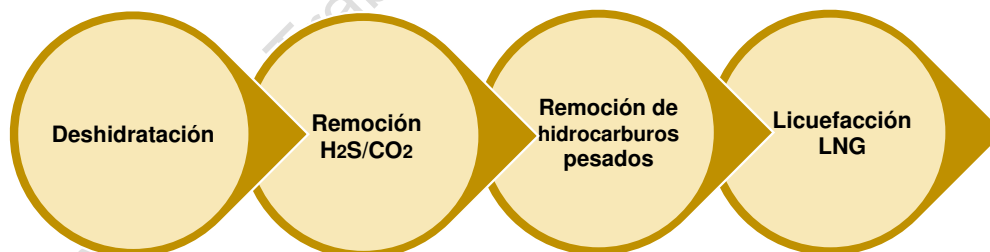
- **Licuefacción**
- **Transporte**
- **Regasificación**

En cada una de estas etapas se encuentran unos subprocesos, y una vez surtidas dichas actividades, se comercializa en las condiciones técnicas y comerciales del sistema de cada país.

Actividad de Licuefacción

Esta actividad consiste alimentar una planta con gas natural donde se somete al proceso de purificación y enfriamiento que permite la separación y remoción de impurezas para mantener el gas en una condición tal, que evite el congelamiento de impurezas y mantenga las características de combustión después del enfriamiento y condensación.

Después de esta etapa, donde se removieron los componentes de hidrocarburos pesados de contaminantes y aquellos susceptibles de congelarse, se moviliza el gas al circuito de refrigeración donde se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica, siendo esto posible a una temperatura de -162°C con una característica especial: pesa la mitad del agua en estado líquido.



Gráfica 2-8. Esquema de Licuefacción del Gas Natural

Fuente: GIIGNL

De esta manera el gas reduce su volumen en 600 veces, lo que significa ocupar un espacio de 0.0016 del espacio requerido por una cantidad similar de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica. Este estado permite su almacenamiento en recipientes o tanques aislados, de tal manera que se minimice la entrada de calor desde el ambiente.

Actividad de Transporte

La actividad de transporte consiste en llevar el GNL a su destinatario final o consumidor y para ello se utilizan diversos medios de transporte que incluyen sistemas de almacenamiento que pueden ser de diseño esférico, o de membrana o estructural prismático.

El medio más utilizado es el barco teniendo en cuenta que el principio de esta tecnología se desarrolló buscando llevar gas de sitios donde no es posible conectarse a través de gasoductos debido a las distancias que se deben recorrer, lo cual, lo hacía inviable.

Al igual que en el almacenamiento los barcos metaneros están diseñados con un doble recubrimiento que permiten disminuir las pérdidas por contacto con el medio ambiente. En la mayoría de los barcos el gas que se pierde por evaporación se utiliza como combustible para el funcionamiento del mismo.

Actualmente, existe cerca de 300 buques de GNL en servicio con una capacidad que varía entre los 120.000 metros cúbicos (m³) a 175.000 m³ de GNL. No obstante lo anterior y debido al aumento de los requerimientos de este combustible, se ha comenzado a construir buques nuevos con capacidad de carga de hasta 267.000 m³ según los expertos. Finalmente el costo de los buques de GNL oscila entre los 225 y 250 millones de dólares para uno de 135.000 m³.

También se puede transportar en camiones o en trenes; estos medios se han utilizado en casos donde las instalaciones de licuefacción y regasificación se encuentran muy cerca. Esto ha sido desarrollado en países como Estados Unidos, Japón, Corea, Reino Unido, Noruega, Alemania, Bélgica, España, Portugal, China, Brasil, Turquía y Australia.

Actividad de regasificación

En este proceso se lleva el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso de licuefacción. Para realizar el proceso se utilizan vaporizadores que usan agua de mar como fluido intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado.

Actualmente existe alrededor de 63 plantas de regasificación en el mundo y en Latinoamérica hay plantas en Chile, Argentina y Brasil. Los terminales típicos de regasificación de LNG están compuestos de los siguientes elementos:

- *Brazos de descarga*
- *Tuberías Criogénicas*
- *Tanques de almacenamiento*
- *Bombas de baja presión*
- *Compresores y recondensadores de gas*
- *Bombas de Alta Presión*
- *Vaporizadores*

Distribución del mercado del GNL

Comparando la oferta y demanda mundial, se aprecia un exceso en el suministro que va más allá del 2014, y de manera regional algunos mercados pueden tener un exceso por más tiempo. Expertos como GIIGNL (International Group of Liquefied Natural Gas Importers) señalan que en 2012 la capacidad de procesamiento sobrante alcanzaba cerca del 50%, situación que puede debilitarse como consecuencia del aumento en la demanda de Europa y Asia, y la disminución de la producción interna de gas en los países que conforman las dos regiones.

Los recientes cambios en la demanda del continente Asiático y particularmente en Japón han transformado de manera estructural el comercio mundial de GNL, que muestra unas perspectivas positivas debido a una mayor demanda para generación de electricidad reemplazando la nuclear, además de su flexibilidad y respaldo para atender situaciones coyunturales que requieren respuestas apresuradas.

La tabla 2-3 relaciona los países que importan y exportan GNL. No obstante que los países exportadores son 19 y los importadores 23 se puede identificar que las instalaciones de regasificación son mayores que las estaciones de licuefacción.

Países Exportadores	Países Importadores
Australia	Argentina
Angola	Bélgica
Estados Unidos	Brasil
Brunei	Canadá
Argelia	Chile,
Trinidad & Tobago	China
Perú	República Dominicana
Noruega	Francia
Egipto	Grecia
Guinea Ecuatorial	India
Rusia	Italia
Omán	Japón
Qatar	Corea
Emiratos Árabes Unidos	Kuwait
Yemen	México
Libia	Noruega

Nigeria	Polonia
Indonesia	Portugal
Malasia	Puerto Rico
	España
	Turquía
	Reino Unido
	Estados Unidos

Tabla 2-3. Relación de países importadores y exportadores de GNL

Fuente: AIE Natural Gas Information 2012

En el mediano plazo (2017) se estima que la Cuenca del Pacífico incrementará sus importaciones de GNL por mayores demandas en China e India cuyas tasas de crecimiento superan las de Japón y Corea que hoy dominan el mercado, contribuyendo a un aumento del 35% en el mercado de GNL entre 2012 y 2017.

Históricamente, la cuenca Pacífica se ha abastecido adicionalmente con GNL proveniente de Medio Oriente y de la cuenca del Atlántico, situación que se podrá revertir por mayores aportes de gas de Rusia y Asia Central, con lo cual, la cuenca de Atlántico tendrá mayor disponibilidad de GNL para países de América Latina particularmente.

Al mismo tiempo la región de Europa muestra una demanda disminuida que se abastece con gas de región, de Rusia y de la cuenca del Atlántico tanto por gasoducto como GNL. A futuro se prevé que los flujos de gas hacia Europa dependerán del precio, de las desviaciones que se puedan presentar en mercados flexibles de GNL, de los contratos de largo plazo y de posibles exportaciones de Estados Unidos después del 2016.

Teniendo en cuenta los precios actuales, el exceso de oferta y la situación de abastecimiento en Norteamérica, no se presume movilización de GNL hacia esa cuenca y los volúmenes contratados con anterioridad, serán capturados por otras regiones en búsqueda de mejores remuneraciones. Todos estos factores, parece, provocaron una desconexión entre los precios del GNL provenientes de la misma cuenca y un desacople con el precio del petróleo, desincentivando el uso del precio del crudo como referente o indexador en los contratos de GNL.

Plantas de licuefacción a nivel mundial

Considerando las necesidades mundiales de gas y dada la cantidad del recurso, son diversas las rutas existentes para llevar el combustible desde los centros de producción a los lugares de consumo. La tabla 2-4 presenta la infraestructura de licuefacción en el ámbito mundial y sus principales características.

Durante el 2012 se comercializaron cerca de 233,3 millones de toneladas por año (MTPA) un 2% menos que en 2011 debido particularmente a interrupciones y mantenimientos no programados de las instalaciones de licuefacción existentes. Japón y Corea del Sur importan el 53% del total de LGN transado en el ámbito mundial y representaron tres cuartas partes de las importaciones de Asia. El comercio de GNL se ha visto intensificado gracias al mejoramiento de la oferta proveniente de Qatar y Australia, gracias a sus nuevas instalaciones en operación y a menores requerimientos de GNL en los Estados Unidos motivados por la producción sostenida de gas natural en los últimos años.

A nivel mundial se cuenta con 89 trenes de licuefacción que en conjunto suman 282 (MTPA), en 24 instalaciones con 88 tanques de almacenamiento, equivalentes a 7 días consumo. Hay nuevos proyectos en construcción que representan un incremento importante en la capacidad de procesamiento localizados en Australia 4, Canadá 1, Indonesia 1, Nueva Guinea 1, Estados Unidos 2, de acuerdo con lo señalado por el GIIGNL.

País	Lugar-	No Trenes	Capacidad Nominal 10 ⁴ t/año	Propietario	Inicio de Operación	Operador	Comprador
Argelia	Arzew GL1Z	6	8.19	Sonatrach	1981	Sonatrach	GDF Suez; Botas,SNAM-Rete, Iberdrola, Depa, Cepsa gas, Statoil, Endesa
	Arzew GL2Z	6	7.98	Sonatrach	1972	Sonatrach	GDF Suez; Botas,SNAM-Rete, Iberdrola, Depa, Cepsa gas, Statoil, Endesa
	Skikda GL 1K	3	3.13	Sonatrach	1981	Sonatrach	GDF Suez; Botas,SNAM-Rete, Iberdrola, Depa, Cepsa gas, Statoil, Endesa
Angola	Soyo	1	5.2	Angola LNG	2012	Sonangol	Gulf LNG Energy, Repsol,
Australia	Darwin	1	3.4	Darwin LNG, ENI, TEPCo	2006	Conoco Phillips	Tokyo Electric.
	Wthnell Bay	5	16.4	NWS LNG	1989	Woodside	Tokyo Electric, Shell, Osaka gas, Kogas, DPLNG
Brunei	Lumut	5	7.2	Brunei LNG Sdn	2005	Brunei LNG Sdn	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Osaka gas.
Egipto	Damietta	1	5.0	Fenosa gas EGPC Egas	2005	Segas Service	Fenosa Gas , Bp
	Idku	2	7.2	Egyptian LNG (2005	Egyptian LNG	GDF Suez
Guinea Ecuatorial	Bioko Island	1	3.7	Maraton, Songas, Mitsui, Marubeni	2007	Marathon	BG Gas Marketing
Indonesia	Blang Lancang Arun	2	4.75	Pertamina	1978	PT Arun NGL Co	Kogas
	Bontang Badak	16	22.2	Pertamina	1994-1998	PT Badak NGL	CPC, Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Osaka gas.
	Tangguh	2	7.6	Gobierno de Indonesia	2009	Bp	Posco, Sempra LNG, kogas
Libia	Marsa – El Brega	4	0.6	LNOC	1970	LNOC	Unión Fenosa Gas
Malasia	Brintulu MLNG1	3	8.1	Malasia LNG Sdn Bhd	1983	Malasia LNG Sdn Bhd	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Osaka gas
	Brintulu MLNG 2	4	9.3	Malasia LNG Dua	1995-2000	Malasia LNG Dua	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Shikoku electri.
	Brintulu MLNG 3	2	6.8	Malasia LNG Tiga	2003	Malasia LNG Tiga	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Oska gas
Nigeria	Bonny Island	6	21.7	Nigeria LNG	1999	Nigeria LNG Ltda	Enel, Unión Fenosa, Botas, GDF Suez, Ren atlántico
Noruega	Hammerfest	1	4.3	Statoil, Petoro, Total, GDF	2007	Statoil	Total, Statoil, GDF Su-

				Suez, RWE, Hess			ez, Iberdrola
Omán	Qalhat	3	10.7	Omán LNG (2000	Omán LNG	Kogas, Shell, Osaka gas, Bp, Itochu
Perú	Perú LNG	1	4.45	Hunt Oil, Marubeni, Repsol, Sk Corp	2010	Hunt Oil	Repsol YPF
Qatar	Ras Laffan 1	3	16.1	Qatargas	1999	Qatargas I	Chuchu, Elect., Osaka gas, Tokyo gas, Toho gas, Tohoku Elect., Kansai Electr.Fenosa, PGNIG, PTT
	Ras Laffan 2	4	14.1	Qatargas	1999	Qatargas II	Tokyo gas
	Ras Laffan 3	7	31.2	Qatar Petroleum, Exxon-mobil	2009	Qatargas III	Exxonmobil Chubu
Rusia	Sakhalin II	2	9.55	Sakhalin Energy Invest Co	2010	Hunt Oil	Repsol YPF
Trinidad & Tobago	Point Fortin	4	15.1	Atlantic LNG,	1999	Atlantic LNG	Fenosa, GDF Suez, Bp, Repsol, Naturgas, Repsol
Emiratos Árabes	Das Island	3	5.6	ADGAS	1977	Adgas	Tokio Electric Power
Estados Unidos	Kenai	1	1.4	Conoco Phillips	1969	Conoco Phillips	Tokyo Electric, Tokyo gas
Yemen	Balhaf	2	6.7	Yemen LNG	2009	Yemen LNG	Kogas, GDF Suez, Total

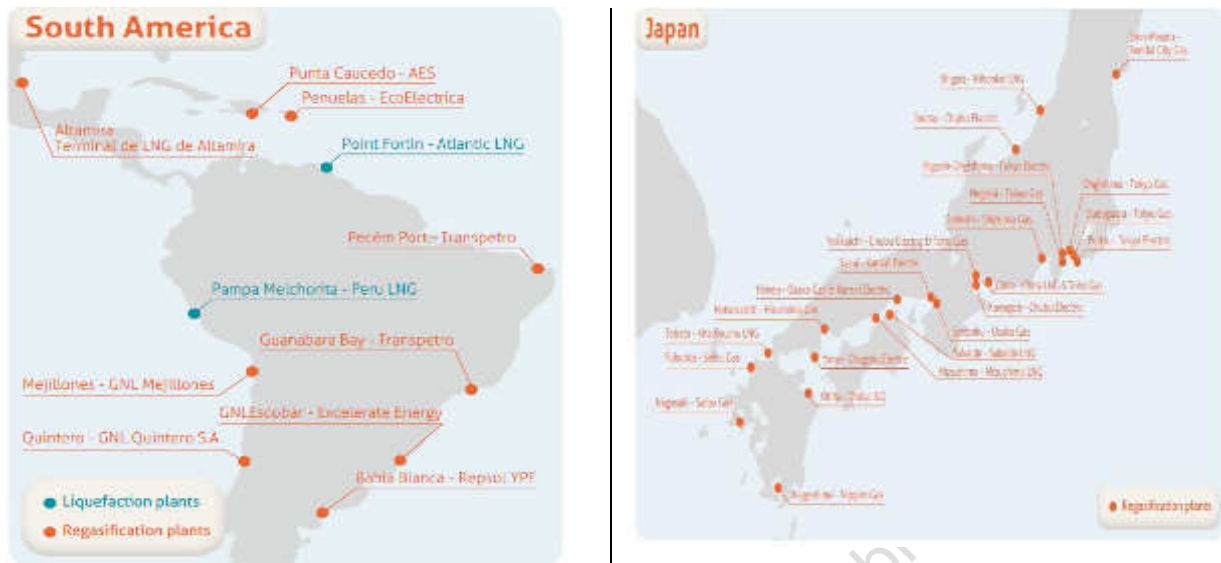
Tabla 2-4. Infraestructura de licuefacción en el ámbito mundial

Fuente: GIIGNL 2011

Plantas de Regasificación a nivel mundial

En cuanto a facilidades de regasificación y de infraestructura para almacenamiento y posterior tratamiento del GNL, se cuenta con 89 terminales que incluyen 10 instalaciones flotantes que en total suman 650 MTPA de capacidad, concentrando la región asiática más del 50% de los servicios, y las regiones de América y Europa cada una con un 25%. La gráfica 2-10, ilustra la localización de las distintas plantas.





Gráfica 2-9. Localización de las plantas de regasificación

Fuente: GIIGNL

Planta de regasificación

La disponibilidad nacional de gas natural en el mediano y largo plazo es de completa incertidumbre y son grandes los esfuerzos exploratorios que deben concretarse para obtener los resultados en términos de nuevas reservas de hidrocarburos. Garantizar la atención de la creciente demanda de gas natural en Colombia, sugiere contar con las reservas internas necesarias o concurrir al mercado externo para su compra y en este caso disponer de la apropiada infraestructura para el acondicionamiento y posterior uso, si el gas viene en forma líquida o se importa vía gasoducto.

Teniendo en cuenta que la demanda de gas en Colombia se encuentra altamente influenciada por los requerimientos de los generadores térmicos, y que sumado a la incertidumbre acerca de la oferta interna disponible a mediano plazo, se sugiere la utilización de varios escenarios de oferta que permitan determinar las cantidades para garantizar pleno abastecimiento e incrementar la confiabilidad del sistema.

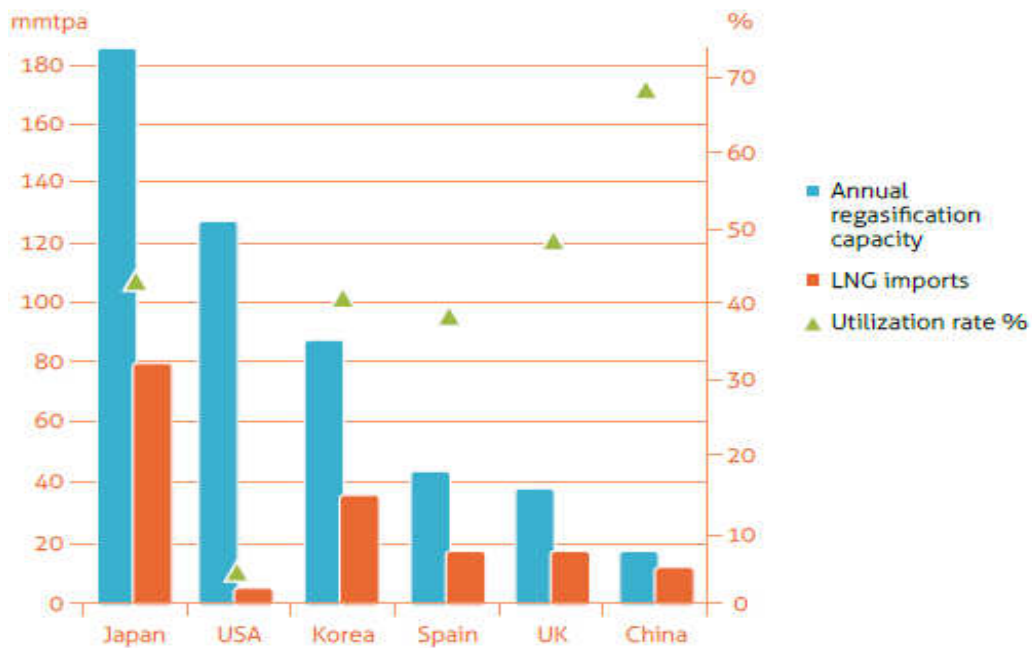
Para la definición de escenarios de oferta, se identificaron las variables, tanto específicas de la actividad de exploración y producción, como de entorno, que presentan un alto nivel de incertidumbre y que pudieran afectar con mayor fuerza el futuro del sector hidrocarburífero durante el período 2012-2030.

Igualmente se consideró un escenario de planta de regasificación como ejercicio de planificación, para a la detección temprana de situaciones de desequilibrio entre la oferta y la demanda proyectada. Esto conlleva a la necesidad de su dimensionamiento, factor de utilización, tiempo de construcción, alternativa de abastecimiento por buques regasificadores que también requiere de infraestructura de recepción, etc.

En el primer caso, el tamaño de la planta será definido como el máximo valor del faltante durante el periodo del plan de abastecimiento y su ubicación dependerá del balance regional. Las rutas de transporte y los precios dependerán del sitio donde se negocie el gas, por lo general los contratos son de largo plazo (al menos 20 años), aunque se cuenta con un mercado spot naciente, donde el precio puede ser superior al de los contratos firmados a largo plazo.

Una planta de licuefacción que atiende a casi todos los países del continente americano es la ubicada en Trinidad y Tobago, además por su cercanía a Cartagena en la Costa Atlántica podría disminuir los costos de transporte los cuales son un factor determinante para las importaciones de GNL ya que sus costos pueden variar dependiendo del sitio donde se compre el gas natural.

En la gráfica 2-11 se puede observar el factor de utilización de la infraestructura de regasificación de acuerdo con la capacidad anual y las importaciones de LNG, observando que China es el país que menos capacidad instalada tiene y el que más la usa con un 68%, mientras que países como Japón, Corea del Sur, España y Reino Unido están entre un 40% y un 50%. Por otra parte, Estados Unidos tiene una tasa de uso de menos del 10% de la capacidad instalada.



Gráfica 2-10. Factor de utilización de la infraestructura de regasificación

Fuente: GIIGNL

Documento de Trabajo. Versión 2.0

3. Marco de política y regulatorio del servicio de gas natural en Colombia

En sus inicios, la industria del gas natural estuvo regulada por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Junta Nacional de Tarifas. A partir de la Ley 142 de 1994, el sector del gas natural en Colombia en su uso como combustible fue definido como un servicio público domiciliario, regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y vigilado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La industria de gas natural se ha caracterizado por ser una industria intensiva en capital, donde la cantidad de energía almacenada o transportada por inversión en infraestructura es sustancialmente menor en comparación con la respectiva para el petróleo o sus derivados líquidos.

La participación del Estado en este sector inicialmente estuvo asociada a la producción del gas por parte de Ecopetrol y a las inversiones en infraestructura de transporte. Posteriormente, ha venido aumentando la participación privada en las actividades comerciales, y la función del Estado se ha ido centrando en la definición de políticas de aseguramiento del abastecimiento, la regulación del sector, la vigilancia, el estímulo a la inversión y la protección de los intereses del consumidor.

Adicionalmente, dado que la infraestructura de gas natural utiliza zonas públicas y privadas, y su desarrollo tiene los respectivos impactos ambientales y sociales, el Estado también administra y regula el uso del terreno y la protección del medio ambiente.

Por otra parte, dado que el sector eléctrico ha sido el principal impulsador de la demanda de gas natural, el Gobierno se encarga también de diseñar políticas que de manera coordinada, planeada y eficiente permitan asegurar el abastecimiento tanto de energía eléctrica como de gas natural, teniendo en cuenta las estacionalidades (Fenómeno del Niño) y las prioridades de consumo.

Frente al rápido crecimiento del consumo de gas natural y la relación de éste con el sector eléctrico, y a los inconvenientes de abastecimiento presentados durante el último Fenómeno del Niño, los objetivos de política de los últimos años (Decreto 2687 de 2008, Ley 1450 de 2010 – Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 -, y Decreto 2100 de 2011), han estado orientados principalmente a garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad de la prestación del servicio.



Ilustración 3-1. Institucionalidad

3.1. Política sectorial

En los últimos años, 2010 a 2013, los principales objetivos de política para el sector del gas natural, han sido:

- Fortalecimiento institucional y de la coordinación sectorial, a través de publicación oportuna de información de producción y comercialización de gas.
- Remuneración de redes teniendo en cuenta el costo del uso de energéticos sustitutos como criterio de eficiencia.
- Mecanismos de comercialización y precios que incentiven las actividades de exploración y producción de gas convencional y no convencional.
- Promover la inversión en infraestructura de confiabilidad en el suministro y transporte de gas.
- Promover alternativas de importación de gas para garantizar el abastecimiento.
- Dar prioridad al consumo interno sobre las exportaciones.
- Incentivar la producción de gas en yacimientos no convencionales.
- Definir mecanismos de comercialización que promuevan la competencia, propicien la formación de precios eficientes, mitiguen la concentración del mercado y generen información oportuna.

3.1.1. Plan Nacional de Desarrollo (2010 – 2014)

Respecto al sector del gas natural, el actual Plan Nacional de Desarrollo, propuso:

- *“Por el contrario, el gas natural sufrió un racionamiento durante la ocurrencia del fenómeno del Niño, y se estableció la intervención estatal para asignar el gas natural a los sectores prioritarios de consumo, principalmente del interior del país, donde se tenía una escasez del producto, exacerbada por restricciones en la capacidad de transporte. Este evento debe ser objeto de reflexión y análisis para las entidades gubernamentales, con el propósito de ajustar los lineamientos de política, regulación, vigilancia y control, para poder posicionarlo nuevamente como un sector sólido y confiable.”*
- *“Así mismo, se fortalecerá el marco institucional en el sector de gas natural, para un mejor desempeño y coordinación entre los agentes, lo que exige: i) contar con un nuevo agente responsable de la gestión técnica del sistema nacional de transporte de gas natural, velando por la continuidad y seguridad del suministro en el corto y mediano plazo y la coordinación con el sector eléctrico; y ii) ajustar el rol que desempeña actualmente el Consejo Nacional de Operación de gas- CNO, para que desarrolle los acuerdos operativos y protocolos que se requieran para nivelar el sector, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.”*
- *“Es necesario identificar y materializar el potencial en yacimientos no convencionales, considerando aspectos ambientales y promoviendo la maximización de la explotación del recurso, en concordancia con la situación de abastecimiento energético del país. Para ello, el Gobierno Nacional contratará los estudios necesarios para establecer un modelo contractual y la elaboración de la reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, entre éstos, el de gas metano asociado al carbón.”*
- *“En cuanto al gas natural, el Gobierno Nacional establecerá lineamientos de política centrados en el aseguramiento del abastecimiento en el mediano plazo y la confiabilidad de la prestación del servicio. Para ello, debe seguir dos estrategias: i) profundizar en la promoción de la actividad exploratoria mediante la libertad de las exportaciones basada en criterios técnicos y transparentes que tengan en cuenta el abastecimiento interno; y ii) crear un esquema que permita importar la confiabilidad en el abastecimiento, bajo el mecanismo más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.”*
- *“Si bien, el aprovechamiento del recurso de una manera eficiente y sostenible es muy importante en la cadena de producción, se debe garantizar el acceso a la infraestructura de transporte mediante la ampliación de la capacidad de almacenamiento en tanques, y de transporte por oleoductos, gasoductos y poliductos, de acuerdo con criterios de eficiencia económica y suficiencia financie-*

ra que aseguren la continuidad y confiabilidad de estos servicios. Para el caso de oleoductos se espera contar con una capacidad mínima de transporte de aproximadamente 1'200.000 BPD y 300.000 BPD de diluyente adicional para finales del año 2013, así como una capacidad de transporte en gasoductos de 1.220 MPCD (244.000 BPED) en el año 2014”

- “En cuanto al gas natural, el primer reto del sector se centra en establecer criterios de confiabilidad que sean eficientes económica y financieramente, sope-sando alternativas de construcción de infraestructura nueva en transporte y dis-tribución frente a la posibilidad de definir un mercado de interrupciones, para lo cual se debe tener en cuenta las valoraciones que consideren la menor rela-ción costo-beneficio para los usuarios finales.”
- En segundo lugar, se deben generar mecanismos para la comercialización ma-yorista que incentive las inversiones en exploración gasífera, promoviendo es-quemas de contratación que permitan a los inversionistas mitigar los riesgos de demanda, tener la remuneración adecuada, y promover la estandarización de contratos de suministro y transporte. En este sentido, se desarrollarán meca-nismos flexibles con compatibilidad de incentivos que propicien el incremento de la oferta de gas en firme y permitan la formación libre de precios a partir de señales de escasez. Cuando existan agentes con posición dominante, la CREG establecerá los mecanismos que considere idóneos para determinar los esquemas de comercialización del gas adecuados ante estas situaciones. Por otro lado, es importante que las metodologías de remuneración de distribución de gas natural consideren análisis económicos comparativos frente al energéti-co sustituto, cuando se analice su viabilidad de expansión.”
- “Considerando lo anterior el Gobierno Nacional debe propiciar la armonización de los esquemas de promoción del uso del GLP y el GN de manera que se eliminen las distorsiones en los mecanismos de transmisión entre los costos y las señales de precios, propiciando una mayor eficiencia asignativa en el mer-cado de estos sustitutos. En este sentido se enfocarán esfuerzos en las si-guientes líneas de acción: i) eliminar los subsidios para infraestructura de transporte y distribución de gas, otorgados a través de fondos nacionales y en este sentido eliminar el Fondo Especial de Cuota de Fomento-FECF en un pla-zo no mayor a 4 años; ii) permitir el uso de GLP como combustible para vehículos y expandir su uso en la industria petroquímica; iii) consolidar el es-quema de marcas para la distribución y comercialización de GLP; y iv)desarrollar los mecanismos que permitan equiparar el esquema de solidari-dad.”
- “Con el objetivo de propiciar el incremento de la productividad de las industrias intensivas en energía eléctrica y gas natural, incentivar el crecimiento econó-mico y la creación de empleo, el Gobierno Nacional buscará los mecanismos

adecuados para la eliminación gradual de la contribución industrial en los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, incorporando dentro de los criterios de dicha gradualidad la respuesta de la industria a estas reducciones en términos de incremento en el empleo. Las medidas que se tomen en este sentido no deben comprometer la sostenibilidad del esquema de solidaridad, ni causar costos financieros a las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.”

- *“De otra parte, se examinarán esquemas de interconexión eléctrica y gasífera entre los territorios fronterizos y los países vecinos; al igual que de exportación e importación de energía eléctrica y gas hacia países centroamericanos a través de las regiones Pacífica y la Caribe. Se espera contar con escenarios en la materia y nuevos nichos de mercado. Además, se promoverán interconexiones de energía eléctrica y de gas, de pequeña escala y puntuales, en Zonas No Interconectadas para atender demanda local.”*

De las anteriores propuestas, se destaca en especial, el objetivo de asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad en la prestación del servicio.

Por seguridad de abastecimiento se entiende como la capacidad del sistema (con la infraestructura operando normalmente) de proveer respaldo físico de corto, mediano y largo plazo de producción y transporte para la demanda firme. Confiabilidad es el complemento de la probabilidad de ocurrencia de interrupciones de corto plazo (algunas horas o unos pocos días) en el abastecimiento de clientes con contratos firmes de transporte y producción con respaldo físico. Y continuidad es lo que se busca mediante señales regulatorias y gestión de los contratos de suministro y transporte².

3.1.2. Decreto 2100 de 2011

En respuesta a lo propuesto en el Plan Nacional de Desarrollo, el Decreto 2100 de 2011 estableció mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural. Los puntos más relevantes de este decreto son:

- Estableció el consumo interno como prioritario frente a las exportaciones. Los exportadores deben atender la demanda interna en caso de restricciones, si-

² Estudio “Determinación y valoración económica de las alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización”, Fase I-A “Diagnóstico y análisis”, Itansuca – Freyre & Asociados para la CREG, mayo de 2010.

tuaciones de grave emergencia transitorias y no transitorias, o racionamientos programados. Adicionalmente se definirá un indicador que relacione las reservas, la demanda interna, las exportaciones y las importaciones, mediante el cual se pueda monitorear la conveniencia de mantener libertad a las exportaciones de gas.

- La CREG definirá el costo de oportunidad del gas dejado de exportar que se les reconocerá a los productores que hayan tenido que incumplir sus compromisos en firme de exportación para atender la demanda interna de gas.
- La demanda esencial (usuarios residenciales y pequeños comerciales de la red de distribución, la demanda de GNV, la demanda para la operación de estaciones de compresión del SNT y la demanda de las refinerías) debe estar asegurada mediante contratos con respaldo físico.
- En caso de emergencia, los agentes responsables de atender la demanda esencial y que no cuenten con contratos firmes, deberán asumir directamente los costos en que incurran los usuarios afectados. La CREG definirá la metodología para la estimación de dichos costos y los mecanismos para que los que atienden demanda esencial puedan tener acceso a contratos firmes.
- El gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH se deberá destinar prioritariamente a la atención de la demanda interna.
- La ANH debe publicar anualmente las reservas de gas por campo y ubicación geográfica.
- Los productores y productores-comercializadores deberán declarar mes a mes para un periodo de 10 años, la siguiente información:
 - Su consumo propio
 - La producción total disponible para la venta (PTDC)
 - La producción comprometida (PC)
 - Potencial de producción de cada campo (PP)
 - El porcentaje de participación de los diferentes productores y del Estado, de la producción de cada campo.
 - Contratos de exportación.
- La CREG definirá los mecanismos de comercialización de la PTDV y de las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV), que se destinen para el consumo interno. No estarán sujetos a estos mecanismos de comercialización, la producción de campos menores, la producción de campos en pruebas extensas donde no se haya declarado comercialidad, y la producción de campos no convencionales. Estos mecanismos de comercialización deberán: promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes, mitigar los efectos de concentración del mercado y generar información oportuna y sufi-

ciente para los agentes. Asimismo la CREG definirá las condiciones mínimas de los contratos de suministro y de transporte.

- Los productores o productores comercializadores de gas de yacimientos no convencionales pueden realizar directamente la actividad de generación eléctrica. El Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la ANH podrán definir incentivos adicionales a la producción no convencional de gas.
- Se realizará, para un periodo de 10 años, el Plan indicativo de abastecimiento de gas.
- La CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para la atención de los usuarios del servicio público de gas natural, y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que los agentes presenten en este sentido.
- Se definirá un agente encargado de prestar el servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural. La CREG definirá la metodología para seleccionar el prestador de este servicio y la remuneración a la que tendrá derecho.
- La comercialización de gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá ajustarse a las disposiciones exigidas para la comercialización de gas de producción nacional.
- El precio del gas importado o exportado será pactado libremente por las partes.
- La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético. Los propietarios de infraestructura de regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no comprometida. Los contratos de importación deberán ser informados al ministerio de Minas y Energía.

3.2. Regulación

Los principales aspectos que son objeto de regulación por parte del Estado, para el sector de gas natural, son: lo relacionado con los impactos sociales y ambientales, lo referente al uso de predios públicos, la compensación por producción de este recurso no renovable propiedad del Estado (regalías y participaciones de la ANH), los aspectos de seguridad técnica y lo concerniente a las imperfecciones del mercado y externalidades (regulación económica a cargo de la CREG).

En esta sección se tratará en especial, los aspectos más importantes de la regulación económica vigente definida por la CREG, dado que es lo determinante como contexto normativo para el presente PIAG.

La regulación vigente que se resumirá más adelante, ha buscado en primer lugar garantizar los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994, de garantizar la calidad del bien objeto del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, la ampliación permanente de la cobertura, la prestación continua e ininterrumpida, la prestación eficiente, la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante. Así, los instrumentos establecidos para alcanzar estos objetivos, han consistido básicamente en la definición de: indicadores de calidad, mecanismos de comercialización y modalidades de contratación que permitan la promoción de la competencia y adicionalmente aseguren la continuidad del servicio, de precios máximos regulados para las actividades que son monopolios naturales, y las limitaciones a la integración vertical con el fin de promover la competencia en actividades que no sean monopolios naturales.

Dados los riesgos de abastecimiento³ latentes en los últimos años, el objetivo de asegurar la prestación continua e ininterrumpida del servicio, ha tenido recientemente mayor preponderancia. Es así, como en respuesta a lo planteado en el Decreto 2100 de 2011, la CREG ha expedido durante el presente año, resoluciones orientadas especialmente a asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, mecanismos de negociación que

³ Tales como: el retraso en aumento de producción y declinación anticipada de algún yacimiento, falta de nuevas fuentes de suministro (interna y externas), demanda extraordinaria de gas en temporadas de sequía y de bajos niveles en los embalses, y restricción en la capacidad de transporte.

promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la definición de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector de gas natural.

El siguiente cuadro resume por actividad y temática, las principales resoluciones vigentes del sector del gas natural.

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
Producción	Reglamento de comercialización: Res. CREG 089 de 2013 Res. CREG 123 de 2013 Res. CREG 122 de 2013	Precio punto de entrada al SNT: Res. CREG 088 de 2013		
	Restricciones a la integración vertical: Res. CREG 057 de 1996 Opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confianza: Res. CREG 106 de 2011	Costo oportunidad gas dejado de exportar: Res. CREG 041 de 2013 ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad: Res. CREG 062 de 2013 Res. CREG 152 de 2013		
Transporte	Reglamento Único de Transporte: Res. CREG 071 de 1999 (RUT) CREG 071 de 1999 Res. CREG 084 de 2000 Res. CREG 102 de 2001 Res. CREG 014 de 2003	Costo transporte por ductos: Res. CREG 126 de 2010		
	Res. CREG 054 de 2007 Res. CREG 033, 041, 077 y 154 de 2008 Res. CREG 130, 131 y 187 de 2009 Res. CREG 169 y 171 de 2011 Res. CREG 078 de 2013 Res. CREG 126 de 2013	Costo transporte terrestre de gas natural comprimido: Res. CREG 008 de 2005		
Distribución	Código de distribución de gas combustible: Res. CREG 067 de 1995 Res. CREG 127 de 2013	Fórmulas tarifarias distribución gas por red de tubería: Res. CREG 137 de 2013 Res. CREG 138 de 2013 Cargos de distribución y comercialización: Res. CREG 011 de 2003	Res. CREG 100 de 2013	Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Res. 90902 de 2013 Revisiones periódicas de instalaciones internas: Res. CREG 059 de 2012

Tabla 3-1. Principales resoluciones del sector de Gas Natural
Fuente: UPME

Enseguida se presentan los aspectos claves de la regulación de la organización de la industria, de la regulación tarifaria y lo definido recientemente en cuanto a la confiabilidad,

3.2.1. Organización de la industria

La cadena de prestación del servicio y la estructura de la industria se pueden resumir esquemáticamente así:



Ilustración 3-2. Cadena de la prestación del servicio

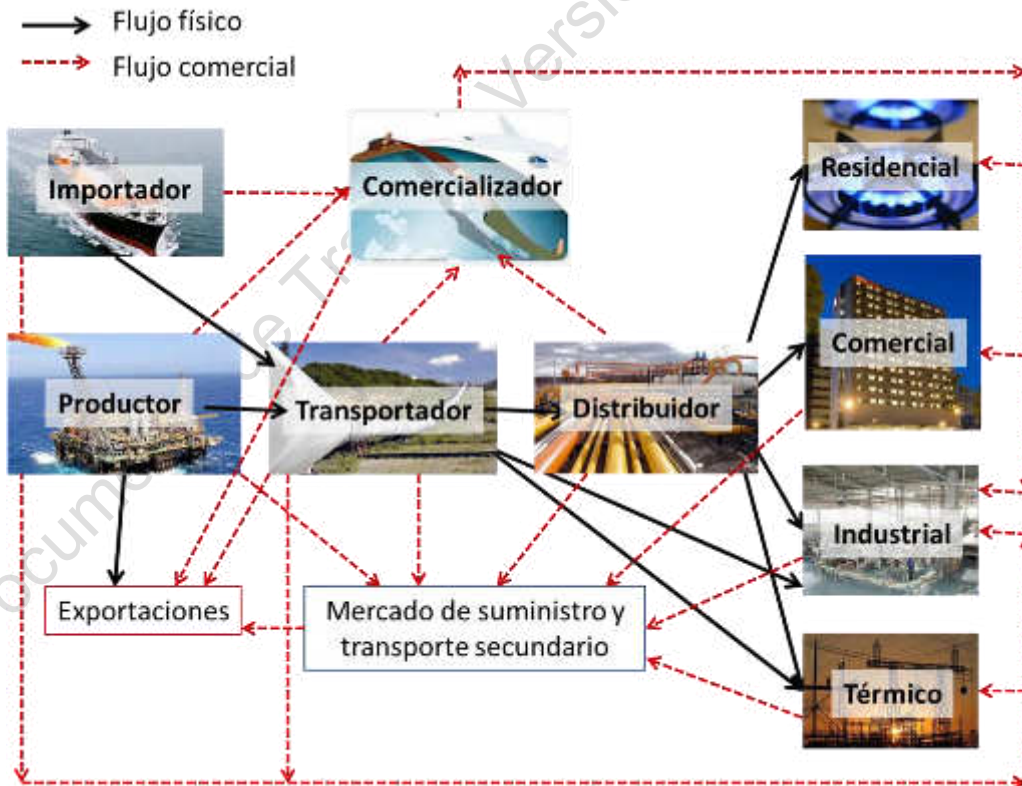


Ilustración 3-3. Estructura de la Industria

Principales definiciones⁴

Según la normatividad vigente, la organización de la industria está enmarcada por las siguientes definiciones:

Almacenador: participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, y que es independiente al transporte.

Boletín Electrónico Central, BEC: página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada. Es también una herramienta que permite a participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

Capacidad disponible primaria: es aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme.

Capacidad disponible secundaria: es aquella capacidad firme que el remitente puede ceder o vender. La cesión podrá estar supeditada a la aprobación por parte del transportador correspondiente.

Capacidad firme: capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte o contratos de transporte de contingencia.

Capacidad interrumpible: capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos con interrupciones.

Comercialización: actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y/o en el mercado secundario y su venta con destino a otras operaciones en dichos mercados, o a los usuarios finales. En el caso de la venta a los usuarios finales también incluye la intermediación comercial de la distribución de gas natural.

⁴ Resolución CREG 089 de 2013

Comercializador: participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. En adición a lo dispuesto en la Res. CREG 057 de 1996, el comercializador no podrá tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Res. CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización tendrán la calidad de comercializadores.

Comercializador de gas importado: agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

Comprador cesionario: persona jurídica con la cual un comprador primario celebra un contrato de cesión de derechos de suministro de gas. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado secundario.

Comprador de corto plazo: persona jurídica con la cual un comprador primario, un comprador cesionario o un comprador secundario celebra un contrato de compraventa de derechos de suministro de gas como resultado del proceso úselo o véndalo de corto plazo. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado secundario y que esté registrado en el BEC.

Comprador primario: persona jurídica con la cual un productor-comercializador o un comercializador de gas importado celebra un contrato para el suministro de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado primario.

Comprador secundario: persona jurídica con la cual un comprador primario o un comprador cesionario celebra un contrato de compraventa de derechos de suministro de gas. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar gas natural en el mercado secundario.

Condición de probable escasez: corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del mercado mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del precio de escasez, entendido este último en los términos de la Res. CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Día D-1: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día de gas.

Día de gas: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña: eventos que de acuerdo con los artículos 64 del Código Civil y 992 del Código de Comercio, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, eximen de la responsabilidad por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si el mismo se deriva de ellos. Dichos eventos deben ser imprevistos, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad.

Eventos eximentes de responsabilidad: eventos taxativamente establecidos en la presente Res., distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los participantes del mercado por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si éste se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad.

Gestor del mercado: responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario.

Mercado mayorista de gas natural: conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. Estas transacciones se harán con sujeción al reglamento de operación de gas natural.

Mercado primario: es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

Mercado secundario: mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natu-

ral, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado.

Oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, que un comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la cantidad importada disponible para la venta, CIDV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, que un productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDF, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

Participantes del mercado: personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son participantes los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT, los transportadores, los distribuidores, los comercializadores, los almacenadores y los usuarios no regulados.

Procesador de gas en el SNT: participante del mercado que toma gas natural en un punto de salida del SNT dentro de las condiciones de calidad establecidas en el RUT, le extrae componentes e inyecta el gas natural residual al SNT dentro de las condiciones de calidad señaladas en el RUT.

Proceso úselo o véndalo de corto plazo: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados el gas natural y/o la capacidad de transporte que hayan sido contratados en el mercado primario y no hayan sido nominados para el siguiente día de gas.

Proceso úselo o véndalo de largo plazo: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario y cuyo uso no se prevea en los términos de la Res. CREG 089 de 2013.

Productor-comercializador: es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo, en un punto de entrada al SNT o en un punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Puede comprar gas en el mercado secundario, sin ser considerado un comercializador. El productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Res. CREG 057 de 1996, el productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Res. CREG 057 de 1996.

Promotor de mercado: participante del mercado, responsable de sostener negociaciones de contratos firmes en el mercado secundario, con el fin de estimular la liquidez de dicho mercado.

Puntos estándar de entrega: puntos del SNT definidos para la entrega del gas negociado en el mercado secundario.

Reglamento de operación de gas natural: conjunto de principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural. El reglamento de operación comprende varios documentos sobre los temas del funcionamiento del sector gas natural.

Reglamento único de transporte de gas natural, RUT: se refiere a la Res. CREG 071 de 1999, sus modificaciones y adiciones.

Remitente: será el remitente primario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según sea el caso.

Remitente cesionario: persona jurídica con la cual un remitente primario celebra un contrato de cesión de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario.

Remitente de corto plazo: persona jurídica con la cual un remitente primario, un remitente cesionario o un remitente secundario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria como resultado del proceso úselo o véndalo de corto plazo. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario y que esté registrado en el BEC.

Remitente primario: persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado primario.

Remitente secundario: persona jurídica con la cual un remitente primario o un remitente cesionario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario.

Responsable de la nominación de gas: será el comprador primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el comprador cesionario cuando haya suscrito la cesión de derechos de suministro de gas.

Responsable de la nominación de transporte: será el remitente primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el remitente cesionario cuando haya suscrito la cesión de capacidad contratada.

Spread: diferencia entre el precio de venta y el precio de compra de las ofertas que realiza un promotor de mercado.

Titular: en el caso del suministro de gas natural, el titular de los derechos de suministro de gas será el último comprador en haber suscrito la compraventa o la cesión de tales derechos. En el caso del transporte, el titular de la capacidad contratada será el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad.

Variaciones de salida: valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía autorizada y la cantidad de energía tomada en un punto de salida para cada hora. En el caso de los distribuidores será el valor absoluto de la diferencia para un día.

Restricciones a la integración vertical

Dado que las actividades de transporte y distribución de gas natural se caracterizan por ser monopolios naturales, la regulación ha procurado limitar la integración vertical en la cadena de prestación del servicio con el fin de promover la competencia en las otras actividades potencialmente competitivas, tales como la producción y comercialización.

A este respecto, las Res. CREG 057 de 1996 y 089 de 2013, han definido lo siguiente:

- Con el fin de garantizar el acceso abierto al sistema nacional de transporte de gas natural, el transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente de las condiciones de las de compra o distribución y de su valoración.
- El transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización, o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades. Podrá, no obstante, adquirir el gas natural que requiera para su propio consumo, para compensar pérdidas o para mantener el balance del sistema de transporte, si ello se hace necesario. Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto. El interés económico se entiende en los términos establecidos en el artículo 6o. Res. CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan (participación mayor del 25 – 30% en capital).
- El comercializador no podrá tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Res. CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- El productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Res. CREG 057 de 1996.

Mecanismos de comercialización y modalidades de contratos

La Resolución CREG 089 de 2013, estableció recientemente los siguientes mecanismos de negociación para los mercados primario y secundario.

Mercado primario

Mecanismos de negociación:

- Negociación directa de productores comercializadores:
 - En cualquier momento del año, para el caso de yacimientos no convencionales, campos menores, campos que no hayan declarado comercialidad, campos no interconectados y nuevos campos. La modalidad contractual podrá ser de opción de compra contra exportaciones o suministro de contingencia.
- Negociación directa de comercializadores de gas importado:
 - Para la atención de demanda térmica (Res. CREG 062 de 2013).
 - Modalidad de contrato: suministro de contingencia.
- Negociación directa durante un periodo definido, en caso que la oferta sea mayor a la demanda del escenario bajo en un mínimo de 3 años, según los resultados del balance de oferta y demanda presentado por la UPME para un horizonte de tiempo de 5 años. Los contratos pueden ser de duración de 1, 5 o más de 5 años.
- Negociación mediante subasta: En caso que la demanda supere a la oferta en al menos 3 años, según el balance presentado por la UPME. Los contratos pueden ser de duración de 1 o 5 años.

Modalidades contractuales de suministro y transporte:

- A diferencia de lo definido anteriormente, ya no se negociarán contratos “Take or Pay”, los contratos con interrupciones serán de duración mensual y adicionalmente se podrán ofrecer contratos de contingencia.
- Contrato firme o que garantiza firmeza, CF: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor.
- Contrato de opción de compra de gas, OCG: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante

un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.

- Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.
- Contrato con interrupciones, CI: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.
- Contrato de suministro de contingencia, CSC: contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.
- Contrato de opción de compra de transporte, OCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.
- Contrato de transporte de contingencia, CTC: contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

- Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

Mercado secundario

Mecanismos de negociación

- Negociación directa: El BEC despliega las ofertas a los compradores y vendedores. Las partes acuerdan bilateralmente el precio, cantidad, punto de entrega, duración y garantías.
- Procesos úselo o véndalo de corto plazo para suministro y transporte o de largo plazo para el transporte.
- Promotor de mercado: encargado de comprar y vender diariamente contratos de gas en firme, en cada punto estándar de entrega.

Los contratos podrán tener una duración interdiaria, diaria, semanal, mensual, trimestral, anual y multianual.

Gestión de la información

La Resolución CREG 089 de 2013 definió al Gestor del mercado, que estará a cargo de:

- Diseñar, poner en funcionamiento y administrar el BEC.
- Centralizar la información del mercado de gas.
- Gestionar las subastas del mercado primario.
- Gestionar las transacciones del mercado secundario.
- Elaborar reportes para seguimiento al mercado.

Posteriormente, la resolución CREG 124 de 2013, estableció los criterios de selección del gestor del mercado y las condiciones específicas de la prestación del servicio. Mediante la Resolución CREG 150 de 2013 se dio inicio al proceso de selección.

3.2.2. Tarifas

Recientemente, mediante las Resoluciones CREG 137 y 138⁵ de 2013, se establecieron las nuevas fórmulas tarifarias para usuarios regulados.

Fórmula tarifaria

⁵ Para áreas de servicio exclusivo.

Cargo variable:

$$CUv = (G + T)/(1-\rho) + D*f + Cv + Cc$$

Cargo fijo:

$$CUf = Cf$$

Donde:

Componente	Definición
G	<p>Costo promedio unitario de las compras de gas natural, \$/m3.</p> <p>Mediante la Res. CREG 088 de 2013 se liberó de manera general el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte.</p>
T	<p>Costo promedio unitario del transporte, \$/m3.</p> <p>Se determina según los criterios generales establecidos en la resolución CREG 126 de 2010.</p>
ρ	<p>Pérdidas reconocidas, determinado con base en Resolución CREG 067 de 1995.</p>
D	<p>Costo uso del sistema de distribución, no incluye conexión al usuario final, \$/m3.</p> <p>El aprobado para el mercado relevante de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003. Lo anterior mientras se aprueba la nueva metodología.</p>
f	<p>Factor multiplicador de poder calorífico.</p>
Cv	<p>Componente variable del costo de comercialización, \$/m3.</p> <p>El aprobado para el mercado relevante de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.</p>
Cc	<p>Costo unitario de confiabilidad. Igual a 0 hasta que la CREG lo defina.</p>

Otros cargos regulados

Adicionalmente, y siguiendo lo ordenado por el Decreto 2100 de 2011, la CREG ha definido las metodologías de cálculo para los siguientes costos:

Costo	Resolución
Costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar, CODE: CODE = $P_{exp} + C_{comp}$ <ul style="list-style-type: none">• P_{exp}: precio exportación, US\$/MBTU• C_{comp}: costo de compensaciones pactado en el contrato, US\$/MBTU	Resolución CREG 041 de 2013
Ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad.	Resolución CREG 062 y 152 de 2013

3.2.3. Confiabilidad

El Decreto 2100 de 2011 ordenó a la CREG establecer los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijar las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.

A este respecto la CREG ha realizado varios estudios, documentos y resoluciones de consulta donde exponía criterios de confiabilidad (Resolución CREG 054 de 2012).

Finalmente se expidieron las Resoluciones CREG 062 y 152 de 2013, con el fin de establecer un ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad. La inversión en confiabilidad de la demanda térmica se consideró viable por cuanto los beneficios superaban los costos. Lo anterior comparando la alternativa de suministro con GNI con otros combustibles sustitutos (GLP). Sin embargo para el caso de la demanda no térmica, resultó menos costoso un mercado de cortes. El Ministerio de Minas y Energía definirá los lineamientos de política que soporten dicho mercado de cortes.

Adicionalmente, las Resoluciones CREG 137 y 138 de 2013, incluyeron dentro de la fórmula tarifaria del servicio público domiciliario de gas, el cargo por confiabilidad, el cual será igual a cero hasta tanto la CREG no lo defina.

4. Proyecciones de precios de gas natural

Se presentan a continuación las consideraciones y resultados de la última proyección oficial de precios de la UPME llevada a cabo en marzo de 2013 y al final del capítulo se presenta una actualización preliminar del precio a diciembre de 2013.

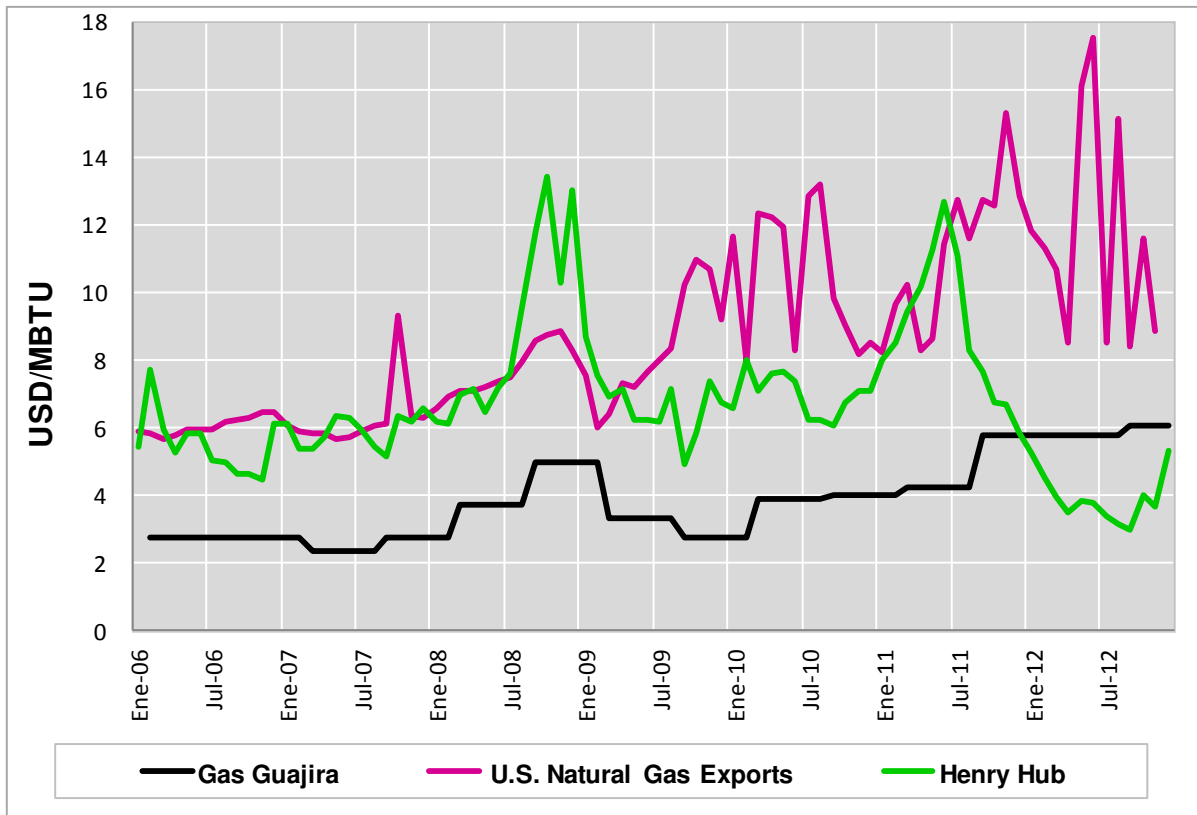
Los supuestos considerados en la proyección llevada a cabo en marzo de 2013 fueron los siguientes:

- a) Precio regulado, Resolución CREG 119 de 2005, 187 de 2010 y 199 de 2011, desde enero de 2013 hasta diciembre de 2013.
- b) Liberalización precio del gas natural en boca de pozo en el campo Guajira a partir de enero de 2014.
- c) Entrada de planta de regasificación a partir de septiembre de 2018.
- d) Precio de referencia Henry Hub y punto probable de incorporación la Costa Atlántica.

4.1. Precio del gas Guajira

A partir de la promulgación de la Resolución CREG 097 de 2012, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de Resolución “Por la cual se libera el precio para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte”, y considerando la posibilidad de liberación del precio del gas natural de Guajira desde el 1 de enero de 2014, la comercialización del gas natural se efectuará con reglas diferentes a las que actualmente rigen; por ello y buscando la mejor correlación entre precios se evaluó el comportamiento del precio regulado comparado con la serie histórica del Henry Hub y el índice “U.S Natural Gas Exports” .

Lo anterior, en atención a que probablemente al liberarse el precio en el campo de Guajira, éste tienda a referentes internacionales de carácter regional. La gráfica siguiente muestra el comportamiento de los precios de gas natural en Estados Unidos y el precio regulado del campo Guajira.



Gráfica 11. Evolución Comportamiento de Precios Gas Natural

Fuente: ECOPEPETROL, DOE y Cálculos Propios

Es evidente que existe un vínculo reducido entre los precios del gas en la Costa Atlántica colombiana y los precios en Estados Unidos motivado por el esquema de formación de los mismos. Sin embargo, la perspectiva a largo plazo sugiere que los precios internos se aproximarán a los precios de importación de GNL, a causa de los análisis recientes sobre garantía de abastecimiento. En consecuencia, los análisis para la determinación del posible precio del campo Guajira contempló la valoración de distintos escenarios, buscando la mejor referencia para su estimación.

Dado que el precio de esta fuente de producción se encuentra regulado hasta diciembre de 2013, razón por la cual la estimación de corto plazo (12 meses) empleó las resoluciones CREG 187 de 2010 y 199 de 2011 que señalan lo siguiente:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE_{t-1}}}{\overline{INDICE_{t-2}}}$$

Donde:

PMR_t = Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente

(t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

PMR_{t-1} = Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

\overline{INDICE}_{t-1} = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).

\overline{INDICE}_{t-2} = Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).

$INDICE$ = US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% Sulfur fuel oil precio de cierre, según la serie de la publicación Platt's de Estándar & Poor's.

Los resultados de los precios para el año 2013 según la fórmula, se presentan a continuación. Se resalta que el precio del segundo semestre, se estimó utilizando como driver el índice "Residual Fuel No 6 1%" de la serie STEO de enero de 2013 del DOE EIA (Energy Information Agency).

$PMR_{Feb\ 2013} = 5.92\ US\$/MBTU_{2011}$

$PMR_{Ago\ 2013} = 5.77\ US\$/MBTU_{2011}$

Una vez obtenido el punto inicial de la proyección de mediano y largo plazo con resolución mensual, se realizaron los ejercicios bajo distintos enfoques para permitir una amplia gama de escenarios, que pudieran reflejar el proceso de formación de precios de un mercado competitivo de este gas y bajo las nuevas características de "Commodity" que proporciona el GNL.

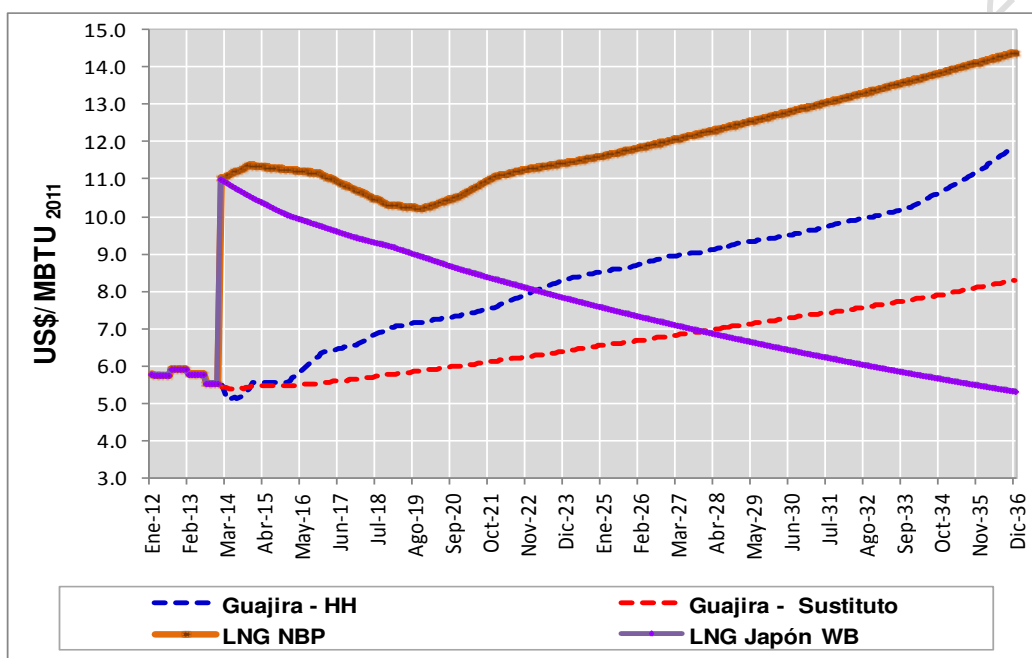
En el primer caso, se tomó el precio Guajira del segundo semestre de 2013 y la estimación se construyó con las tendencias del índice "Henry Hub" del escenario de referencia AEO 2013 y STEO de enero de 2013 del DOE EIA. El cálculo de los escenarios alto y bajo consideró las tendencias de precios de AEO 2012, debido a que el DOE EIA aún no ha publicado la información correspondiente a los escenarios alto y bajo 2013.

En el segundo caso se tomó nuevamente el precio regulado de Guajira del segundo semestre de 2013 y se proyectó con las tendencias del índice "Residual Fuel No 6 1%" del escenario de referencia incluido en AEO 2013 y del STEO de enero de 2013. Igualmente, la construcción los escenarios alto y bajo tomaron en consideración las tendencias de los precios presentados en AEO 2012.

Para el tercer caso se consideró que el precio de Guajira después del 2013 tiende a precios de paridad importación, por lo que fue necesario revisar mercados de

LNG con información disponible como son el NBP⁶ (National Balancing Point o punto hipotético en la red de gas Británica donde se desarrolla el mercado spot) y LNG Japón⁷. La tendencia del precio del mercado de Inglaterra (NBP) es caracterizada por tres momentos: el primero al alza desde el año 2009 y hasta el 2015, el segundo a la baja desde 2015 y hasta 2019 y luego nuevamente al alza pero de manera moderada para el periodo siguiente al año 2020.

La gráfica siguiente presenta la estimación de largo plazo de los escenarios de referencia de los precios Guajira indexados con los diferentes drives.



Gráfica 12. Estimación de Precios de largo Campo Guajira- Escenarios de Referencia

Fuente: DOE, Banco Mundial, Argus y Cálculos Propios

Visto que las tendencias de precios entre el Banco Mundial y las demás fuentes de información consideradas son divergentes, la UPME estimó pertinente tomar como referencia para la proyección, los mercados de Henry Hub, NBP en Inglaterra y el valor del sustituto inmediato (Fuel Oil). El precio del LNG Japón al ser un mercado que responde a otras necesidades se estima que regionalmente no es un referente apropiado para la proyección de los precios colombianos de gas natural.

Bajo esta dinámica, los escenarios de precios de gas seleccionados marcan una tendencia del largo plazo al alza, no solo por seguir al índice Henry Hub, sino por-

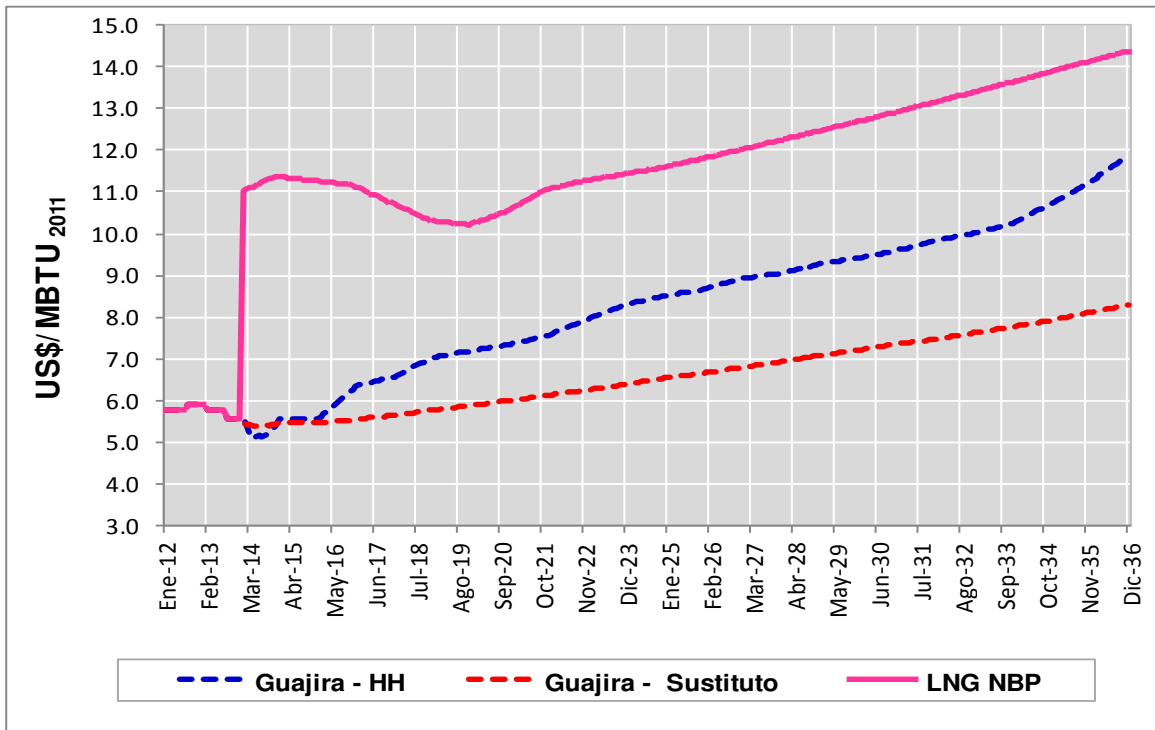
⁶ Argus, Wood Mackenzie

⁷ Banco Mundial

que el precio de LNG denota un incremento sostenido desde el 2019. El escenario de referencia, fluctúa entre la continuidad de la metodología regulada por la CREG para los años 2012 a 2014, de 2014 a 2018 se considera la proyección del precio de Guajira siguiendo el comportamiento del mercado Henry Hub en su escenario base, y a partir del 2018 el mercado seguirá la señales del mercado NBP europeo.

El resultado en el escenario de referencia proyecta una banda de precios en términos constantes de 2011 que oscila entre US\$5/MBTU y US\$12/MBTU, con una tasa de crecimiento promedio año de 2.9% en el horizonte de planeación. Entre tanto, los escenarios bajo y alto se encuentran en un rango de US\$5 /MBTU a US\$14.4/MBTU con tasas de crecimiento interanuales de 1.5% y 4.9% respectivamente. En el corto plazo, este escenario muestra una disminución del precio en términos reales, situación que se revierte a mediano plazo, mostrando luego un crecimiento continuo hasta los US\$12 /MBTU al final del periodo de estimación.

El escenario bajo, corresponde al comportamiento del Henry Hub puesto en puerto colombiano para el periodo 2014 a 2036, los años anteriores al 2014 se estiman considerando la metodología del precio regulado con el escenario base del Fuel Oil. El escenario alto se construyó aplicando metodología de precio regulado hasta agosto diciembre 2013 luego sigue el escenario alto de Fuel Oil hasta el 2014 y en el largo plazo el precio sigue la tendencia del precio marcador NBP de Inglaterra. Ver Gráfica siguiente.



Gráfica 13. Escenarios de Precios del Campo Guajira

Fuente: DOE, Argus, Agentes y Cálculos Propios

4.2. Precio del Gas Cusiana

El precio en boca de pozo del gas de Cusiana es libre desde que su capacidad de producción superó los 180 MPCD, situación que se dio en junio de 2006; de conformidad con lo establecido en el artículo 1 de la Resolución CREG 119 de 2005. En consecuencia, para determinar los precios futuros de mediano y largo plazo se realizaba un análisis aplicando la metodología “*Netback*” con el propósito de establecer la competitividad del precio del gas Cusiana en relación con el de Guajira, en un punto determinado del sistema.

Con dicha metodología se venía proyectando los precios de gas en boca de pozo de Cusiana y para calcular el precio final en planta de generación se le adicionaban los costos de transporte correspondientes desde el campo Cusiana.

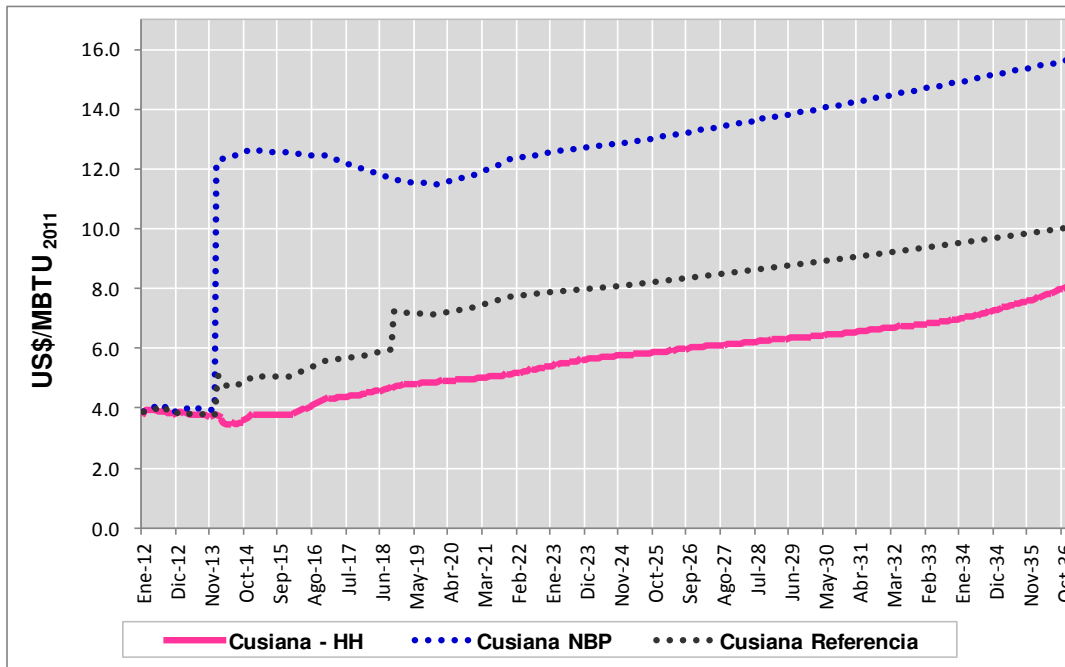
Sin embargo, la promulgación por parte del Ministerio de Minas y Energía del marco normativo que definió los mecanismos para promover el abastecimiento pleno de gas natural en el país, permitió la publicación de la Resolución CREG 118 de 2011 donde se estipuló el marco de comercialización de gas de corto plazo y se definió el esquema de subastas para la comercialización del gas proveniente de campos no regulados.

Los resultados de las negociaciones desarrolladas a finales del 2011 para la venta del gas de Cusiana y Cupiagua (2012 y 2013), mostraron precios a la entrada del sistema nacional de transporte con tendencia a la baja, fluctuando entre los US\$2.7294/MBTU para la demanda no regulada y los US\$3.9645/MBTU para la demanda regulada.

A partir de los resultados obtenidos en la subasta de 2011 se proyectaron los precios de gas del campo Cusiana, considerando que las dos grandes fuentes de abastecimiento compiten entre sí. Una vez estimados los precios de mediano y largo plazo del campo Guajira se realizó análisis “*Netback*” para realizar las proyecciones de Cusiana con punto de referencia Vasconia y pareja de cargos 50-50, en aquellos tramos asociados a estos puntos de inyección al sistema.

De esta manera se considera la señal de precio de paridad de importación por la posible instalación de la planta de regasificación en la Costa Atlántica y punto de arbitraje en Vasconia, suponiendo que en dicho punto el precio de Cusiana no puede ser superior al precio del gas de la Guajira. La gráfica siguiente presenta la estimación del precio en tres escenarios, los que guardan analogía con los calculados para el gas de la Costa Atlántica, dado que se espera una competencia gas-gas entre las fuentes provenientes de la Costa Atlántica(importación o nacional) y las del interior, las cuales atenderán la demanda del país.

El escenario bajo corresponde al precio más alto de Cusiana alcanzado en la subasta y luego indexado con las tendencias de Henry Hub de AEO 2013 y del STEO de enero de 2013. La tasa de crecimiento media anual en este escenario es de 3.1% pasando de US\$ 3.85 /MBTU en 2013 a US\$ 8.1 /MBTU 2036, en términos reales de 2011. En el corto plazo la proyección presenta una pequeña disminución y luego crece de manera sostenida.



Gráfica 14. Escenario de Precios del Campo Cusiana

Fuente: DOE, Agentes, Argus y. Cálculos Propios

El escenario de referencia se construyó de forma similar al escenario bajo adicionado con la aplicación de la metodología “Netback”. Es decir; precios de la subasta indexados con Henry Hub desde 2014, y a partir de 2018 precio paridad de importación Costa Atlántica, complementado por la competencia con el precio en Guajira en el punto de Vasconia durante todo el horizonte de evaluación. La tasa de crecimiento promedio año es 4.6% y varía entre US\$3.85/MBTU en 2013 a US\$10.1/MBTU en 2036.

El escenario alto de Cusiana se construye teniendo en cuenta el precio de Guajira que considera como referencia el NBP, lo anterior busca seguir la señal de precio de paridad de importación y la competencia gas - gas de los campos del país. Adicionalmente, se realiza un análisis “Netback” con punto de referencia Vasconia. Así, la tendencia de este escenario es la misma del precio NBP que se espera descienda hasta mediados del año 2020 y a partir de este año crezca de manera continua para el resto del periodo de análisis. Esta metodología permite reflejar el costo de oportunidad respecto del mercado internacional y del lugar de competencia frente al Guajira.

La estimación en este escenario fluctúa en un máximo de US\$ 15.9 /MBTU y un mínimo de US\$ 3.85 /MBTU, en términos reales de 2011.

4.3. Tarifas de Transporte

Para determinar el precio máximo de transporte por gasoducto, se consideraron las resoluciones vigentes expedidas por la CREG y aplicables a cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y del Interior, al momento de la realización del ejercicio, considerando que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones. Adicionalmente, se supuso una pareja de cargos regulados, cargo fijo / cargo variable, 50% / 50%, durante todo el periodo de proyección.

- TGI: Resoluciones CREG 121 de 2012
- PROMIGAS: Resolución CREG 122 de 2012
- TRANSOCCIDENTE: Resolución CREG 123 de 2012

Para determinar el costo de transporte del gas de cada planta térmica, se consideraron los puntos de entrada y salida de gas, tomando el menor costo de suministro (boca de pozo más transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta generadora.

Los costos de transporte para cada una de las parejas se indexó de acuerdo al procedimiento definido en la Resolución CREG 126 de 2010 y se utilizó el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).

4.4. Resultados

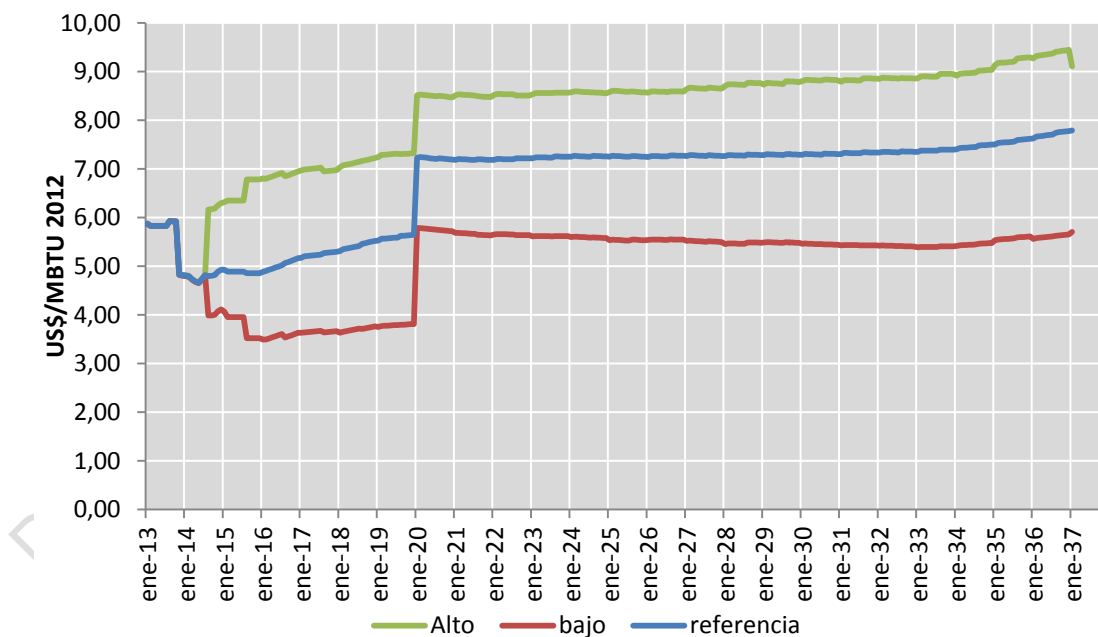
La tabla que se presenta en el Anexo A, muestra los resultados del ejercicio de estimación de precios máximos de gas natural para las plantas de generación térmicas bajo los escenarios de referencia, alto y bajo. En las mismas, se incluyen tanto la Cuota de fomento (3 % de la tarifa de transporte), como el impuesto de transporte (6% de la tarifa de transporte). Los precios de gas natural para las plantas de generación térmicas se encuentran en dólares constantes de diciembre de 2011.

En diciembre de 2013 se viene actualizando la proyección de precios de combustibles en los que se incluyen el Gas Natural usado en la generación térmica.

Los supuestos considerados en las simulaciones preliminares son los siguientes:

- Ejercicio realizado en diciembre de 2013.
- Proyección de precios de Gas Natural de enero de 2014 a diciembre de 2037.
- Precios en US\$ por MBTU Constantes de 2012.
- Tarifas de transporte por gasoductos Resoluciones CREG vigentes.
- Metodología proyección Net back para la Costa y Net back para Cusiana.
- Entrada de planta de regasificación LNG a partir de enero de 2020.
- Libertad de precios a partir de agosto de 2013.
- Incluye precio de negociación real de excedentes realizada en octubre de 2013.
- En la tarifa de transporte por gasoducto se consideró una pareja de cargos regulados con una combinación 20% fijo y 80% variable.

Los resultados de la proyección de precios se puede observar en la siguiente gráfica:



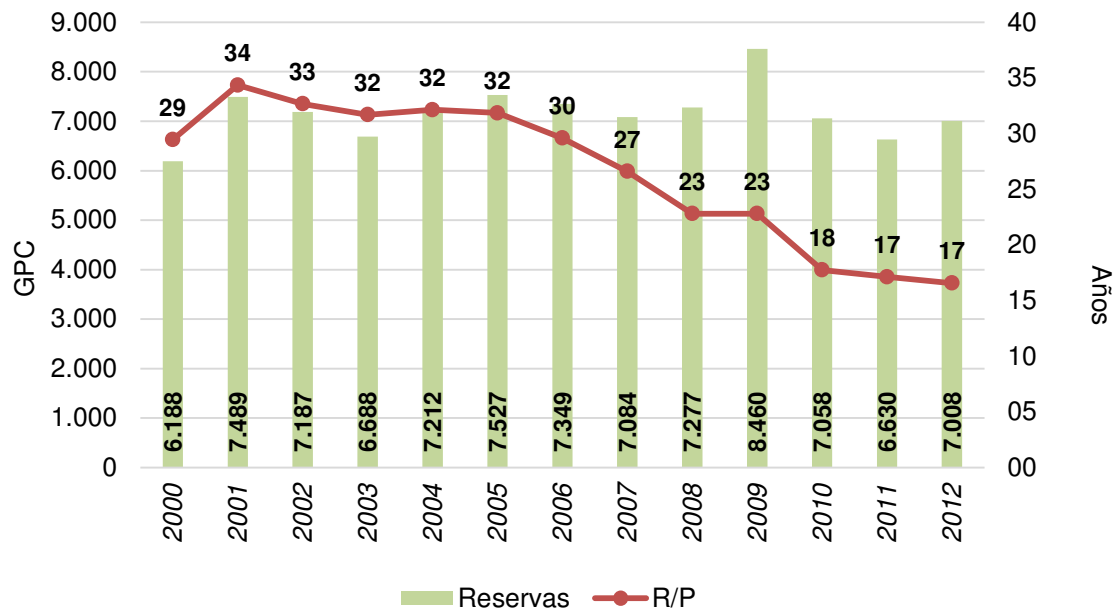
Gráfica 15. Resultado de la proyección de precios de Gas Natural

Fuente: DOE, Agentes, Argus y. Cálculos Propios

5. Oferta de Gas Natural

5.1. Reservas de gas natural

Las reservas totales de gas natural, reportadas por la ANH a diciembre 31 de 2012 alcanzaron los 7,088 GPC, de las cuales 5,727 GPC corresponden a reservas probadas de gas natural, lo cual indica un nivel de reservas estable desde 2000.



Gráfica 16. Resultado de la proyección de precios de Gas Natural

FUENTE: ANH

Es importante notar que el nivel de incorporación neto de reservas de gas natural que fue negativo en 2010 y 2011, pero aumentó significativamente en 2012 con una incorporación neta de 378 Gpc.

Año	Producción	Incorporación	Neto
2010	398	-1,004	-1,402
2011	387	-41	-428
2012	423	801	378
Total	1208	-244	-1452

Tabla 5-1. Incorporación neta de reservas gas natural (GPC)

Fuente: ANH

5.2. Producción de gas natural

La producción de gas natural ha venido aumentando considerablemente, en el 2010 Colombia producía 1,026 MPCD y se espera que en el 2013 llegue a cerca de 1,300 MPCD como resultado de una tasa de crecimiento sostenido de cerca de 6.5% por año. Este crecimiento se presenta luego de varios años de declinación en la oferta de gas. Dadas las estadísticas de producción y reservas, el índice de reservas/producción de gas para el 2012 fue de 14.2 años.

En 2013 más de un 85% de la producción en Colombia (1,099 MPCD) provino de los campos Cusiagua, Cusiana en los Llanos Orientales y Chuchupa en la Guajira. La producción restante (cerca de 196 MPCD), fue aportada por campos menores ubicados tanto en el interior del país como en la costa.

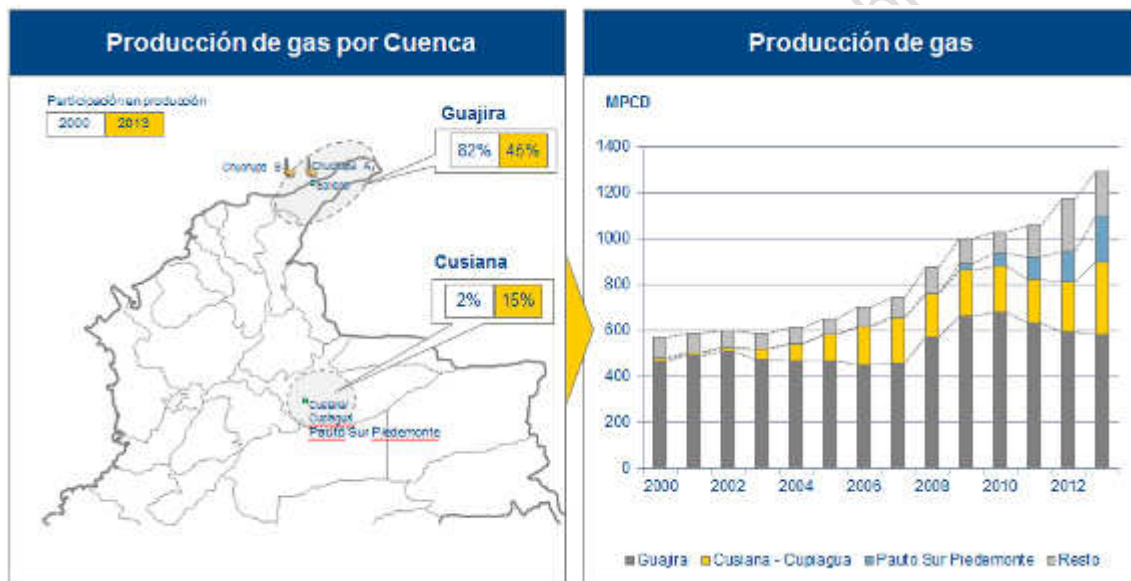


Ilustración 5-1. Producción de gas

Fuente: UPME. Cifras al 2013 proyectadas.

5.3. Declaración de producción de gas natural

La declaración de producción certificada por los agentes y publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 72256 de mayo 30 de 2013, es considerado el escenario base de la oferta, sobre éste se considerarán otros escenarios resultados de la incorporación de reservas probables, posibles y nuevos recursos. Más adelante se explicará la metodología de definición de otros escenarios.

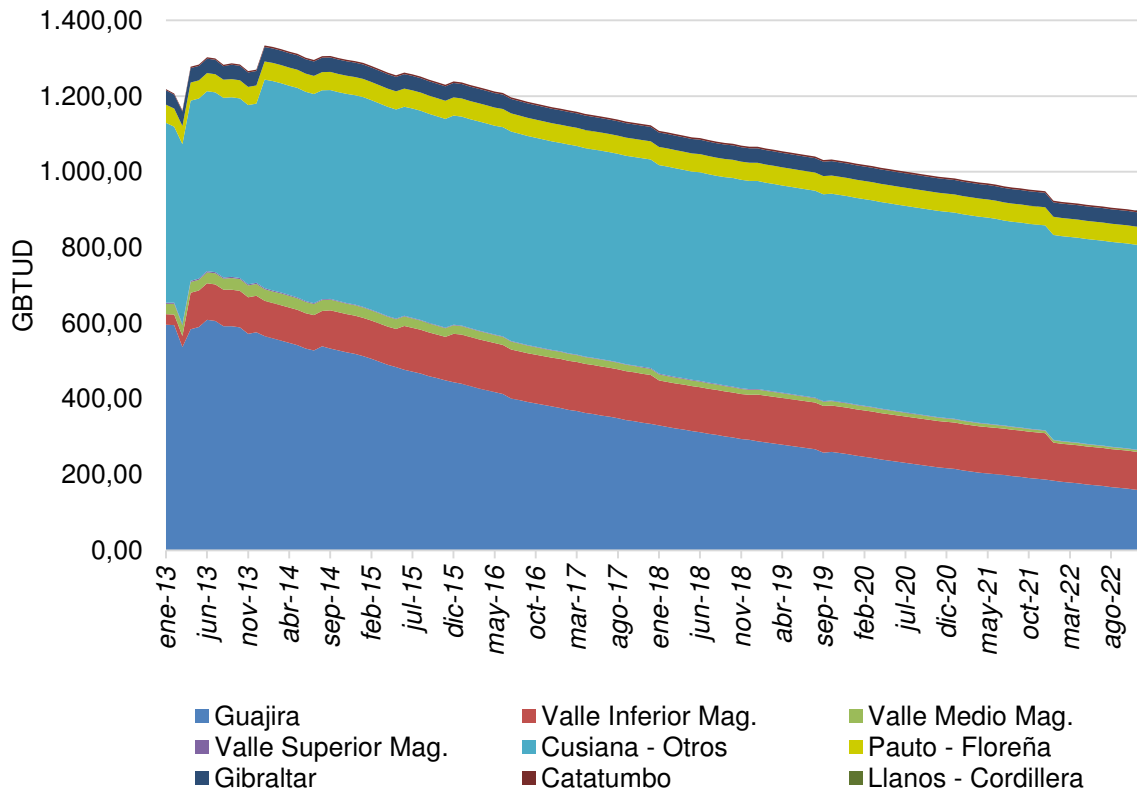
La grafica 6-1 muestra la oferta disponible, que se encuentra agrupada así: Guajira, Valle Inferior Magdalena, Valle Medio Magdalena, Valle Superior Magdalena, Cusiana – Cusiagua, Pauto – Floreña, Catatumbo, Llanos – Cordillera, Caguán –

Putumayo y Cesar – Ranchería. Lo anterior atendiendo conformación de regiones que facilita la realización de un balance desagregado cuando ello se requiera.

Es de anotar que la información correspondiente a Cusiana y Cupiagua, incluye los campos de Apiay y Rancho Hermoso. Las regiones de Llanos – Cordillera, Caguán – Putumayo y Cesar – Ranchería reportaron valores de cero en su declaración de producción.

En promedio, la disponibilidad total de gas natural en el año 2013 es de 1,260 GBTUD, concentrándose la mayor oferta en los campos de Guajira con un 46.4% del total nacional, seguido de Cusiana – Cupiagua que aporta el 37.5%. Al final del periodo de análisis, año 2022, la relación de oferta se transforma y los campos de Guajira contribuyen con el 18.5% del total en tanto que Cusiana y Cupiagua registran una participación de 59.5%. Los campos de Pauto – Floreña, Gibraltar y Valle Inferior mantienen un aporte constante a lo largo del análisis, mientras que Valle Medio declina.

Se observa que la máxima producción nacional se alcanzaría en febrero de 2014 con 1,335 GBTUD y finalizando con aproximadamente 900 GBTUD en diciembre de 2022.



Gráfica 17. Declaración de producción de gas natural.

Fuente: Minminas 2013

5.4. Escenarios de incorporación de reservas de gas natural

Metodología para la definición de escenarios

El uso de escenarios es una técnica comúnmente utilizada para los efectos de planificación y desarrollo de estrategias sectoriales en ambientes de alta incertidumbre y donde se requiere hacer consideraciones de largo plazo (más de 5 años, por ejemplo) tomando en cuenta la maduración de los proyectos:

- **Los escenarios son posibilidades alrededor de las cuales una organización puede evaluar aspectos estratégicos y operativos; no son proyecciones ni predicciones.**
- **No es necesario decidir si un escenario es el correcto; la búsqueda de escenarios posibles es más importante y añade mayor valor a la organización.**

- **Los escenarios son construidos con base en variables que influyen el desarrollo de un ambiente futuro específico.**

Para la definición de los escenarios, en primer lugar se identifican las variables que con mayor fuerza afectan el futuro del sector hidrocarburífero en Colombia y que al mismo tiempo, presentan un alto grado de incertidumbre. Se incluyen en el análisis variables internas como externas al sector energético.



Ilustración 5-2. Identificación de variables

Fuente: UPME 2013

Como segundo paso, se distribuyen las variables en una matriz de nivel de impacto e incertidumbre para visualizar cuáles son las más importantes para la definición de escenarios.

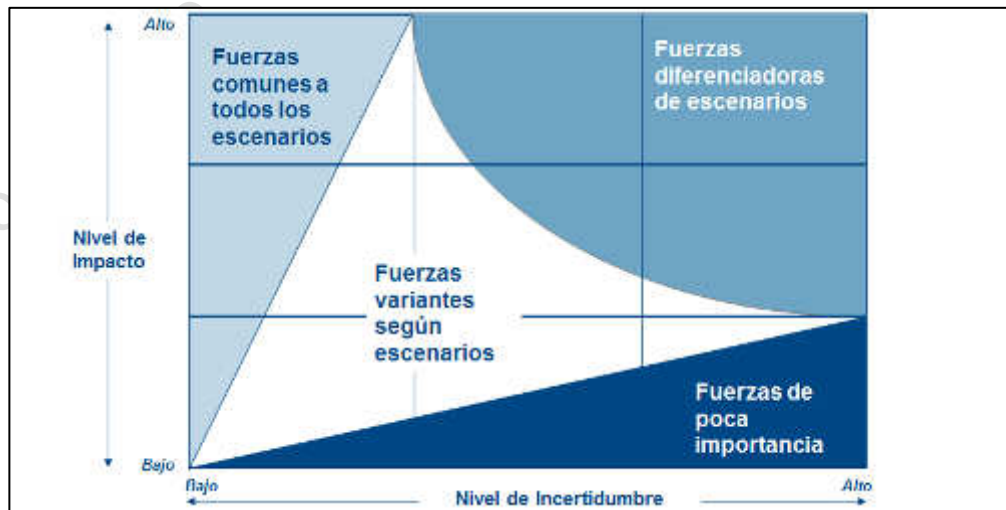


Ilustración 5-3. Matriz de impacto-incertidumbre

A partir de la selección de las variables críticas, se identifica para cada una de ellas, los principales estadios futuros posibles (por lo general tres o cuatro), mutuamente excluyentes y colectivamente exhaustivos, y se les asigna a cada uno de ellos probabilidades de ocurrencia.

Precio del crudo	Factor de recobro
Posibles estadios finales			
X 10	X 10	X 00	X 00
X 40	X 10	X 00	X 00
X 30	X 40	X 00	X 00
X 20	X 40	X 00	X 00

Ilustración 5-4. Estadios finales para las variables críticas

Fuente: UPME 2013

El siguiente paso es la construcción de los escenarios mediante la combinación de estadios determinados para cada una de las variables críticas del análisis.

Escenario A <i>Ilustrativo</i>							
Variables Críticas	Precios del Crudo	Hallazgos convencionales	Crudos pesados	Gas offshore	Recursos no convencionales	Factor de recobro	Factores socio-ambientales
Posibles Estadios	Elevados > 100 \$/Bbl	Fricaso exploratorio	Fricaso exploratorio	Fricaso exploratorio	Fricaso exploratorio	20%	Poco cambio
	Intermedios 80 a 100 \$/Bbl	Descubrimientos modestos	Descubrimientos modestos	Descubrimientos modestos	Descubrimientos modestos	27%	Avances graduales
	Moderados < 80 \$/Bbl	Nuevo Cuziana	Nuevo Rubiales	Gran potencial en Costa Atlántica	Gran potencial	29%	Obsolescencia de hidrocarburos

Ilustración 5-5. Construcción de escenarios

Fuente: UPME 2013

Por consenso se selecciona un conjunto de tres o cuatro escenarios representativos, por ejemplo:

- **Más probable:** se eligen los estadios de mayor probabilidad.
- **Más favorable:** se eligen los estadios más favorables para el sector energético.
- **Más adverso:** se eligen los estadios negativos para el sector energético.

La construcción de los escenarios se realiza garantizando la consistencia entre las distintas variables y sus estadios respectivos.



Ilustración 5-6. Escenarios representativos

Fuente: UPME 2013

A partir de la definición de los escenarios se pueden comenzar a visualizar una serie de distintas orientaciones de política energética que favorezcan los incrementos de producción e incorporación de reservas en Colombia.

Los escenarios actualmente se encuentran definidos para consideración del Ministerio de Minas y Energía, antes de su publicación. Los resultados del balance oferta-demanda presentados en éste documento se determinan con la declaración de producción de gas natural; es de aclarar que en el documento final se incluirán los escenarios definidos con la metodología descrita anteriormente.

6. Proyección de demanda de gas natural

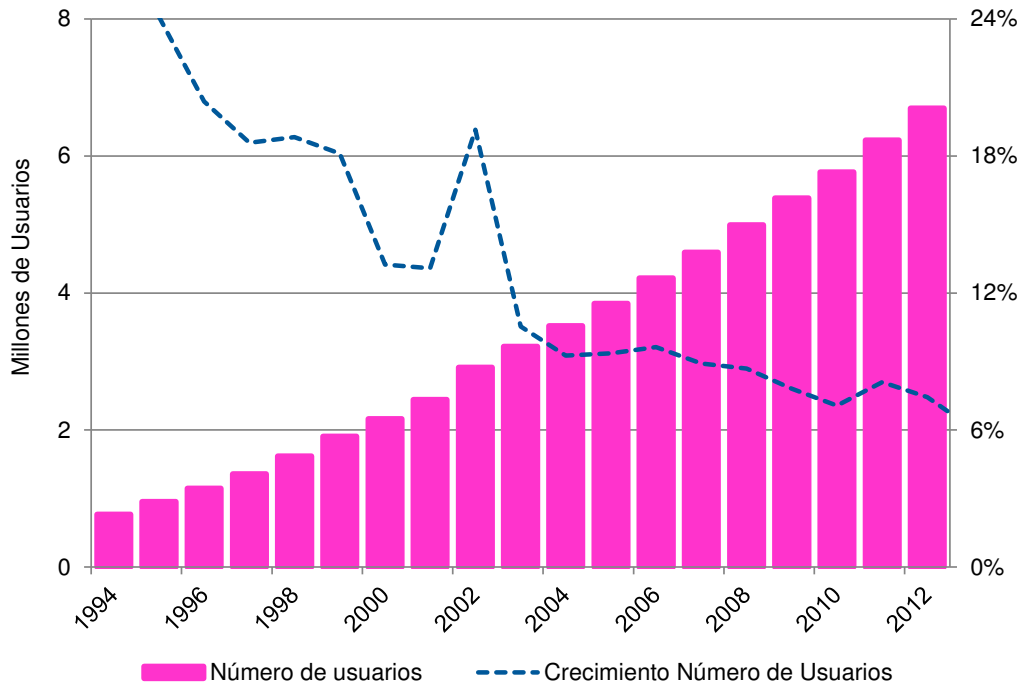
6.1. Antecedentes

En el presente capítulo se encuentra la más reciente versión de la proyección de demanda de gas natural para los sectores doméstico, industrial, vehicular y termoeléctrico, petrolero y petroquímico realizada por la Unidad, así como la proyección suministrada por otros agentes.

Para el desarrollo de este ejercicio, se recurrió a los insumos más actualizados disponibles como las series históricas y la proyección de población publicada por el DANE, las series históricas y proyecciones macroeconómicas de entidades como el MHCP, DNP y el Banco de la República, el reporte de usuarios de gas natural que divulga el Ministerio de Minas y Energía, y la información disponible en el sistema información de entidades como el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO-Gas y la firma Concentra.

Hacia marzo de 2013, el país contaba con 6.8 millones de usuarios del servicio de gas natural, distribuidos de la siguiente manera, de los cuales el 98.14% correspondía al sector residencial, 1.80% al terciario y 0.06% a industriales.

A medida que la cobertura del servicio se extiende a más municipios del país, la tasa de expansión de la misma se reduce debido a que en términos generales se incorporan cada vez poblaciones de menos habitantes, de manera que en el año 2012 la expansión se da a una tasa anual de 7.4% (ver Gráfica 6-1). Actualmente, se estima que cerca de un 68% de los hogares colombianos ubicados en las cabeceras municipales cuenta con este servicio, el cual es prestado por 29 empresas distribuidoras.



Gráfica 6-1 Evolución de la cobertura de gas natural en el país

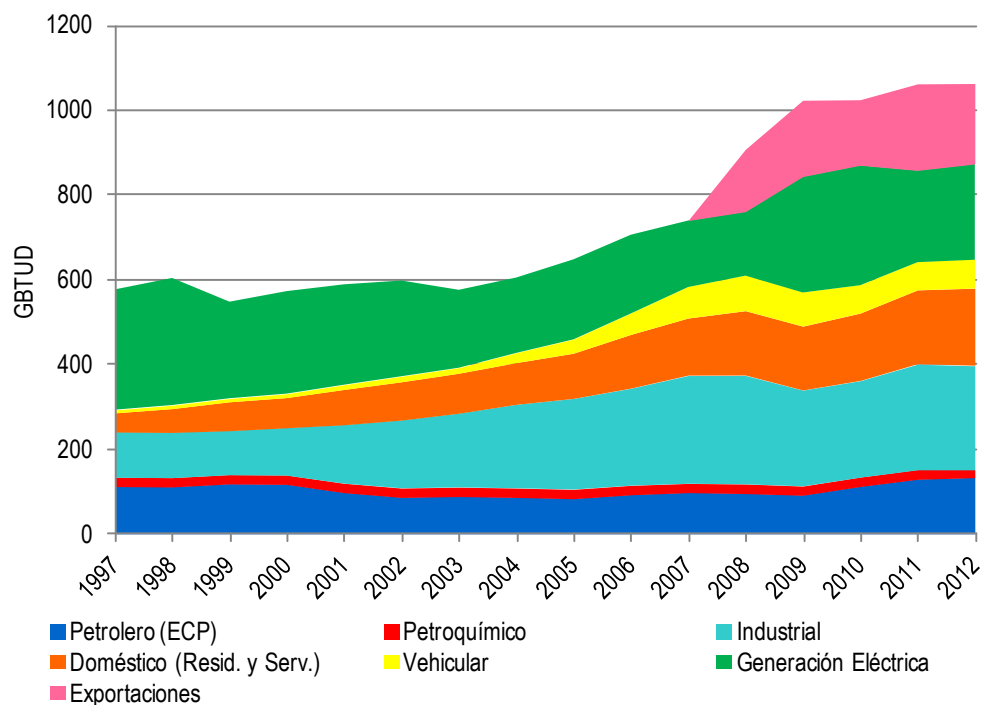
Fuente: Minminas. Cálculos: UPME.

En el año 2012 el consumo interno de gas natural fue en promedio 873 GBTUD y se exportó a un media de 190 GBTUD, para un total de 1063 GBTUD⁸. La distribución sectorial de este consumo se tiene en la siguiente tabla. Así mismo, la evolución sectorial del consumo durante los últimos quince años se muestra en la Gráfica 6-2:

Sector de Consumo	Participación
Industrial	23.4%
Generación Eléctrica	21.3%
Exportaciones	17.9%
Doméstico	17.0%
Petrolero (ECP)	12.3%
Vehicular	6.4%
Petroquímico	1.8%
Total	100.0%

Tabla 6-1. Participación sectorial en el consumo de gas natural nacional, año 2012.

⁸ No incluye el consumo propio del sistema de transporte de gas natural, de cerca de 25GBTUD, promedio.



Gráfica 6-2 Evolución del consumo sectorial de gas natural

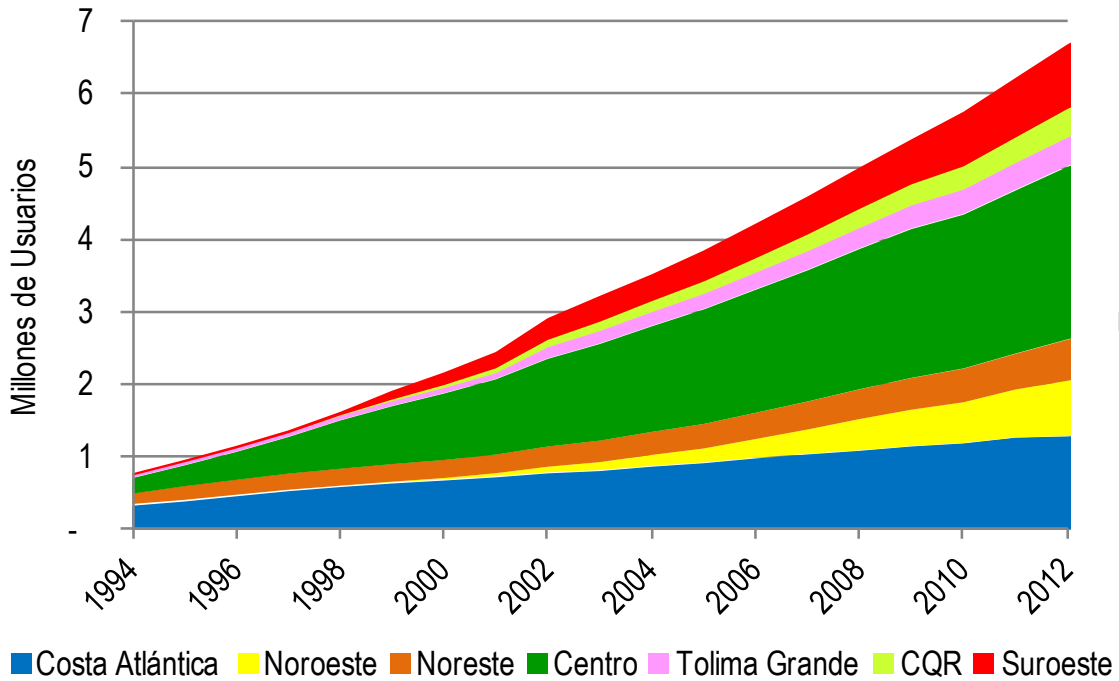
Fuente: Minminas. Cálculos: UPME.

6.2. Demanda de gas natural para el sector doméstico

Hacia marzo de 2013, el país contaba con 6.8 millones de usuarios del servicio de gas natural, distribuidos de la siguiente manera: residenciales: 98.14%, comerciales: 1.80% e industriales: 0.06%. Estos, para propósitos de la proyección, se agrupan por regiones según la siguiente distribución:

Sector de Consumo	Participación
Industrial	23.4%
Generación Eléctrica	21.3%
Exportaciones	17.9%
Doméstico	17.0%
Petrolero (ECP)	12.3%
Vehicular	6.4%
Petroquímico	1.8%
Total	100.0%

Tabla 6-2. Participación sectorial en el consumo de gas natural nacional, año 2012.



Gráfica 6-3 Evolución regional del número de usuarios de gas natural.

Fuente: UPME y MME. Cálculos: UPME

A medida que la cobertura del servicio se extiende a más municipios del país, la tasa de expansión de la misma se reduce. Se estima que hacía marzo de 2013 cerca de un 68% de los hogares colombianos ubicados en las cabeceras municipales cuenta con este servicio, el cual es prestado actualmente por 29 empresas distribuidoras.

Metodología

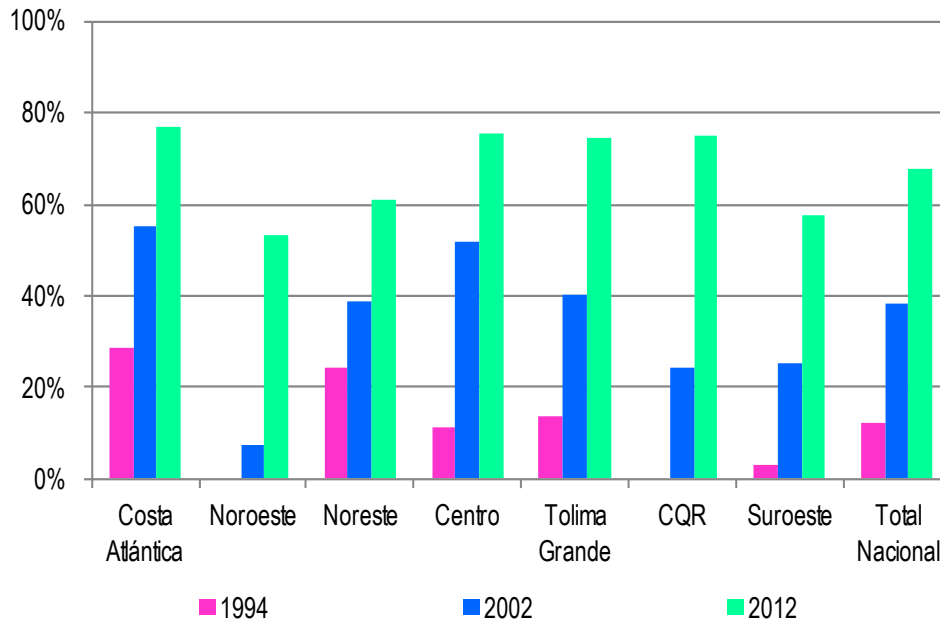
El modelo de proyección de la demanda de gas natural para el sector doméstico se basa en la estimación de la expansión regional de la cobertura del servicio y del consumo específico de los usuarios. El país se divide en siete regiones geográficas según se especifica en la Tabla 6-3.

Región	Departamentos incluidos	Participación en número de usuarios	Participación en la demanda
Costa Atlántica	Atlántico	18.9%	39.6%
	Bolívar		
	Córdoba		
	La Guajira		
	Magdalena		
Sucre			
Noroeste	Antioquia	11.5%	6.1%
	Chocó		
Noreste	Cesar	8.5%	16.6%
	Norte de Santander		
	Santander		
Centro	Boyacá	35.6%	24.3%
	Casanare		
	Cundinamarca		
	Bogotá D.C.		
	Guaviare		
Meta			
Tolima Grande	Caquetá	6.0%	3.7%
	Huila		
	Tolima		
CQR	Caldas	6.1%	2.8%
	Quindío		
	Risaralda		
Suroeste	Cauca	13.3%	6.9%
	Valle del Cauca		
	Nariño		
	Putumayo		

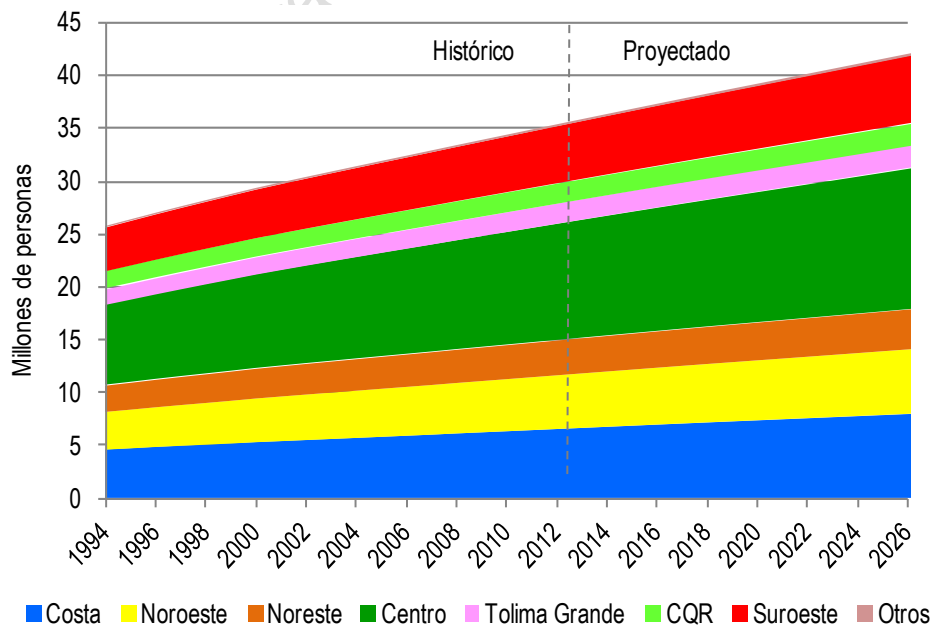
Tabla 6-3. Participación regional en el consumo de gas natural nacional y en el número de usuarios, año 2012.

Respecto al primer elemento, se determina para cada región (según características propias) y año de la proyección una tasa de expansión de la cobertura que depende inversamente del mismo nivel de cobertura logrado (Gráfica 6-4); el valor mínimo de esta tasa corresponde al crecimiento de la población en cabeceras municipales de la región (ver Gráfica 6-5).

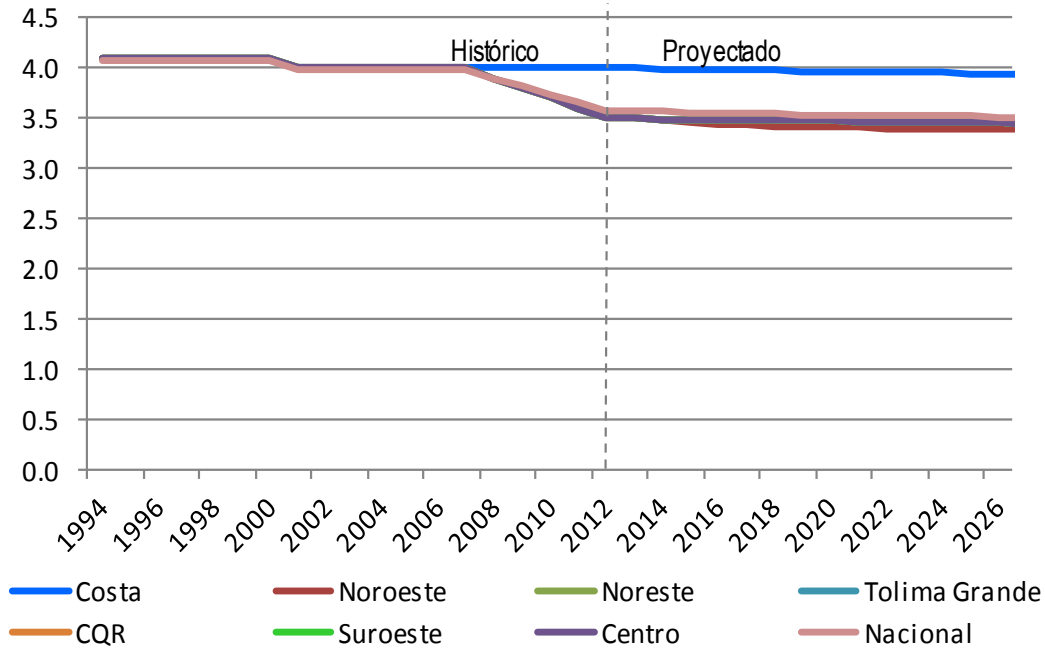
Igualmente, se tiene en cuenta que los usuarios residenciales y terciarios tienen diferentes tasas de crecimiento en cada región y que el crecimiento de los usuarios está afectado por una reducción histórica y previsible del número de habitantes por hogar (Gráfica 6-6).



Gráfica 6-4 Evolución de la cobertura del servicio de gas natural según regiones. Fuente: DANE y UPME. Cálculos: UPME



Gráfica 6-5. Proyección de la población en cabeceras municipales del país, según regiones. Fuente: DANE y UPME. Cálculos: UPME

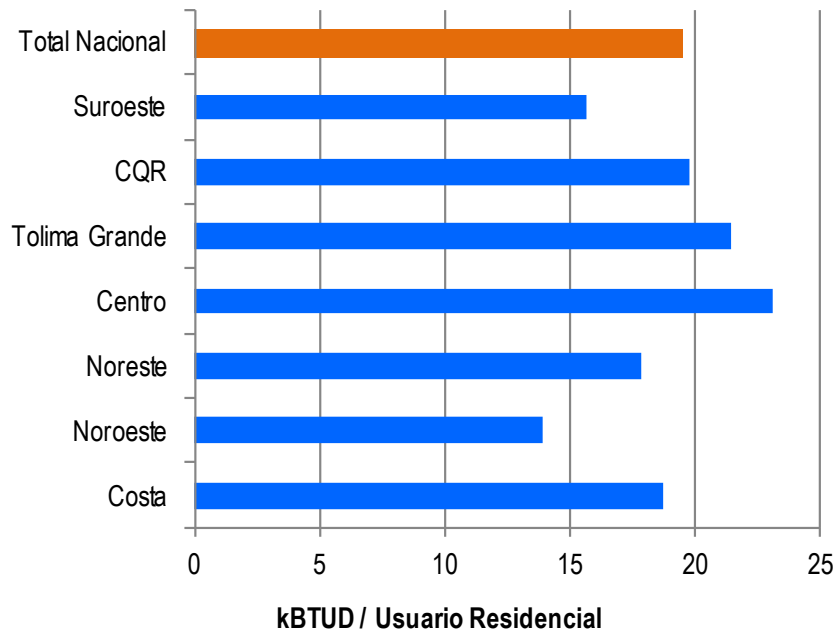


Gráfica 6-6. Proyección del número de habitantes por hogar, según regiones. Fuente: DANE y UPME. Cálculos: UPME

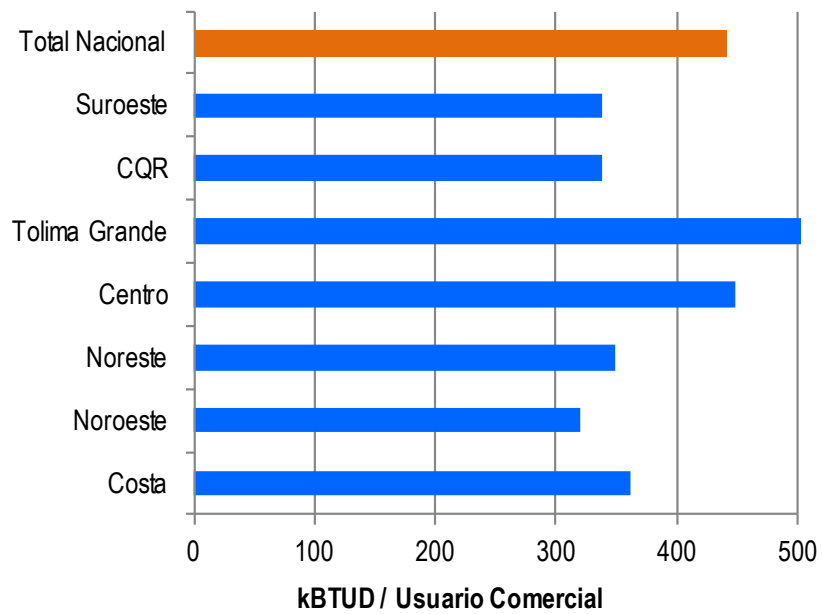
El consumo específico de los usuarios residenciales y terciarios se calcula utilizando la relación entre el consumo sectorial y el número de usuarios del mismo (Gráfica 6-7). Este valor es de una magnitud decreciente en el tiempo debido a la mencionada reducción del número de habitantes por hogar y a menores consumos de los equipos “gasodomésticos” (Gráfica 6-8).

Documento de

-013

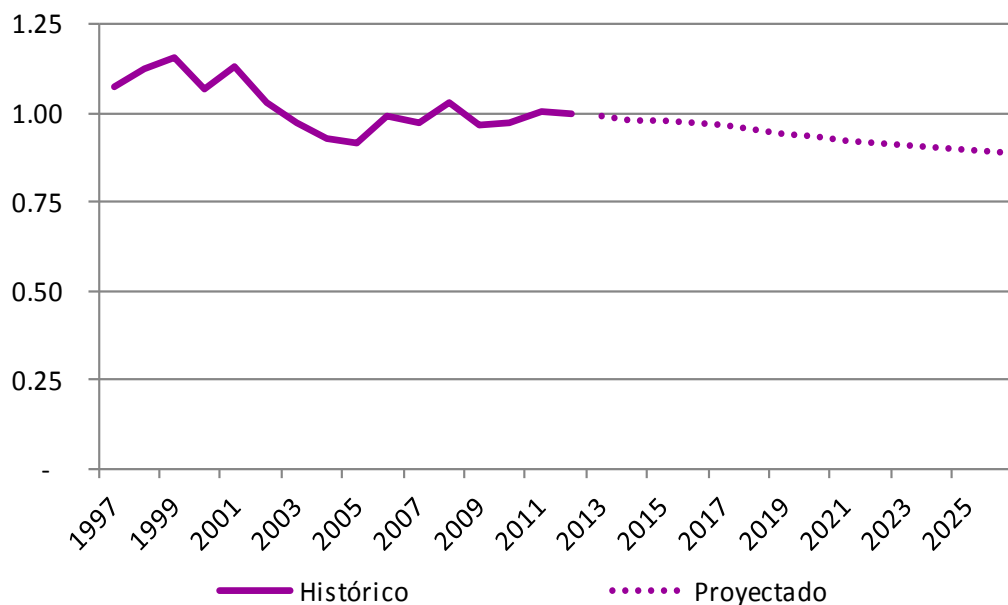


a)-



b)-

Gráfica 6-7. Estimación del consumo específico de los usuarios, según regiones. Fuente: Concentra y Minminas. Cálculos: UPME.



Gráfica 6-8. Evolución relativa del consumo específico de los usuarios.

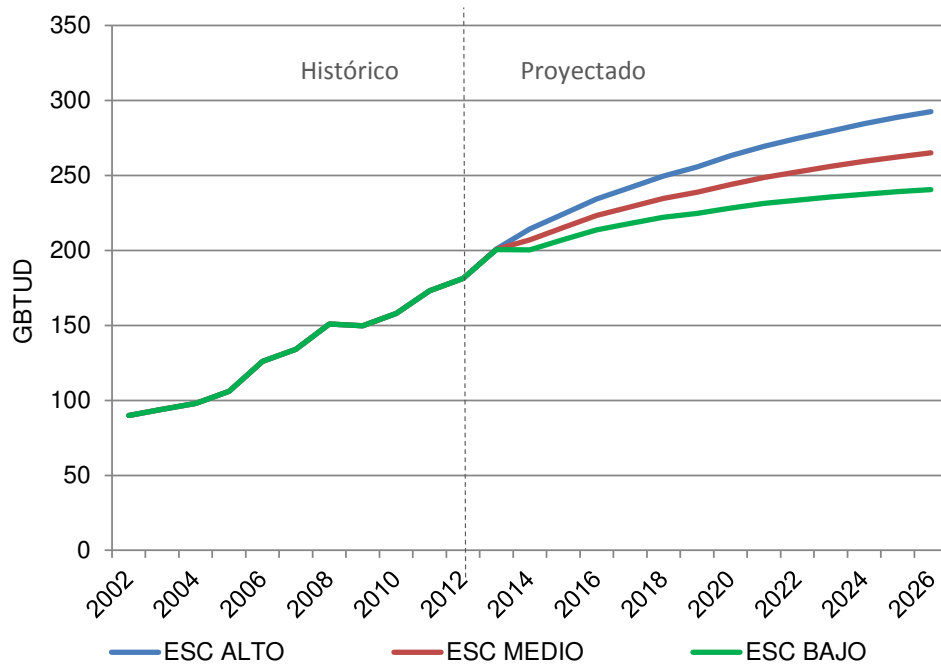
Fuente: Concentra, CNO-Gas y UPME. Cálculos: UPME.

Resultados de la proyección de demanda de gas natural residencial

Se definen tres escenarios de proyección de demanda de gas natural para el sector doméstico a partir de tres posibles metas de expansión de la cobertura del servicio para el año 2026:

- Escenario Alto: 98%
- Escenario Medio: 90%
- Escenario Bajo: 83%

Para estas condiciones, en el escenario medio de proyección se estima un crecimiento promedio anual de la demanda de gas natural del sector doméstico de 3.4%, pasando de 181 GBTUD en el año 2012 a 252 GBTUD en el año 2022. En los escenarios alto y bajo, se estiman para el mismo periodo tasas de crecimiento de 4.2 % y 2,6%, respectivamente (ver Tabla A-2).

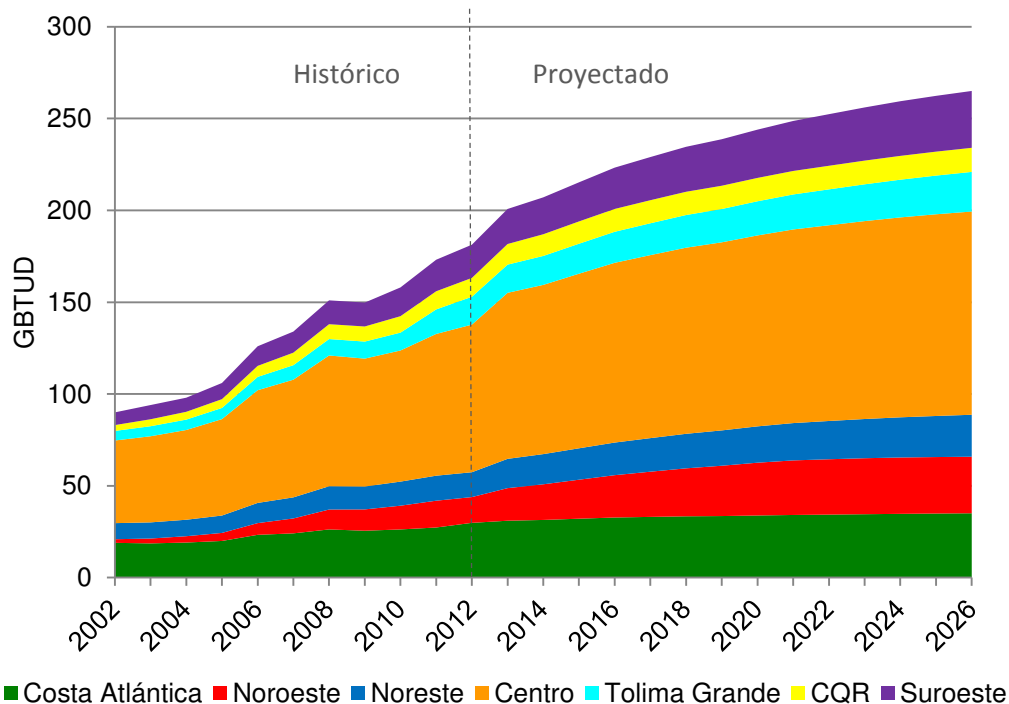


Gráfica 6-9. Escenarios de proyección de demanda nacional de gas natural para el sector doméstico.

A escala regional se prevé que en las regiones donde es relativamente nueva la prestación del servicio de gas natural, aumente la participación del consumo de gas natural doméstico respecto a aquellas con mayor tradición en el mismo:

	2002	2012	2022
Costa Atlántica	21.1%	16.5%	14.2%
Noroeste	2.2%	7.7%	11.3%
Noreste	9.7%	7.5%	7.7%
Centro	50.0%	44.3%	41.2%
Tolima Grande	5.8%	8.4%	8.4%
CQR	3.5%	5.7%	5.3%
Suroeste	7.7%	10.0%	11.9%
	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 6-4. Participación regional en el consumo de gas natural doméstico.



Gráfica 6-10. Proyección regional de demanda de gas natural para el sector doméstico, escenario medio.

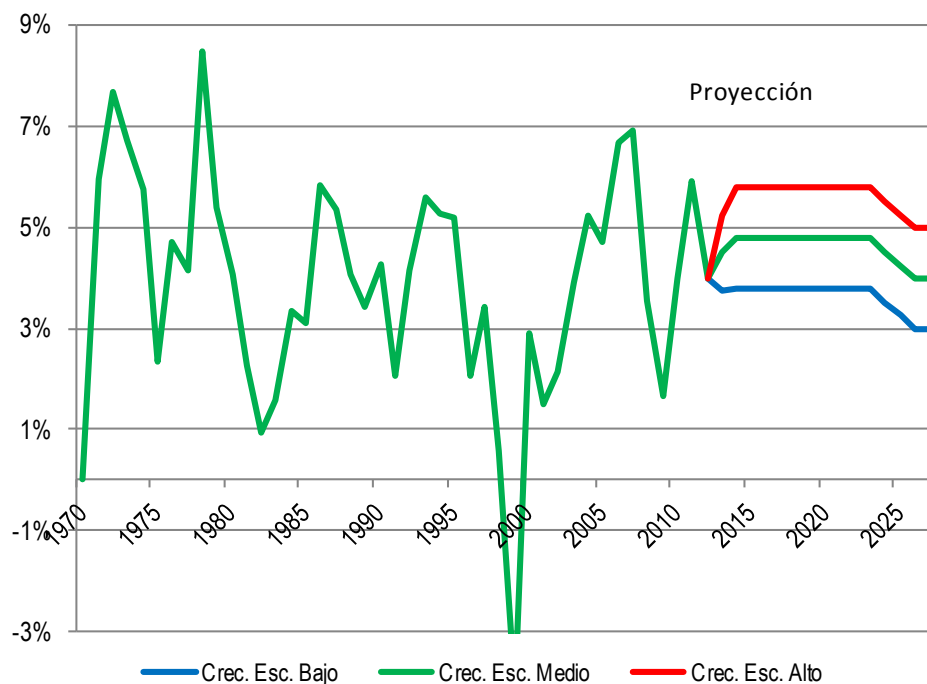
6.3. Demanda de gas natural para el sector industrial

Metodología

Para determinar la demanda futura de gas natural industrial se utilizó un modelo analítico en el módulo *BALANCE* del programa *ENPEP*⁹ que simula y optimiza el comportamiento de los diferentes usuarios industriales en relación a sus decisiones de usar gas natural u otro energético, decisiones que dependen de los precios relativos de los energéticos, preferencias, posibilidades tecnológicas, costos operativos y de inversión.

El resultado de este modelo es el consumo de los diferentes tipos de energéticos en la industria, dependiendo de los efectos de variables crecimiento de la economía y la población, para las cuales se determinan relaciones econométricas

⁹ El programa ENPEP (Energy and Power Evaluation Program) fue desarrollado por CEEESA (Center for Energy, Environmental and Economic Systems Analysis) con apoyo del U.S. DOE (U.S. Department of Energy). Información sobre el programa se encuentra disponible en el sitio Internet www.dis.anl.gov/projects/Enpepwin.html.



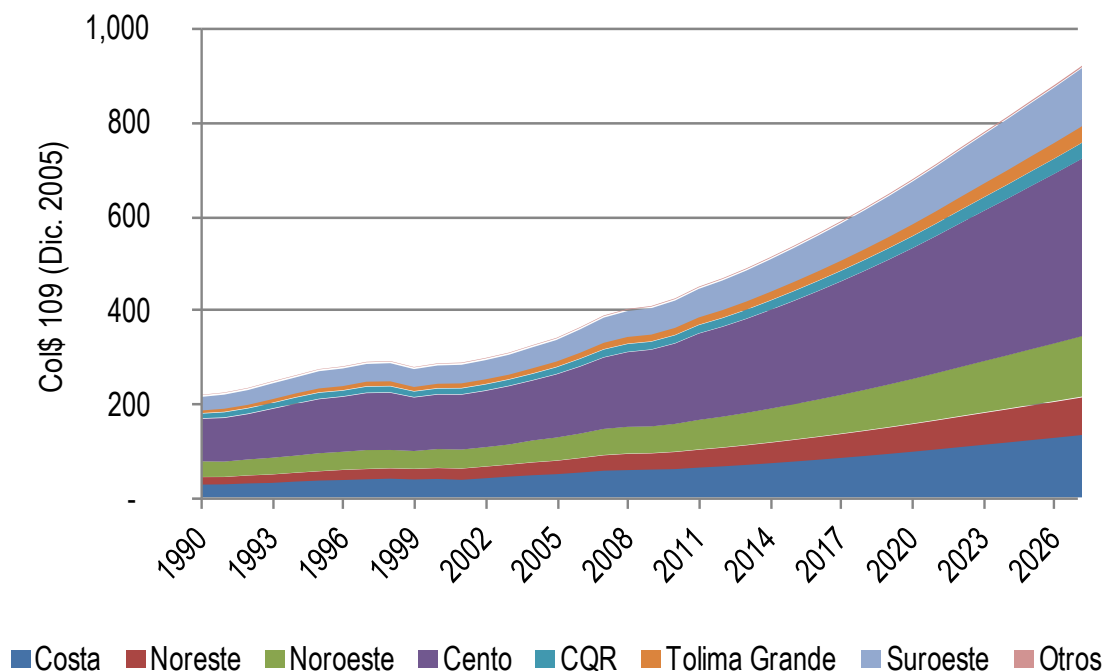
Gráfica 6-12. Proyección de crecimiento del PIB en Colombia

Fuente: MHCP y UPME; Cálculos UPME

Para obtener el crecimiento del PIB regional, se analiza la distribución que ha tenido el producto entre las regiones antes definidas durante las dos últimas décadas, determinándose las tendencias de evolución histórica que se aplican al horizonte de proyección. Para el escenario medio de crecimiento del producto nacional definido anteriormente se presenta la distribución regional, donde el periodo 1990-2012 corresponde a datos históricos y entre los años 2013-2026 constituye la proyección (ver Gráfica 6-13), la cual no presenta cambios significativos según se presenta en la Tabla 6-5.

	1990	2002	2012	2022
Costa Atlántica	13.6%	14.6%	14.7%	14.8%
Noreste	7.3%	8.3%	8.5%	8.7%
Noroeste	15.2%	13.8%	14.0%	14.0%
Centro	41.2%	40.2%	40.9%	41.0%
CQR	4.4%	4.2%	3.8%	3.7%
Tolima Grande	4.7%	4.8%	4.3%	4.0%
Suroeste	13.2%	13.7%	13.5%	13.4%
Otros	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 6-5. Evolución de la distribución regional del PIB en Colombia, histórico y proyectado, escenario medio.

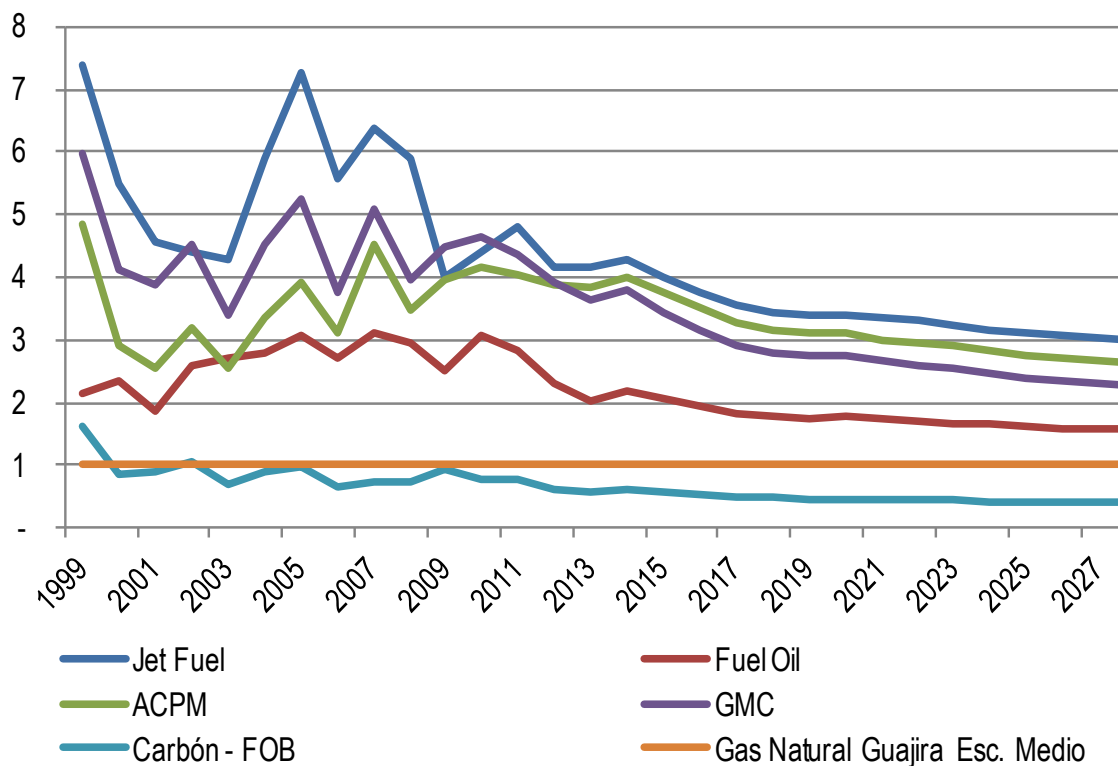


Gráfica 6-13. Distribución regional del PIB en Colombia, histórico y proyectado, escenario medio.

Fuente: MHCP, DANE y UPME; Cálculos UPME

6.6. Precios del gas natural para los usuarios

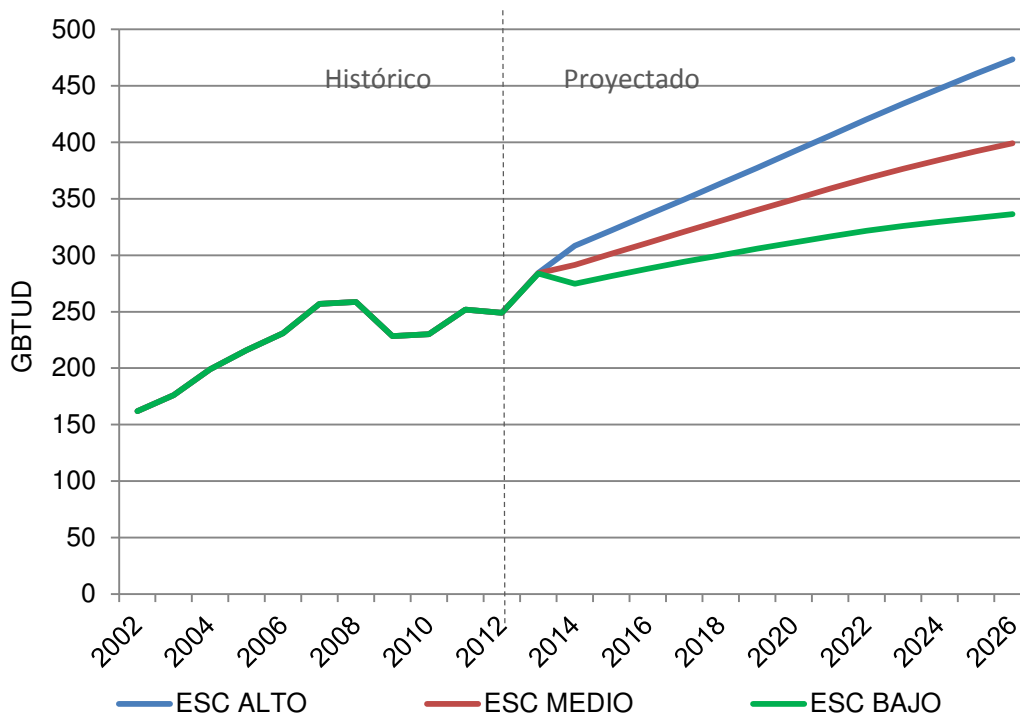
El precio de gas natural para consumidores industriales es igual al precio en “boca de pozo” de gas natural más un cargo por transporte y distribución. A continuación la presenta la proyección de precios relativos de los combustibles utilizada para la proyección de demanda de este sector, en la cual se tiene para el largo plazo una reducción de precio de los posibles sustitutos del gas natural (ver Gráfica 6-14)



Gráfica 6-14. Proyección de precios relativos de los combustibles industriales.

6.7. Resultados de la proyección de gas natural en el sector industrial

A continuación, la Gráfica 6-15 muestra los tres escenarios proyectados de demanda de gas natural para el sector industrial, los cuales proceden de los tres posibles escenarios de crecimiento económico antes referidos. Para estas condiciones, en el escenario medio de proyección se estima un crecimiento promedio anual de la demanda de gas natural del sector doméstico de 4.0%, pasando de 252 GBTUD en el año 2012 a 368 GBTUD en el año 2022. En los escenarios alto y bajo, se estiman para el mismo periodo tasas de crecimiento de 5.4 % y 2,6%, respectivamente (ver Tabla A-3)..

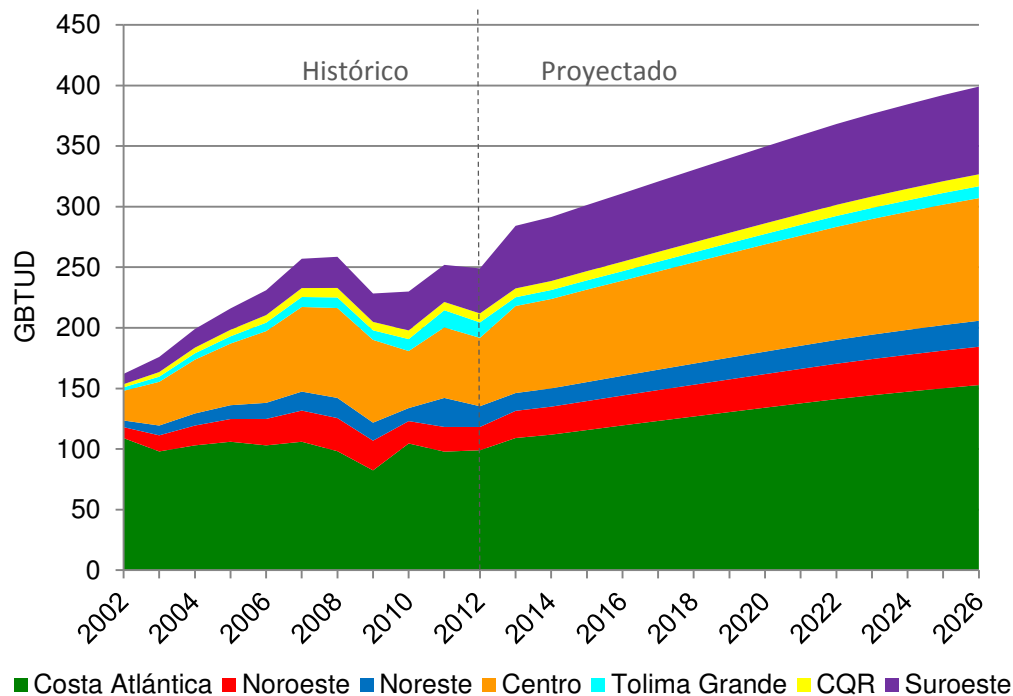


Gráfica 6-15. Escenarios de proyección de demanda nacional de gas natural para el sector industrial.

A escala regional se prevé que la participación de la Costa Atlántica en el consumo de gas natural industrial se reduciría mientras, en consecuencia, las demás regiones lo aumentarían, siguiendo la tendencia histórica que en la Tabla 6-6 se evidencia (ver Gráfica 6-16):

Región	2002	2012	2022
Costa Atlántica	67.3%	39.8%	39.2%
Noroeste	5.6%	7.7%	7.5%
Noreste	3.4%	6.9%	7.2%
Centro	15.1%	22.5%	22.8%
Tolima Grande	1.8%	5.1%	5.1%
CQR	1.6%	3.0%	3.0%
Suroeste	5.2%	14.9%	15.1%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 6-6. Participación regional histórica y proyectada en el consumo de gas natural industrial.



Gráfica 6-16. Proyección de demanda regional de gas natural para el sector industrial, escenario medio

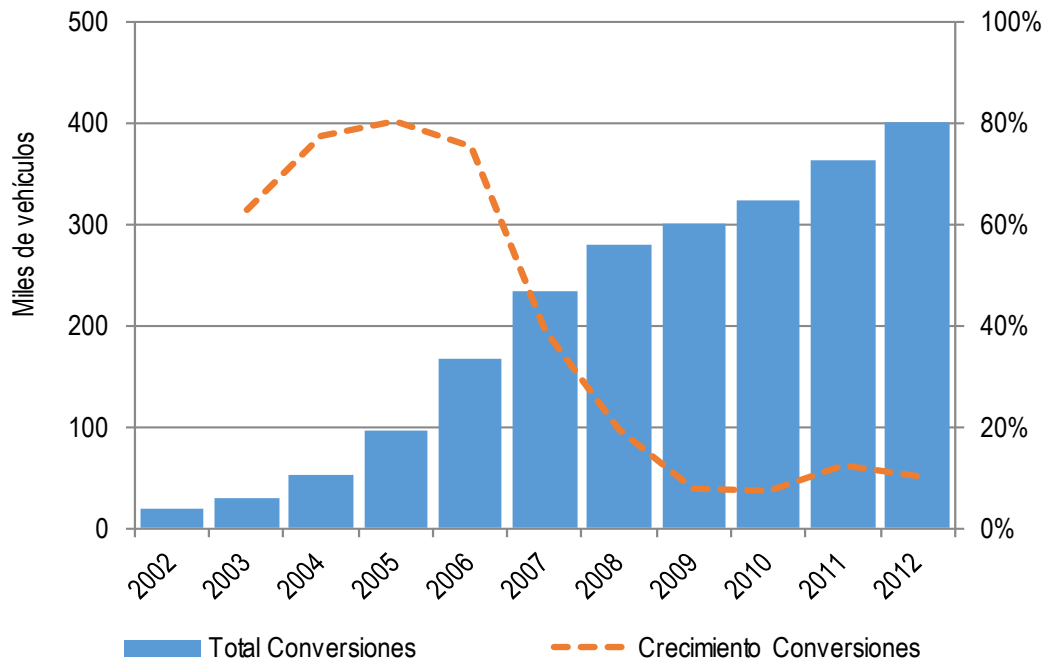
6.8. Demanda de gas natural para el sector vehicular

Metodología

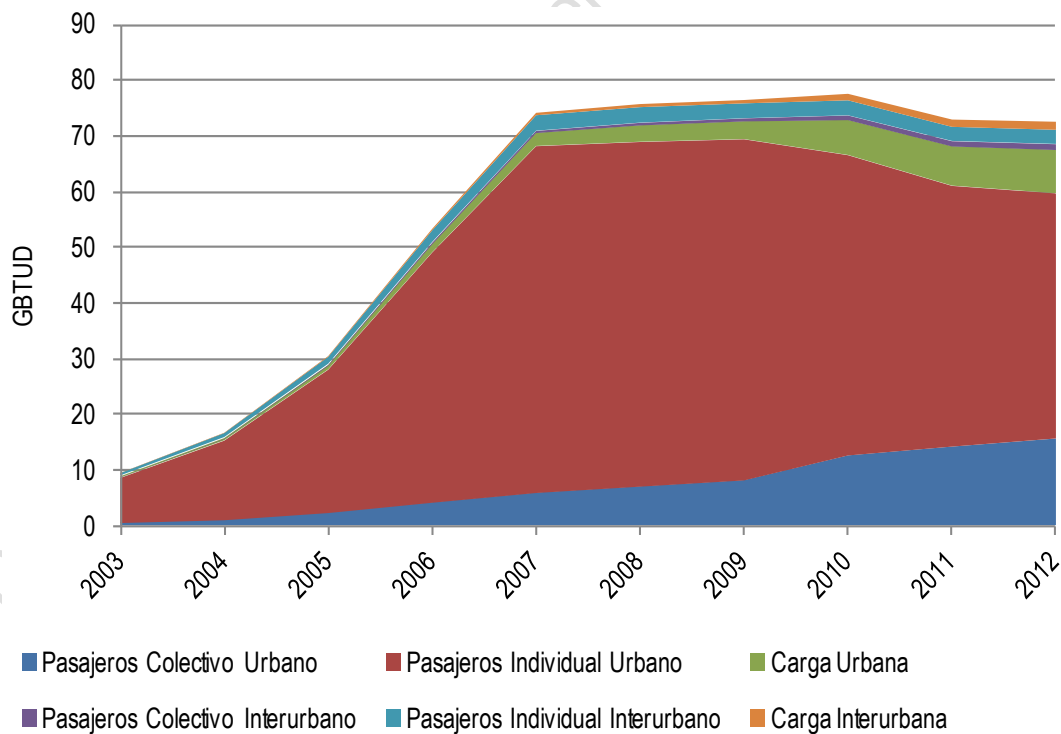
El modelo de proyección de demanda de gas natural para el sector vehicular se basa en la optimización de mínimo costo de las necesidades energéticas del sector transporte colombiano, considerando tres posibles combustibles: gasolina, diesel y GNV. El modelo desagrega en usos y modos/medios el consumo del sector, nacional, considera los costos de inversión y mantenimiento de estos, así como sus características operativas. En el modelo también permite incluir, de manera indirecta, las preferencias de los usuarios, las cuales afectan significativamente las decisiones basadas en precio de los usuarios (ver Gráfica 6-17).

Se establecen tres escenarios de proyección:

- Medio: Política de promoción parcial del gas natural para transporte colectivo de pasajeros urbanos, de manera que hacia 2026 cerca del 15% de éste use GNV.

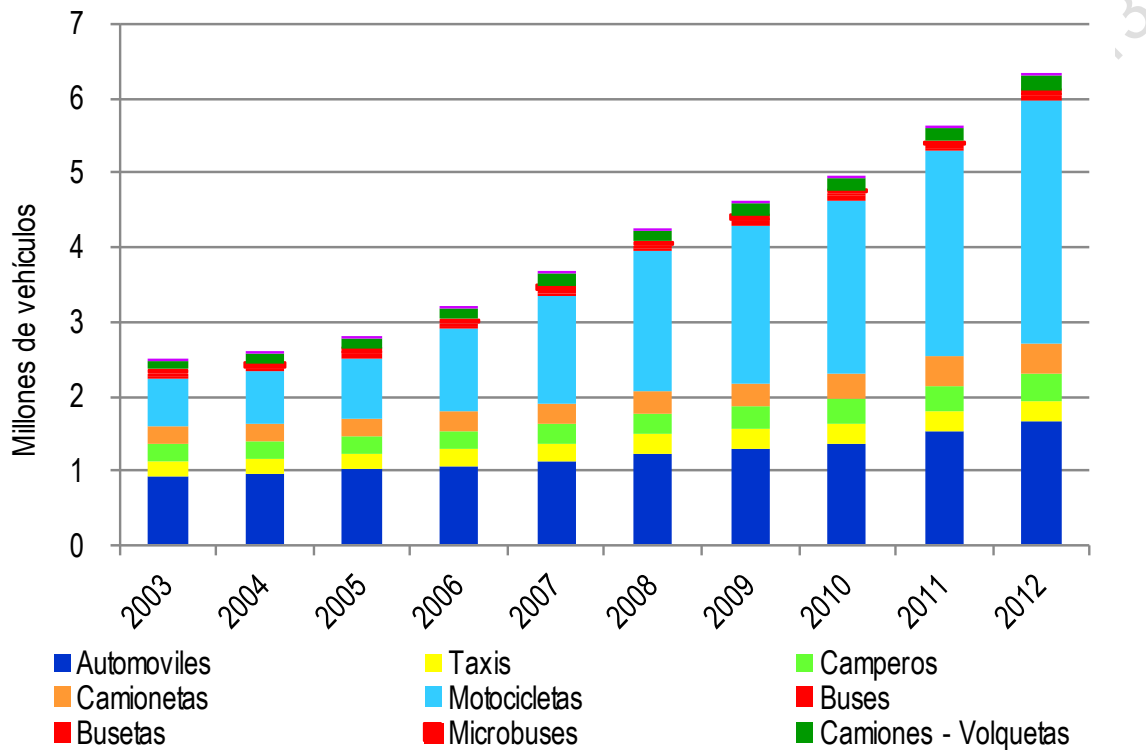


Gráfica 6-18. Evolución de las conversiones a GNV y tasa de crecimiento de la misma.



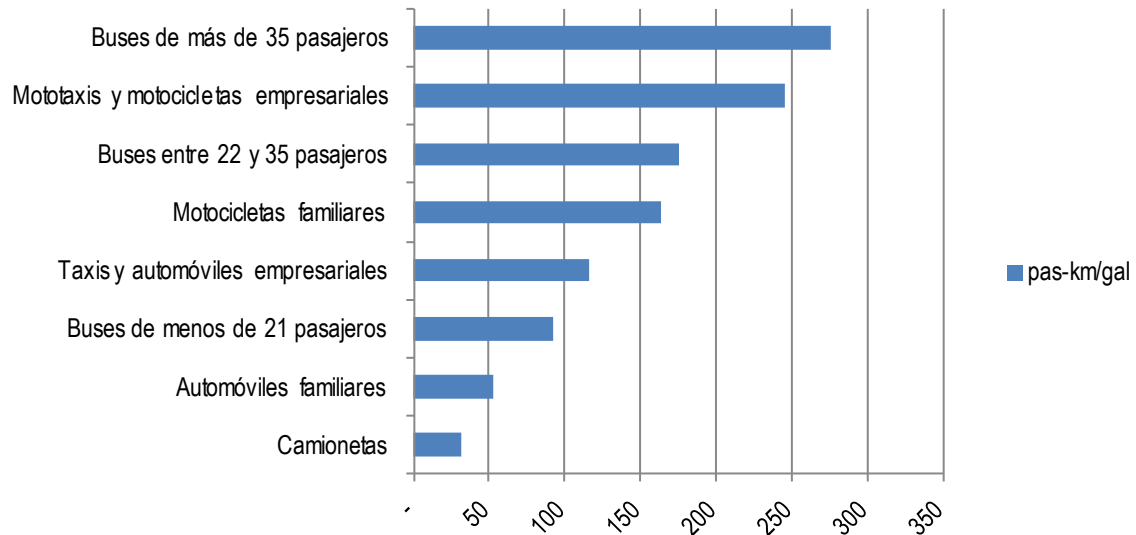
Gráfica 6-19. Evolución del consumo de GNV según usos del transporte.

Una importante característica para proyectar el consumo energético del sector transporte, y en particular, de GNV es el parque automotor colombiano que se estima con una magnitud superior a los seis millones de vehículos circulando, de los cuales aproximadamente 95% corresponden a vehículos de uso particular (automóviles y motocicletas), y lo restante son vehículos de transporte colectivo de pasajeros y de carga (ver Gráfica 6-20).

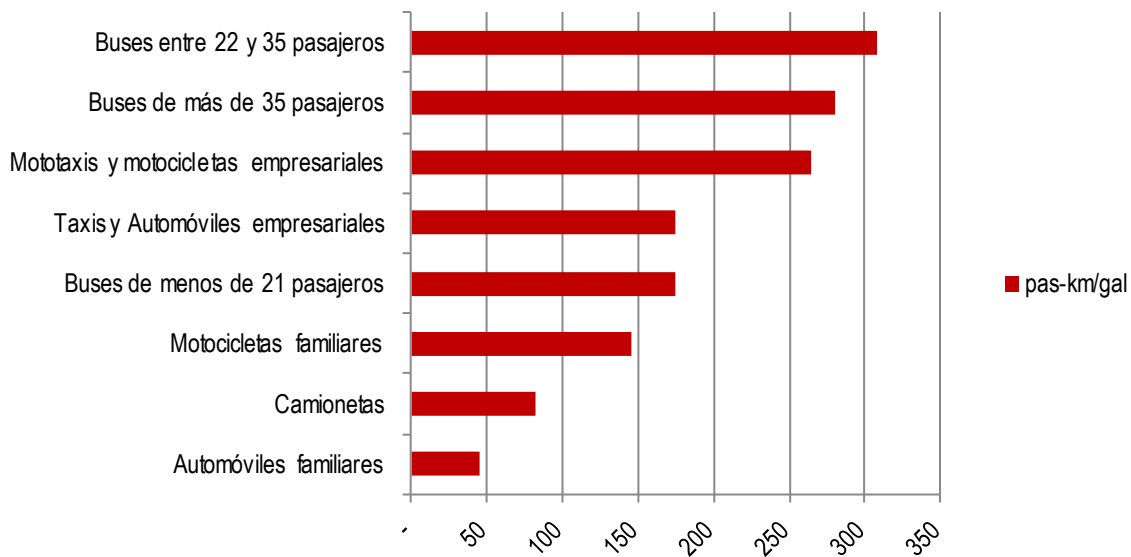


Gráfica 6-20. Distribución del parque automotor colombiano según tipo de vehículo.

Otra característica significativa para determinar la demanda energética del sector transporte es el consumo específico de los diferentes medios de transporte en relación al servicio que prestan de transporte de pasajeros o carga. La Gráfica 6-21 muestra las estimaciones realizadas de eficiencia operativa para el transporte de pasajeros urbano e interurbano de pasajeros en el país. En ésta se revela cómo los sistemas de transporte colectivo y las motocicletas pueden movilizar, por unidad de combustible, mayor cantidad de pasajeros por unidad de distancia.



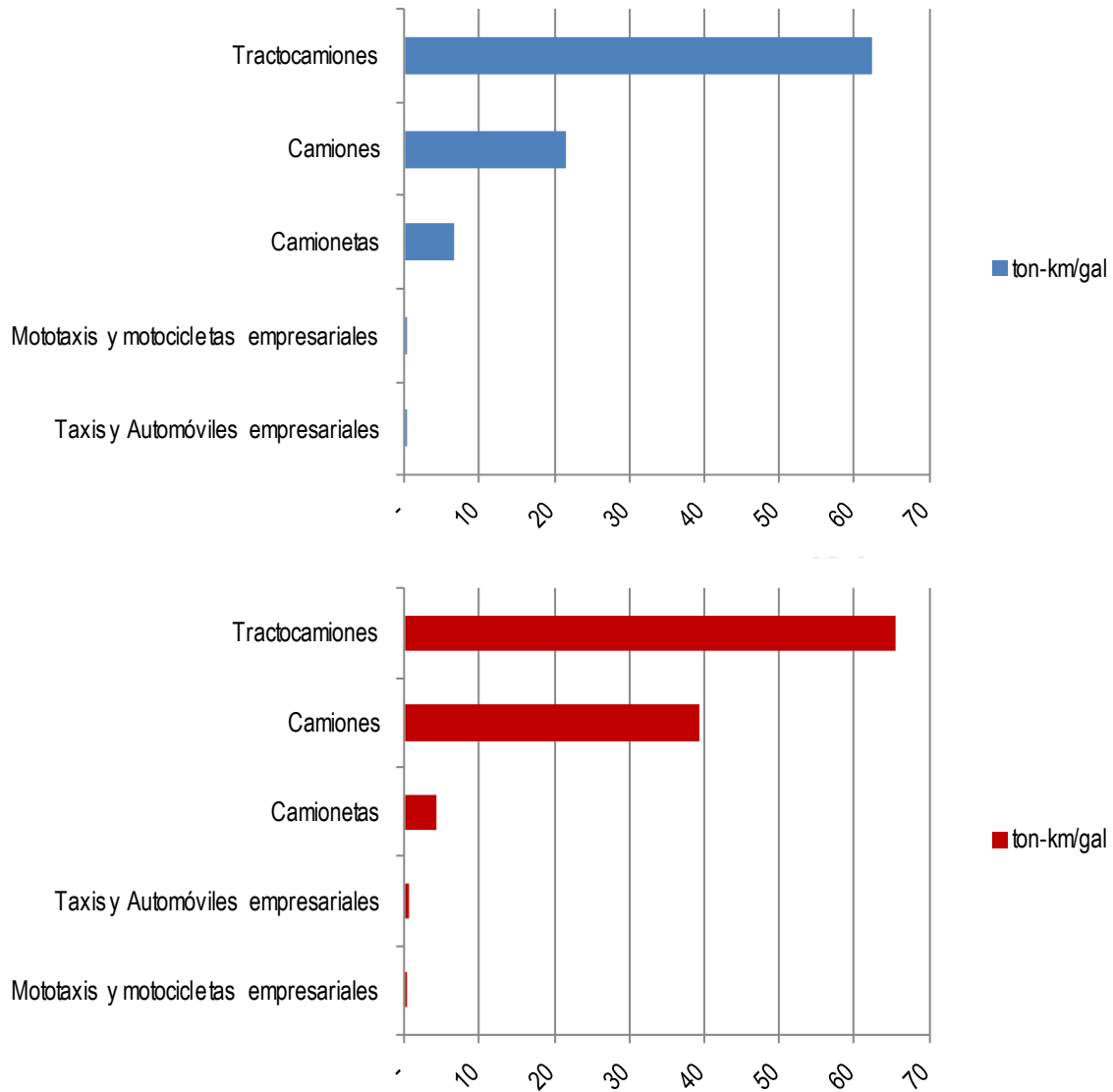
a)-



b)-

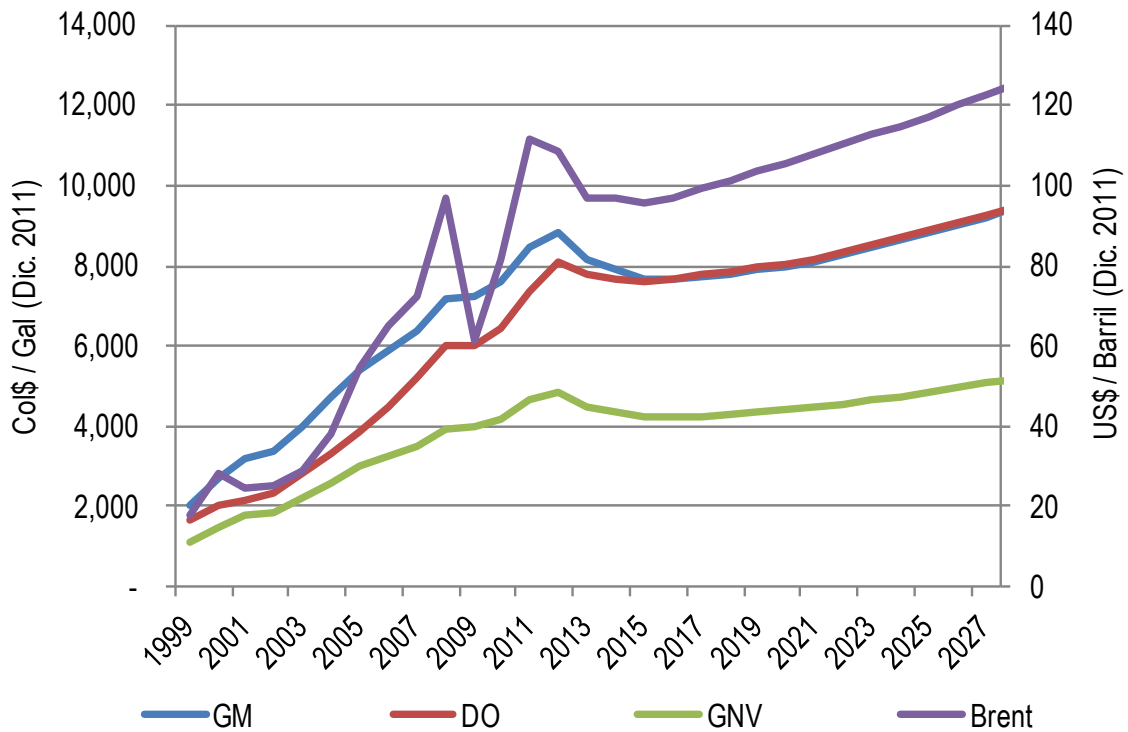
Gráfica 6-21. Eficiencia operativa de los diferentes medios en relación al transporte de pasajeros: a)- Urbano; b)- Interurbano.

De manera análoga, la Gráfica 6-22 muestra las estimaciones realizadas de eficiencia operativa para el transporte de carga urbano e interurbano en el país. Como es previsible, en ésta se revela cómo vehículos de mayor capacidad pueden movilizar, por unidad de combustible, mayor cantidad de carga por unidad de distancia.



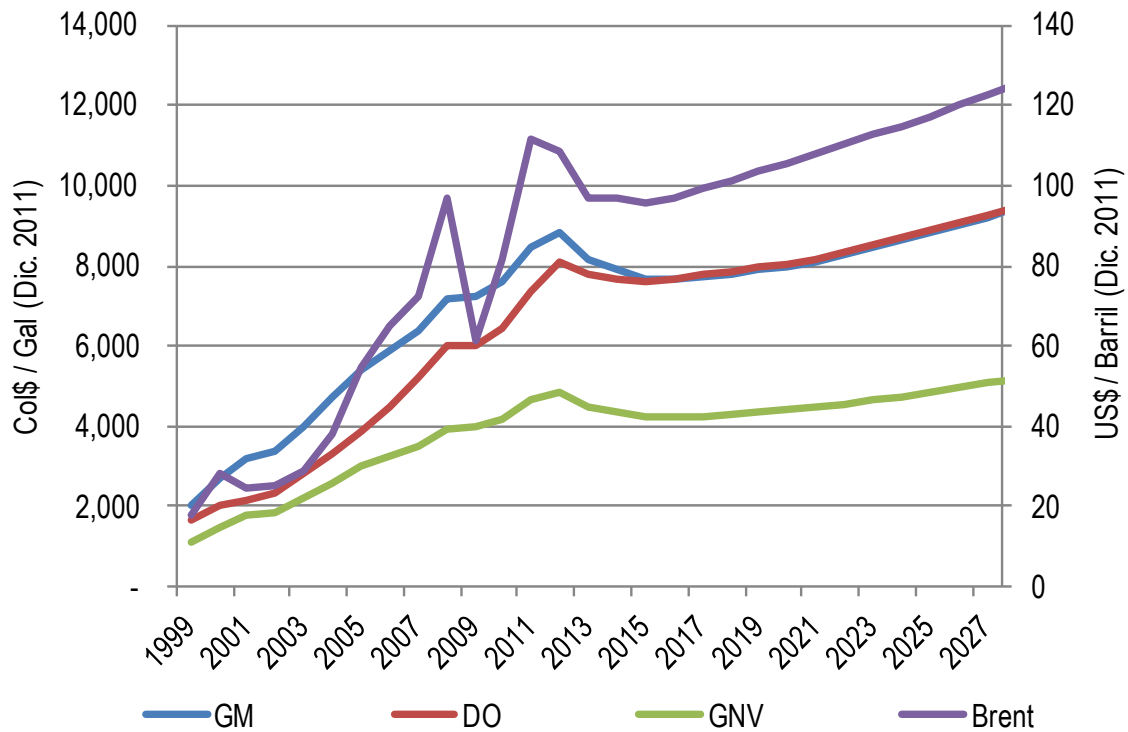
Gráfica 6-22. Eficiencia operativa de los diferentes medios en relación al transporte de carga: a)- Urbano; b)- Interurbano.

La proyección de precios de los combustibles nacionales que se aplicó en la proyección de demanda se basa en los precios internacionales previstos por la Agencia Internacional de Energía -EIA para las próximas décadas (ver



Gráfica 6-23. Con ésta se determina en el mediano plazo una leve reducción del precio para en largo plazo recuperar sus valores iniciales y superarlos significativamente.

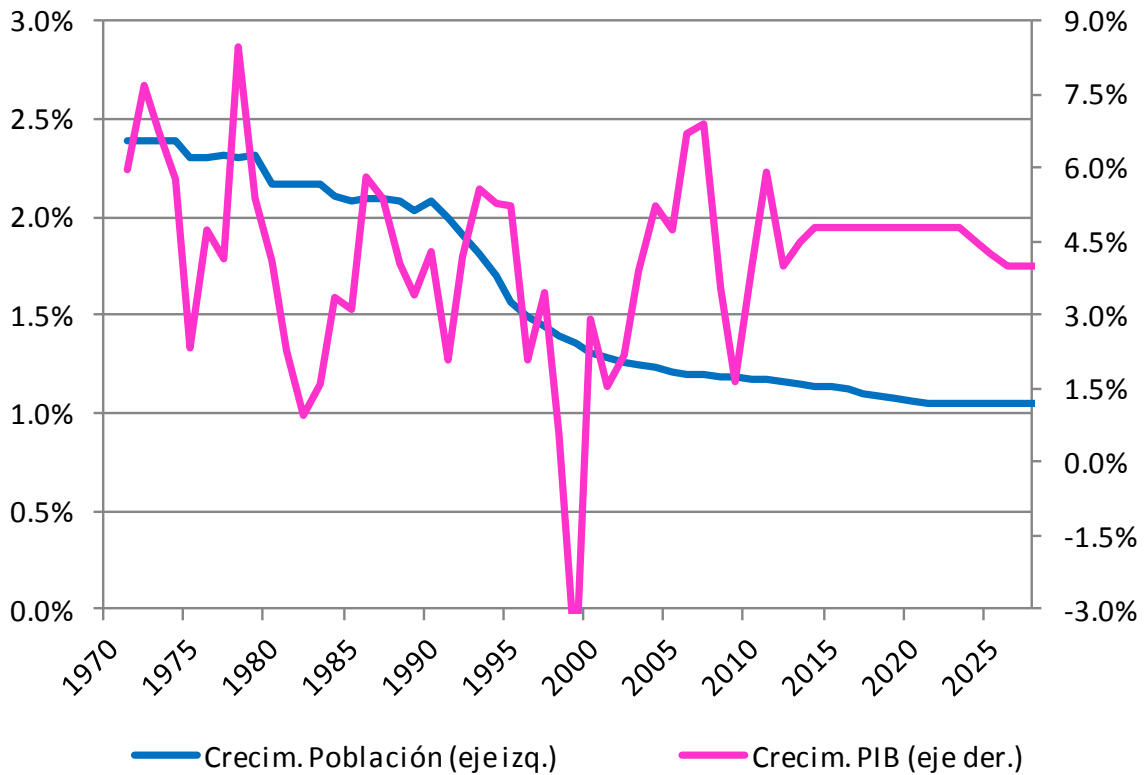
Documento de Trabajo. Verbu



Gráfica 6-23. Evolución histórica y proyección de precios de los combustibles en Colombia.

Nota: el valor del GNV corresponde al equivalente energético de la gasolina motor.

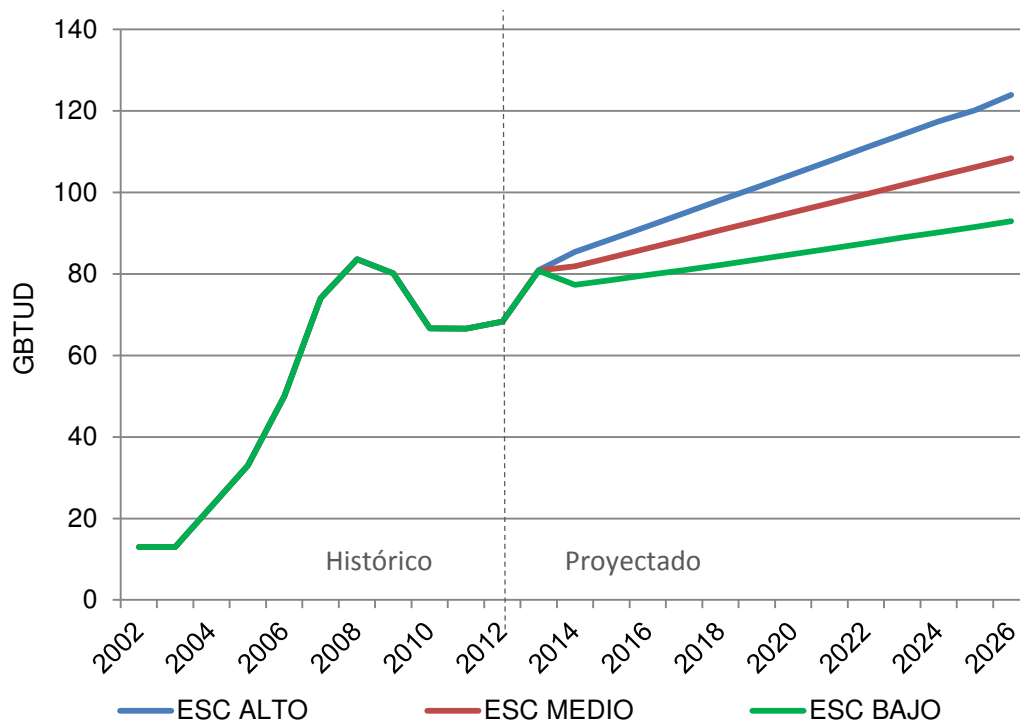
De otra parte, los supuestos de crecimiento de la economía y de la población se basan en información procedente, respectivamente, del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del DANE, los cuales se muestran en la Gráfica 6-24.



Gráfica 6-24. Evolución histórica y proyección del Crecimiento de la población y el PIB en Colombia.

Resultados

En el escenario medio de proyección se estima una tasa de crecimiento de la demanda de gas natural para el sector vehicular de 3.8% promedio anual, aumentando de 68 GBTUD en el año 2012 a 100 GBTUD en el año 2022. En el escenario alto y bajo se determinan tasas de crecimiento para el mismo periodo de 5.0% y 2.5%, respectivamente (ver Gráfica 6-25 y Tabla A-6).

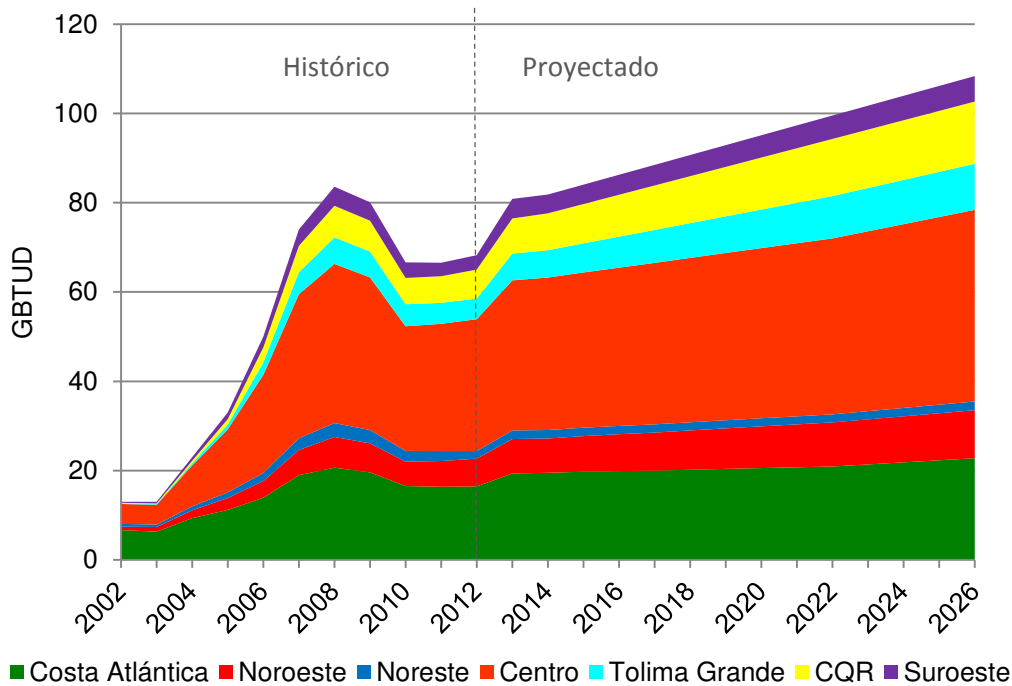


Gráfica 6-25. Escenarios de proyección de demanda de gas natural vehicular.

A escala regional se prevé que la participación de la Costa Atlántica y la región Centro en el consumo de gas natural vehicular se reduciría mientras, en consecuencia, las demás regiones lo aumentarían, siguiendo la tendencia histórica que en la Tabla 6-7 se evidencia (ver también Gráfica 6-24):

Región	2002	2012	2022
Costa Atlánt	51.2%	24.1%	20.6%
Noroeste	5.9%	9.1%	9.9%
Noreste	4.8%	2.5%	1.8%
Centro	34.4%	43.3%	40.5%
Tolima Gran	0.9%	6.8%	9.3%
CQR	1.1%	9.5%	13.0%
Suroeste	100.0%	4.7%	4.9%
TOTAL	198.3%	100.0%	100.0%

Tabla 6-7. Participación regional histórica y proyectada en el consumo de gas natural vehicular.



Gráfica 6-26. Evolución histórica y proyección del crecimiento del consumo regional de gas natural vehicular, Escenario Medio.

6.9. Demanda de gas natural para el sector eléctrico

Metodología

Para esta proyección se tiene que el consumo de gas natural para el sector eléctrico tiene tres componentes:

- i)- Consumo para generación eléctrica en el despacho por mérito;
- ii)- Consumo para generación eléctrica en el despacho fuera de mérito (por restricciones de seguridad de la operación del SIN);
- iii)- Consumo por arranques y paradas de los generadores térmicos.

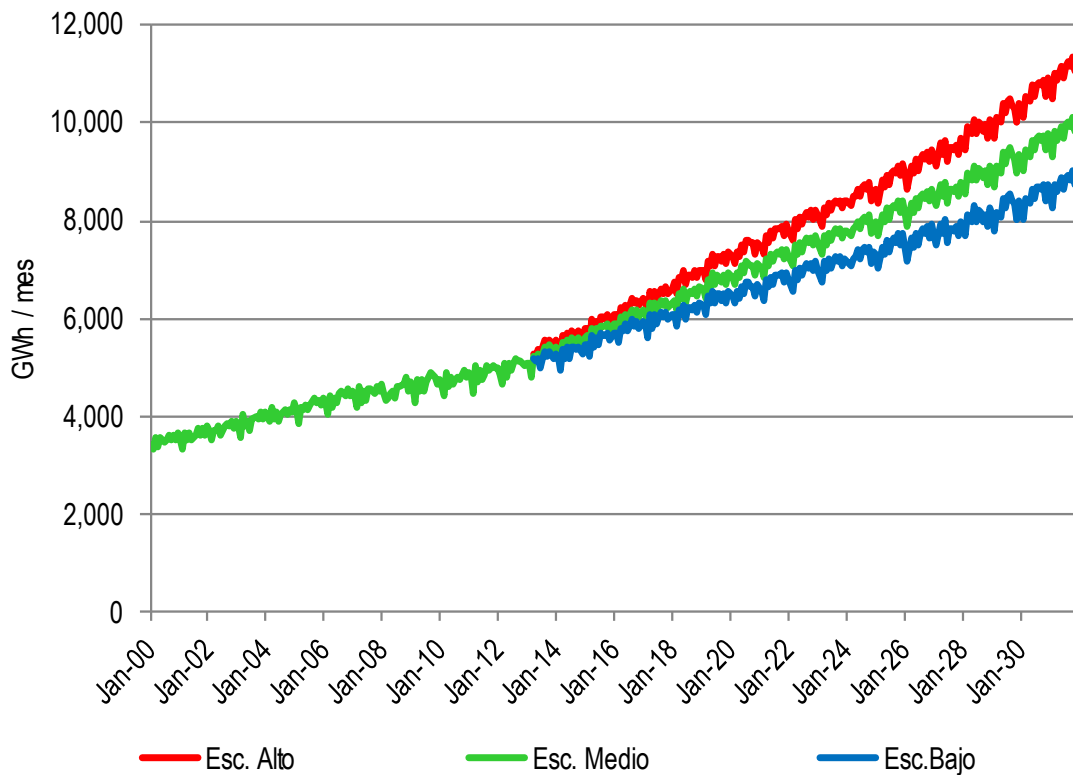
- **Consumo por despacho ideal**

Para realizar la simulación del despacho ideal de la operación del SIN se tiene como criterio la operación de mínimo costo en el largo plazo y la satisfacción de unos mínimos criterios de confiabilidad en el abastecimiento a los usuarios de energía eléctrica, lo cual se hace con el programa de computación SDDP (sigla de

Modelo Probabilístico de Optimización Dinámica Estocástica). En este modelo las decisiones de operación de los generadores dependen de la demanda de energía eléctrica a satisfacer, de la disponibilidad de agua y/o de combustibles para generación, de los precios de los mismos, de características técnicas de los generadores, etc.¹⁰

Lo distintivo de la simulación del despacho ideal es que no se considera el sistema de transmisión nacional, de manera que se consideran todos los generadores y la demanda conectada a un único punto.

La base para la simulación de la operación futura del SIN son los escenarios de proyección de demanda de energía eléctrica publicados en marzo de 2013¹¹, al cual se suman y restan las exportaciones e importaciones de energía eléctrica a Ecuador, Venezuela y Panamá.



¹⁰ En el documento del Plan de Expansión de Generación Transmisión se describe la metodología de simulación de la operación en despacho ideal del SIN, el cual se encuentra disponible en la siguiente dirección:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/PlanesdeExpansiónGeneraciónTransmisión/tabid/111/Default.aspx>

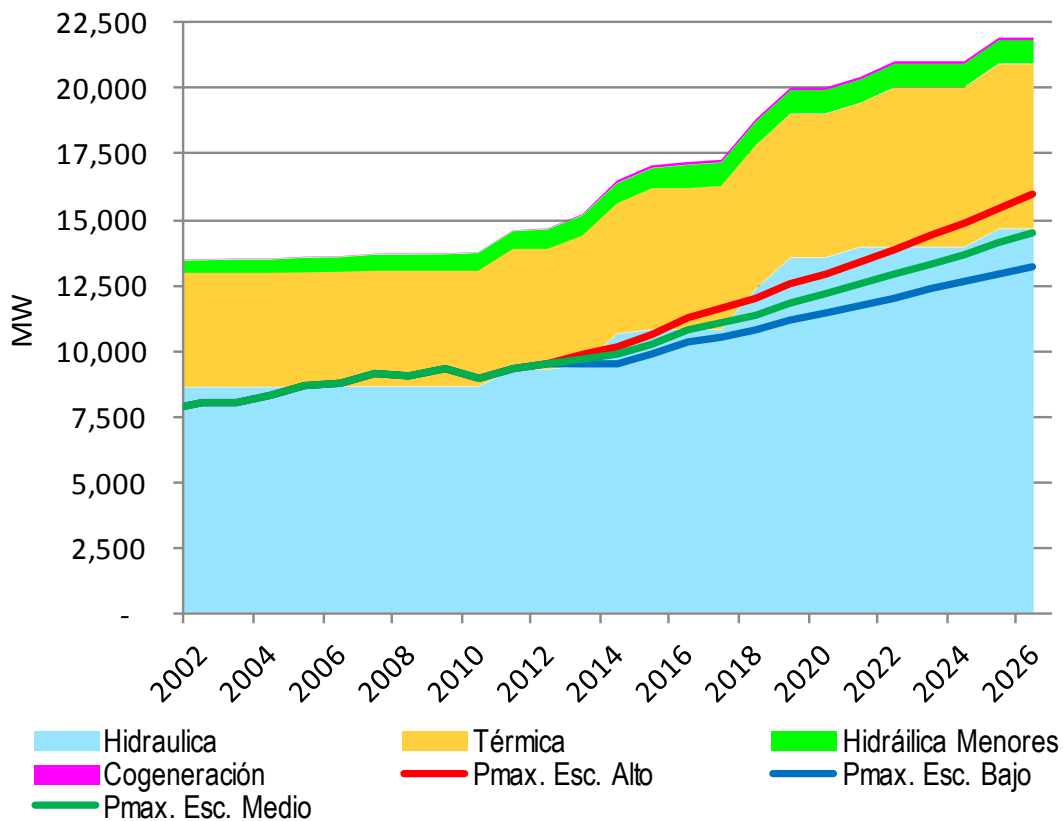
¹¹ Disponible en:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>

Gráfica 6-27. Evolución histórica y proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia.

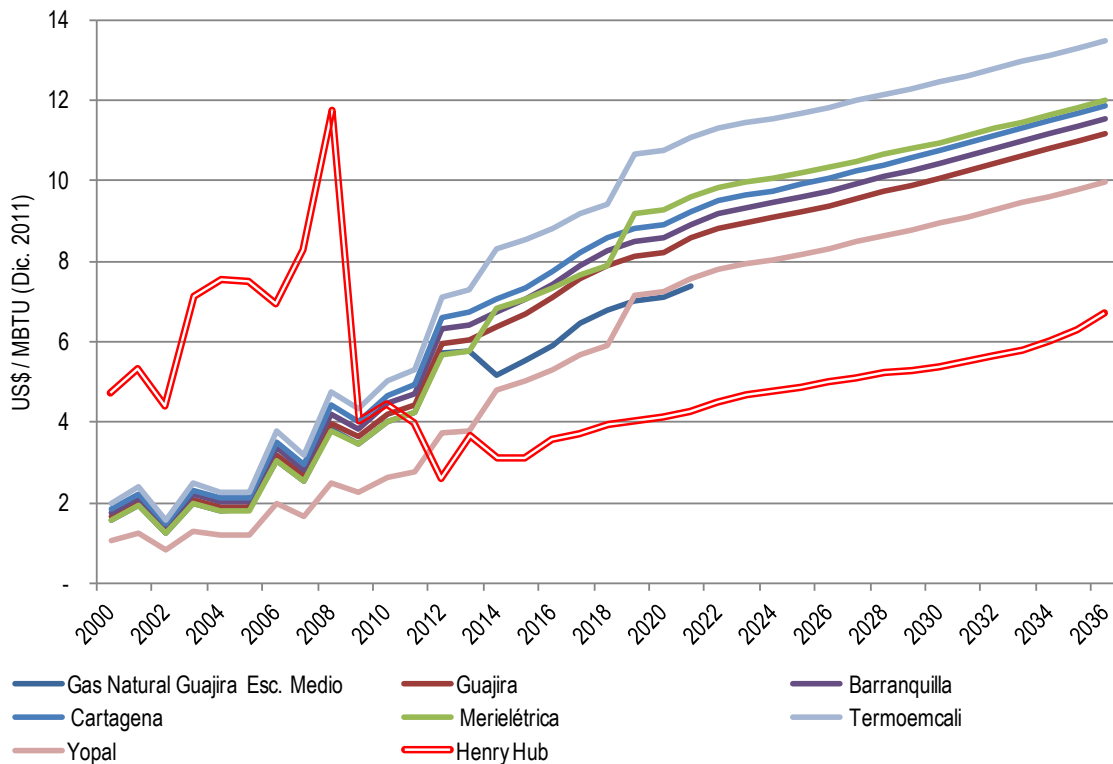
De lado de la oferta, se define la capacidad de generación eléctrica futura, en primer lugar, de acuerdo a los proyectos previstos a entrar en los próximos años según el cronograma establecido para la Comisión de Regulación de Energía y Gas en sus mecanismos de asignación para remuneración por cargo por confiabilidad. En segundo lugar, se consideran los proyectos de generación reportados a la UPME por los diferentes agentes que los promueven o desarrollan (ver nota de pie de página 10).

Como resultado de lo anterior, la Gráfica 6-28 representa la relación entre la demanda máxima de potencia y la capacidad instalada de generación del SIN, para el periodo comprendido entre los años 2002-26. En esta se evidencia que la capacidad instalada nominal de generación supera significativamente las necesidades máximas de potencia del SIN. No obstante, debe tenerse en cuenta que tal capacidad nominal está condicionada por la disponibilidad de agua y de combustibles, las salidas programadas o no programadas de las máquinas y otros factores que determinan la capacidad efectiva de generación.

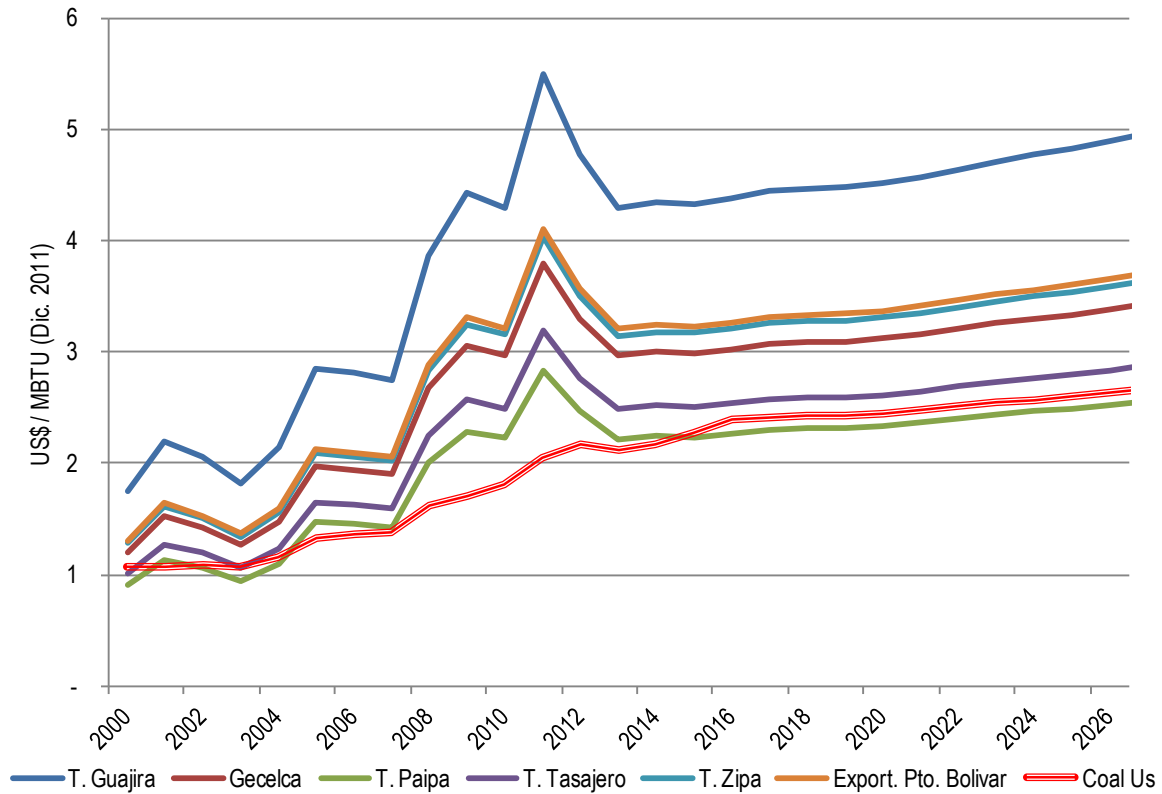


Gráfica 6-28. Evolución histórica y proyección de la capacidad nominal de generación eléctrica en Colombia.

Otro importante insumo es la proyección de precios de gas natural y carbón mineral para los diferentes generadores térmicos. Con la eventual “desregularización” del precio de los campos de producción de La Guajira se prevé que el precio interno se relacione en el largo plazo con el precio de comercialización internacional *Henry Hub*, en el caso del gas natural (ver Gráfica 6-29). Igualmente, se prevé que los precios internos de carbón mineral para generación eléctrica estarían relacionados con los precios internacionales de este combustible (Ver Gráfica 6-30).

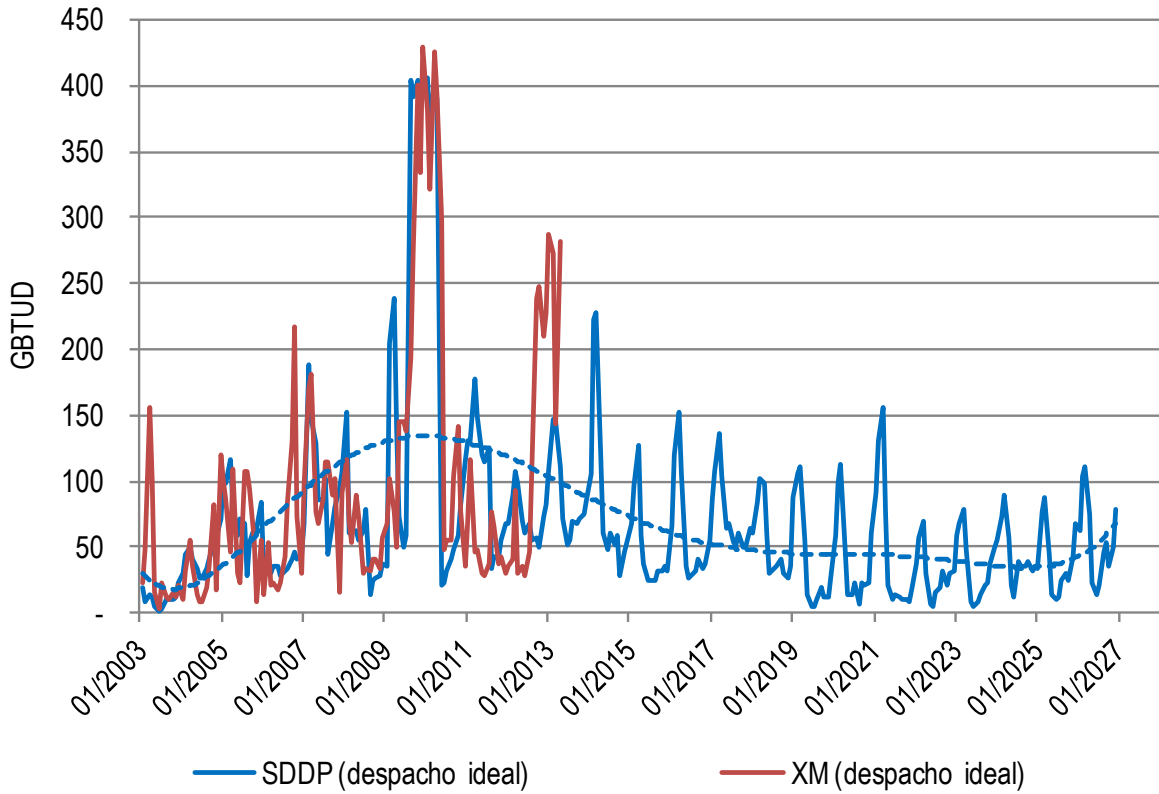


Gráfica 6-29. Evolución histórica y proyección de precios de gas natural para generación eléctrica en Colombia.



Gráfica 6-30. Evolución histórica y proyección de precios de carbón mineral para generación eléctrica en Colombia.

Una vez que se tiene la energía producida por cada uno de los generadores eléctricos a gas se procede a determinar el consumo correspondiente de gas natural en el tiempo aplicando en cada caso el consumo específico de combustible de cada planta, obteniéndose la demanda de gas natural correspondiente al despacho ideal, la cual se presenta en la Gráfica 6-31. En ésta, el resultado de la simulación se contrasta con los valores históricos reportados por el operador del sistema, mostrándose la capacidad que tiene el modelo de reproducir el comportamiento del sistema en su despacho ideal.

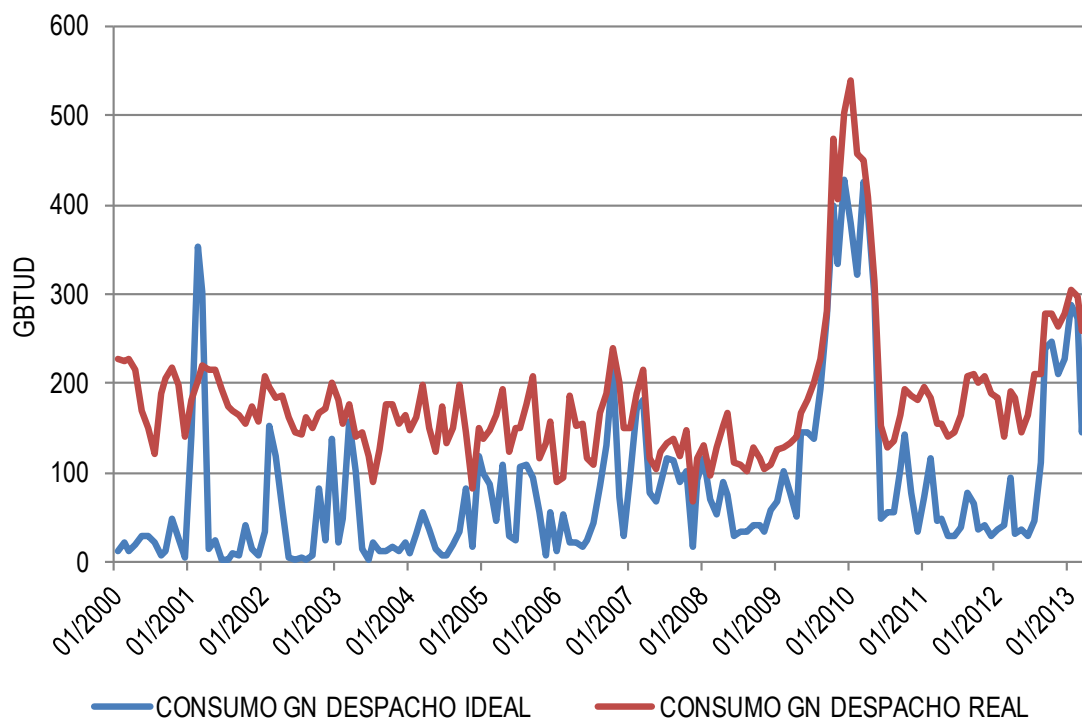


Gráfica 6-31. Evolución histórica y proyección de precios de carbón mineral para generación eléctrica en Colombia.

- **Consumo por restricciones**

La proyección de la demanda de gas natural por generación eléctrica fuera de mérito se basa en la proyección de las necesidades de generación localizada para mantener la estabilidad y confiabilidad del SIN en los diferentes momentos del día.

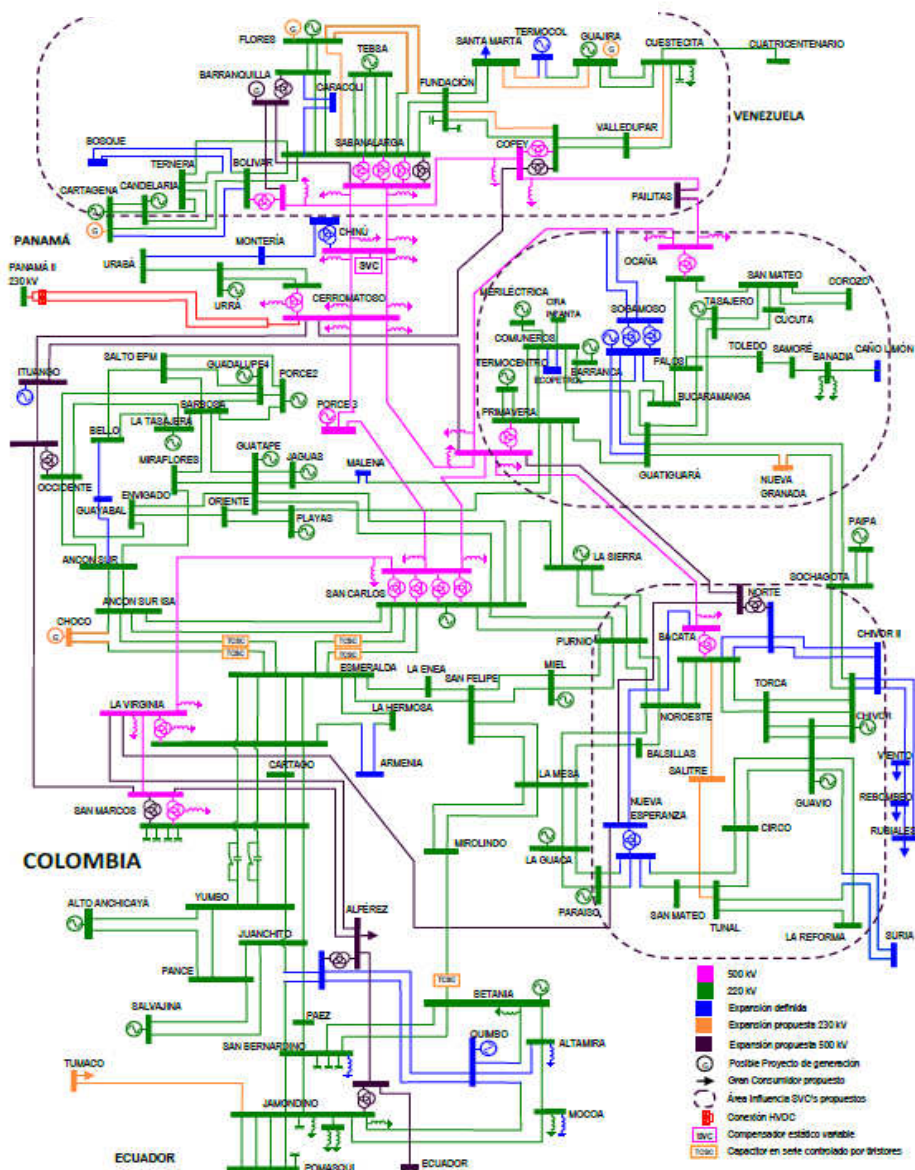
En el pasado, aproximadamente dos terceras partes del consumo de gas natural del sector eléctrico se originan en la generación fuera de mérito (con el propósito de conservar la estabilidad y confiabilidad del SIN), siendo la Costa Atlántica el área donde aproximadamente se requiere 95% de ésta. Lo restante, corresponde al despacho ideal antes tratado (ver Gráfica 6-32).



Gráfica 6-32. Evolución histórica del consumo del de gas natural del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al despacho ideal y real.

De la simulación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (ver Gráfica 6-33) se establecen las necesidades de generación de seguridad (fuera de mérito) para garantizar la confiabilidad en la operación del mismo en condiciones de demanda máxima, mínima y media, durante el horizonte de proyección. A partir de lo anterior, los consumos específicos de los generadores y la curva de carga propia de la demanda del sistema se definen los consumos anuales de gas natural correspondientes a la generación fuera de mérito, la cual se presenta en la Tabla 6-8.

En ésta es notable el progresivo incremento de las necesidades de generación eléctrica por restricciones hasta el año 2018, año en que se pone al servicio la línea de transmisión a 500 kV Cerromatoso – Chinú- Copey, fortaleciendo la interconexión de la Costa Atlántico con el interior del país y reduciendo así la generación fuera de mérito.



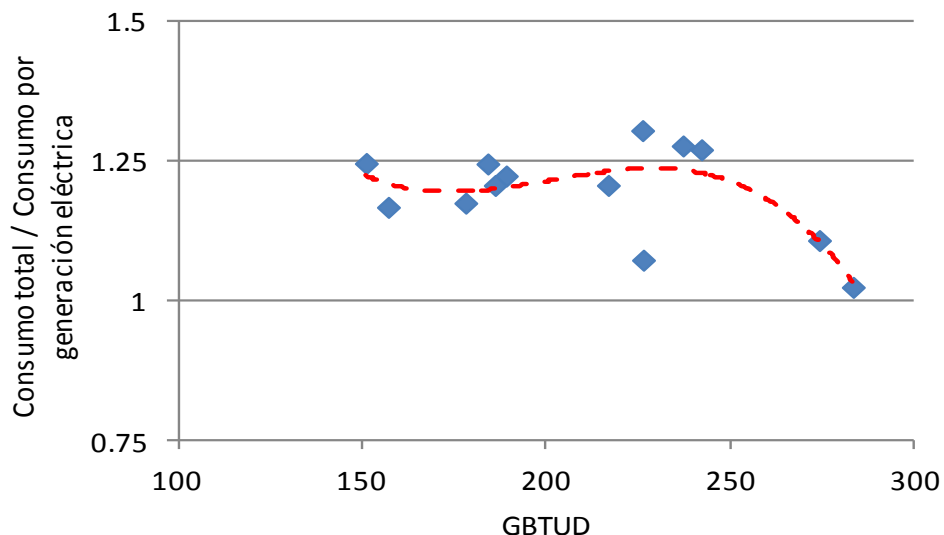
Gráfica 6-33. Diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional.

	POT.MAX. RESTRICC. [MW]	POT. MED. RESTRICC. [MW]	POT MIN .RESTRICC. [MW]	POT EFECT. RESTRICC. [MW]	GN RESTRICC ESC ALT. [GBTUD]	GN RESTRICC ESC MED. [GBTUD]	GN RESTRICC ESC BAJ. [GBTUD]
2012	651	369	80	343.3	85.2	61.8	38.4
2013	767	458	117	426.2	105.7	76.7	47.7
2014	898	563	180	523.6	129.9	94.3	58.6
2015	1031	688	257	640.1	158.8	115.2	71.6
2016	1182	818	450	761.1	188.8	137.0	85.2
2017	1275	985	500	916.4	227.4	165.0	102.6
2018	1823	1408	715	1,310.0	325.0	235.8	146.6
2019	450	348	176	323.8	80.3	58.3	36.2
2020	576	467	256	434.1	107.7	78.1	48.6
2021	749	631	371	587.4	145.7	105.7	65.7
2022	842	735	457	683.6	169.6	123.1	76.5
2023	923	831	546	773.4	191.9	139.2	86.5
2024	962	894	619	832.2	206.5	149.8	93.1
2025	900	845	576	786.1	195.0	141.5	88.0
2026	906	850	579	790.7	196.2	142.3	88.5

Tabla 6-8. Proyección de generación eléctrica fuera de mérito y correspondientes escenarios de consumo de gas natural.

- **Consumo por arranques y paradas**

Del contraste entre el consumo de gas natural que se deduce de la generación termoeléctrica y el consumo de gas natural para el sector termoeléctrico reportado por los agentes distribuidores del mismo se determina la cantidad de este combustible que corresponde al consumo por arranques, paradas y tiempos muertos de los generadores termoeléctricos. La Gráfica 6-34 evidencia como para los mayores consumo de gas natural, que corresponden a altos niveles de utilización de los generadores termoeléctricos, el consumo de gas natural por arranques y paradas tiende a ser mínimo (valor cercano a uno en el eje vertical) y de manera inversa, como para bajos niveles de consumo y utilización de los generadores termoeléctricos, debe consumirse 25% más gas natural del que propiamente corresponde a generación eléctrica.

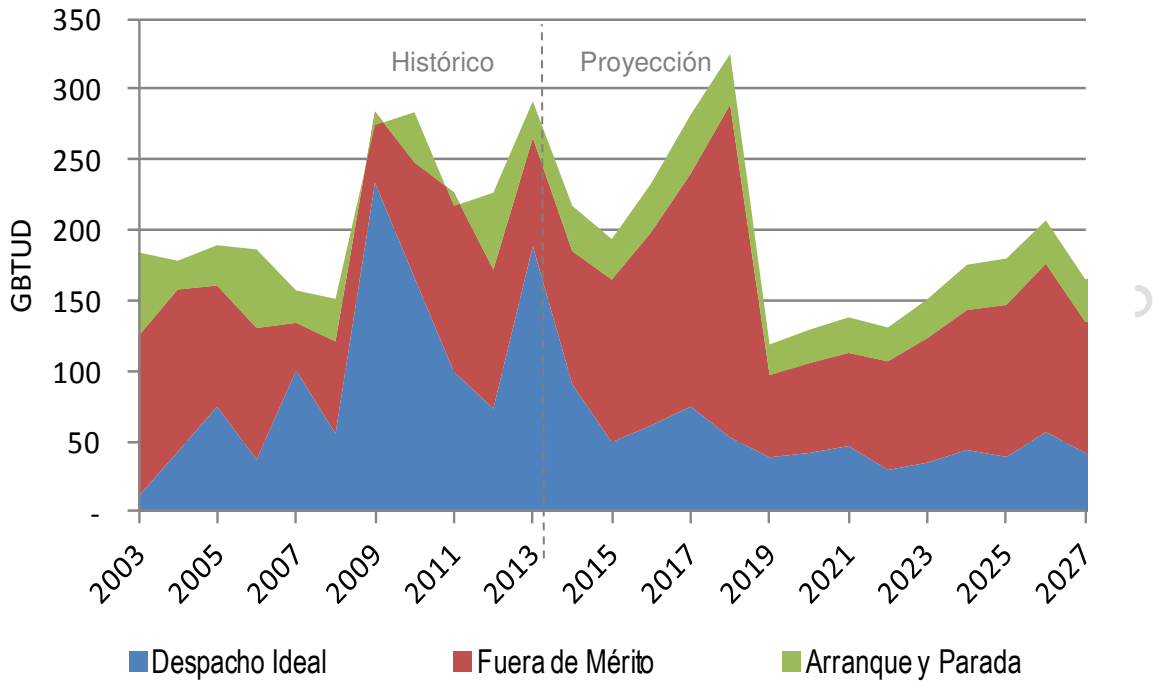


Gráfica 6-34. Relación entre el consumo propio de gas natural para generación eléctrica y el consumo total del sector eléctrico.

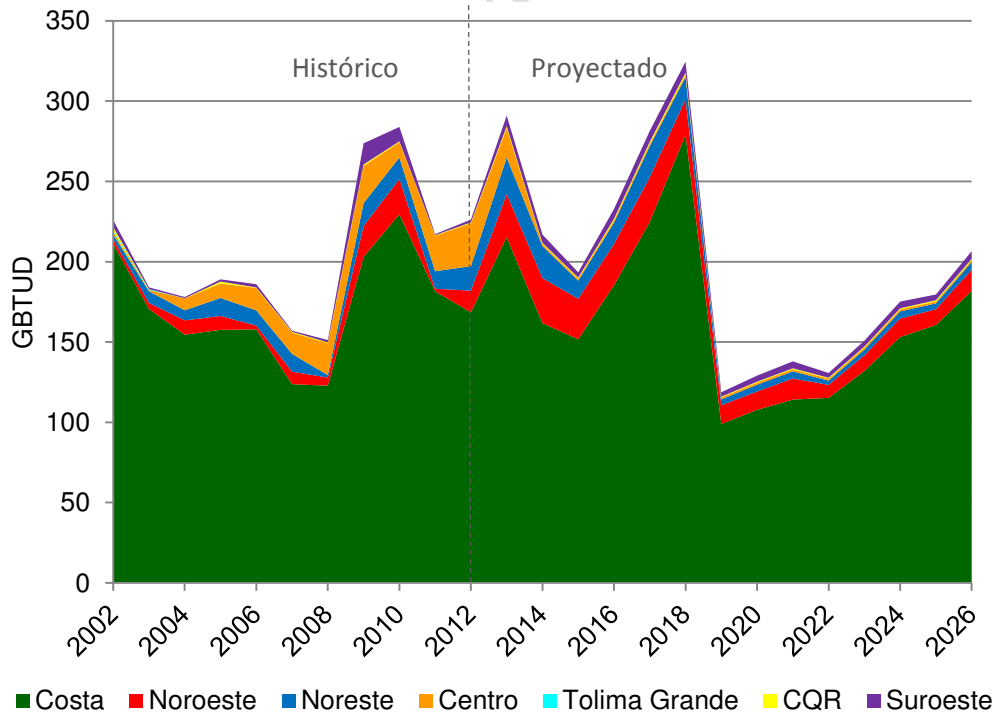
Resultados

Como resultado final, la Gráfica 6-35 expone la evolución histórica y proyección de las componentes antes descritas de la demanda de gas natural del sector eléctrico colombiano, para el escenario medio. De otra parte, en la Gráfica 6-37 se tienen los tres escenarios de proyección que, como antes se mencionó, se originan en los tres escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica.

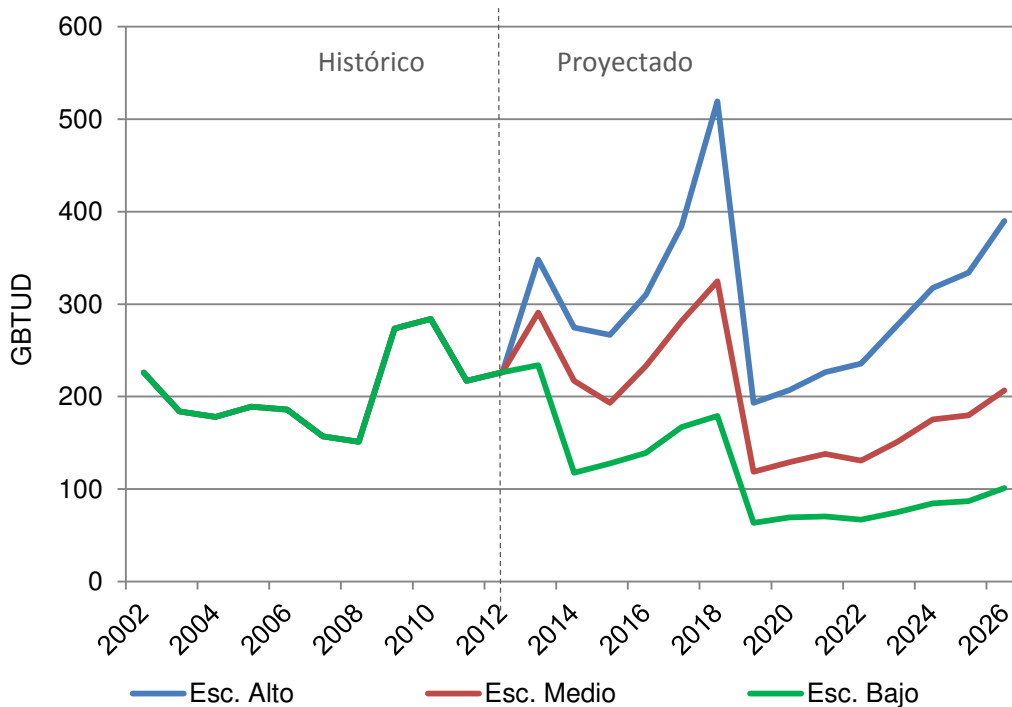
Para el escenario medio se tiene un crecimiento progresivo de la demanda para en el año 2018 alcanzar los 325 GBTUD para en el siguiente año, tras la entrada del nuevo circuito Cerromatoso-Chinú-Copey, reducirse a 119 GBTUD y seguidamente continuar aumentando. De otra parte, la Gráfica 6-36 presenta la distribución regional del consumo de gas natural del sector eléctrico, en la cual se mantiene a futuro la mayor participación de la Costa Atlántica en el total nacional (ver Tabla A-4)..



Gráfica 6-35. Evolución histórica y proyección de demanda de gas natural para el sector eléctrico, según sus componentes.



Gráfica 6-36. Evolución histórica y proyección de demanda regional de gas natural para el sector eléctrico.



Gráfica 6-37. Escenarios de proyección de demanda de gas natural para el sector eléctrico.

6.10. Demanda de gas natural para el sector petrolero (Ecopetrol)

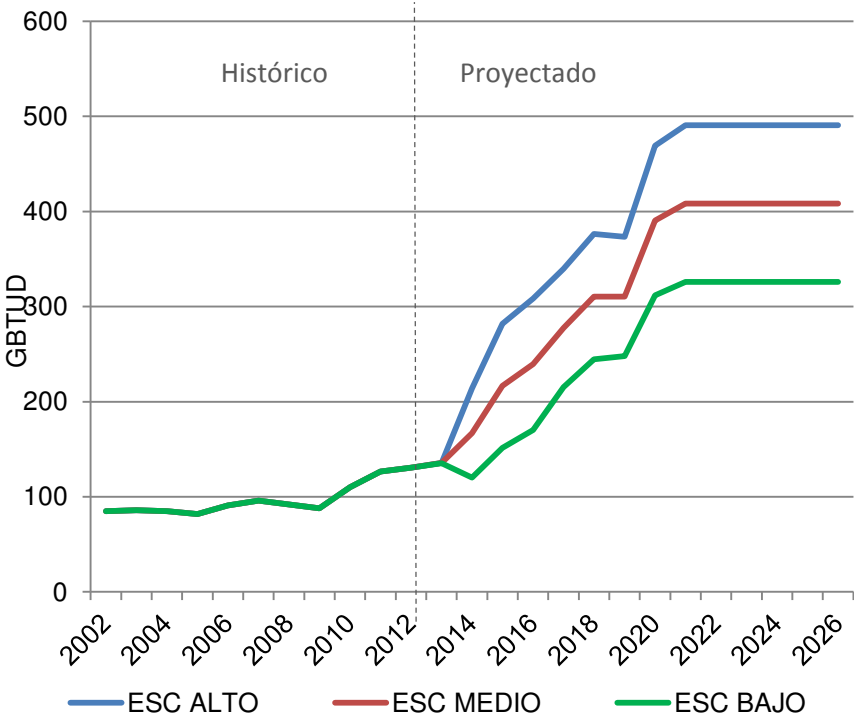
6.10.1. Metodología

Además de la los anteriores sectores, se tiene que las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y los campos de producción de petróleo de los Llanos Orientales consumen una importante parte de la oferta nacional de gas natural. La proyección de esta demanda tiene como fuente principal a Ecopetrol, que reporta sus expectativas de consumo de gas natural de acuerdo a sus planes de expansión para la refinerías y de producción de crudo. Los escenarios bajo y alto se establecen a través del error esperado de la serie histórica de consumo de gas natural de propio Ecopetrol (ver Gráfica 6-38).

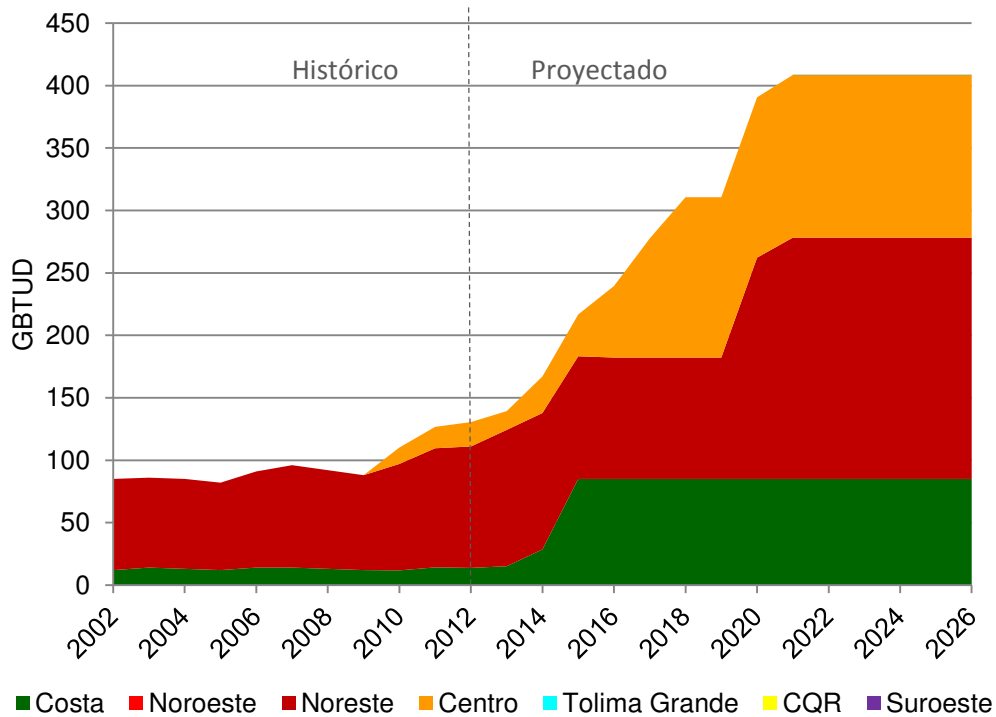
6.10.2. Resultados

Los resultados muestran para el escenario medio que al final de la década el consumo total de Ecopetrol alcanzaría 408 GBTUD, los cuales se distribuirían

según aparece en la Gráfica 6-39, donde la demanda de la Costa Atlántica corresponde a la Refinería de Cartagena, la de la región Noreste corresponde a la Refinería de Barrancabermeja y la de la region Centro corresponde al consumo de los Llanos Orientales para propósitos de producción de hidrocarburos (ver Tabla A-5)..



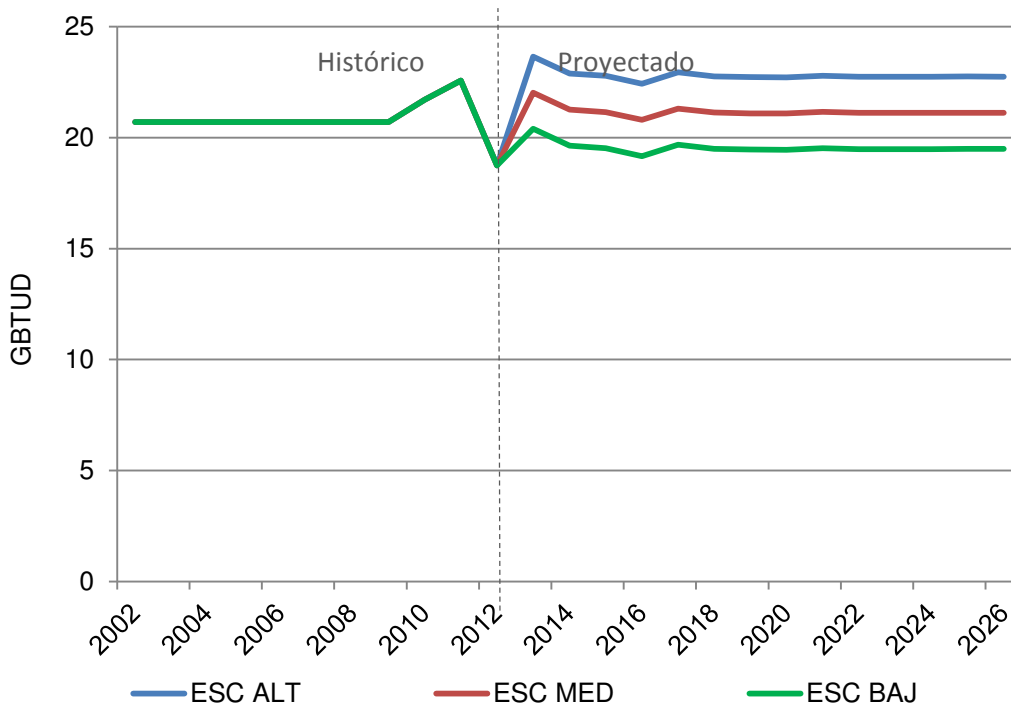
Gráfica 6-38. Escenarios de proyección de demanda de gas natural para el sector petrolero.



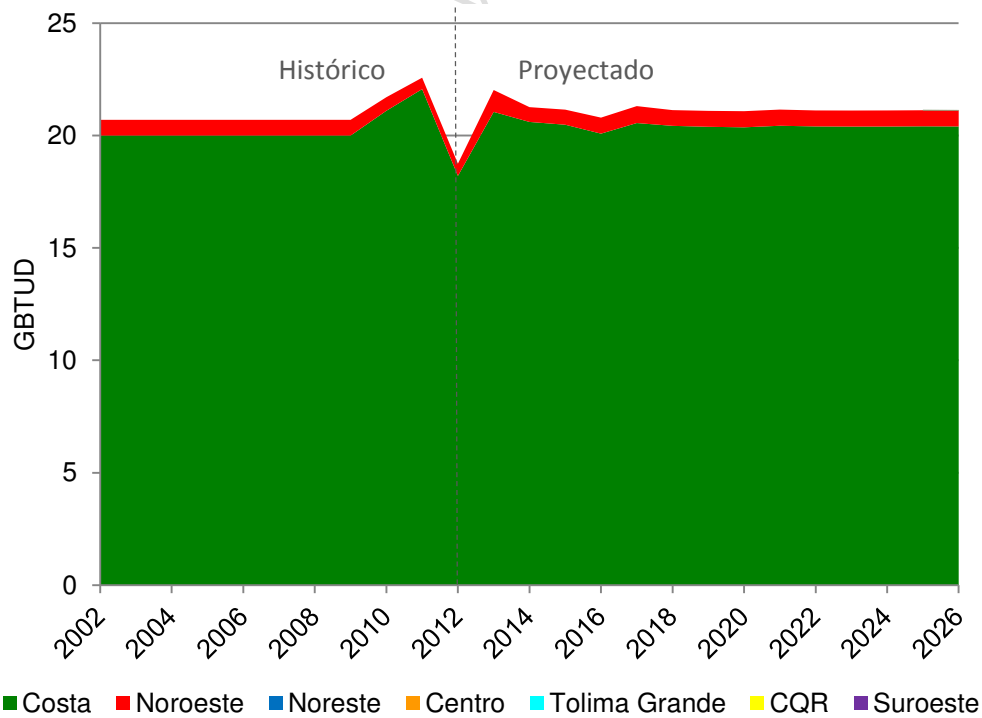
Gráfica 6-39. Proyección de demanda nacional de gas natural para refinерías, Escenario Medio.

6.11. Demanda de gas natural para el sector petroquímico

La proyección de demanda de gas natural para el sector petroquímico tiene como fuente los propios agentes productores. En el escenario medio no se reportan expansiones o nuevos proyectos petroquímicos que demanden mayores cantidades de gas natural, por lo que la proyección conserva los valores históricos. Los escenarios bajo y alto se establecen a través del error esperado de la serie histórica de consumo de gas natural para este sector (ver Gráfica 6-40, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Tabla A-7).



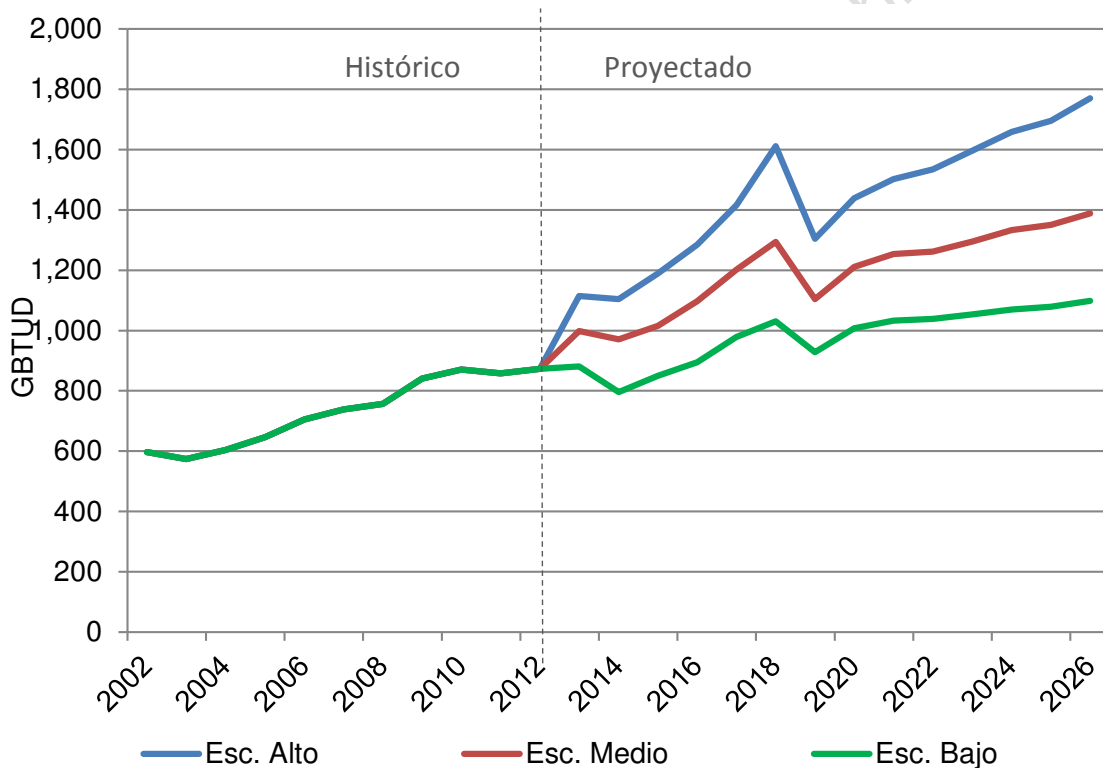
Gráfica 6-40. Proyección de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico, Escenario Medio.



Gráfica 6-41. Proyección de demanda regional de gas natural para el sector petroquímico, Escenario Medio.

6.12. Demanda agregada nacional de gas natural

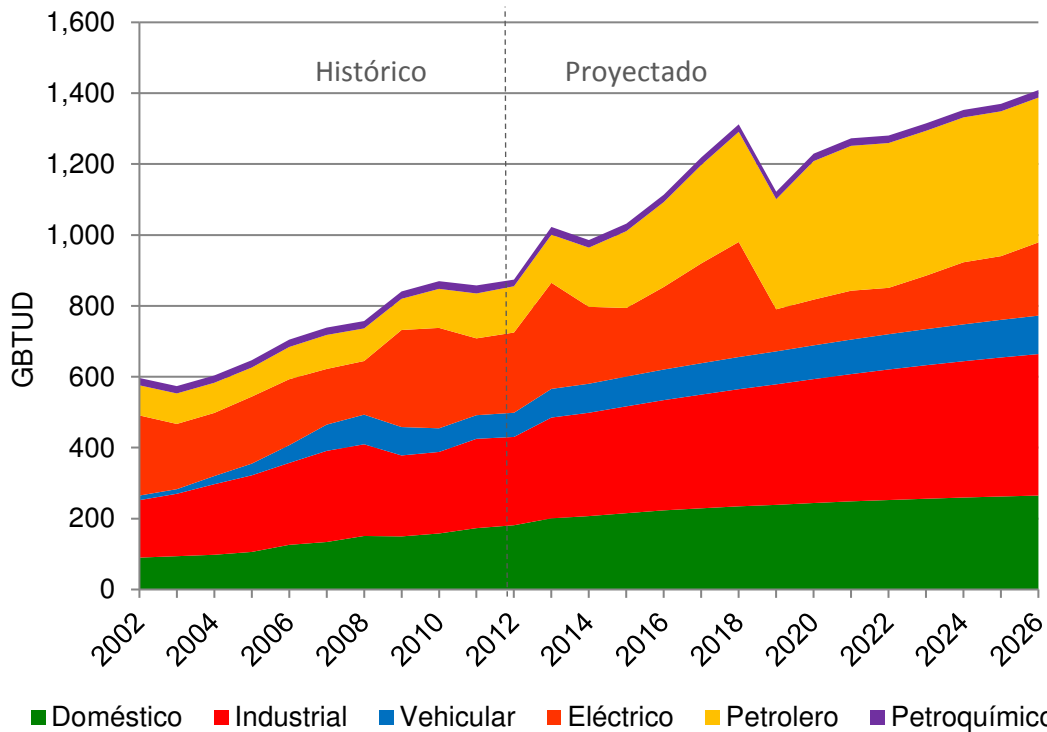
Resultado de la adición de las proyecciones de demanda de gas natural de los sectores antes mencionados se tiene la demanda nacional. Para el escenario medio de proyección se estima una tasa de crecimiento promedio anual de 3.9% en los próximos diez años, de manera que en el año 2022 la demanda agregada de gas natural alcance una magnitud de 1261 GBTUD. En los escenarios alto y bajo se proyectan tasas de crecimiento promedio para los próximos diez años de 5.9% y 3.0%, respectivamente (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Tabla A-1).



Gráfica 6-42. Escenarios de proyección de demanda nacional de gas natural.

A escala sectorial es notable el incremento en la participación del sector eléctrico en la demanda de gas natural, en razón a la expansión de la capacidad de producción de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y el aumento del consumo relativo a la producción de hidrocarburos en los Llanos Orientales a lo largo de la presente década (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Tabla 6-9). En contraste con lo anterior, el sector eléctrico reduce

significativamente su consumo y participación al final de la presente década debido a la reducción de las restricciones eléctricas, una vez esté en operación la línea de transmisión Cerromatoso - Chinú – Copey.



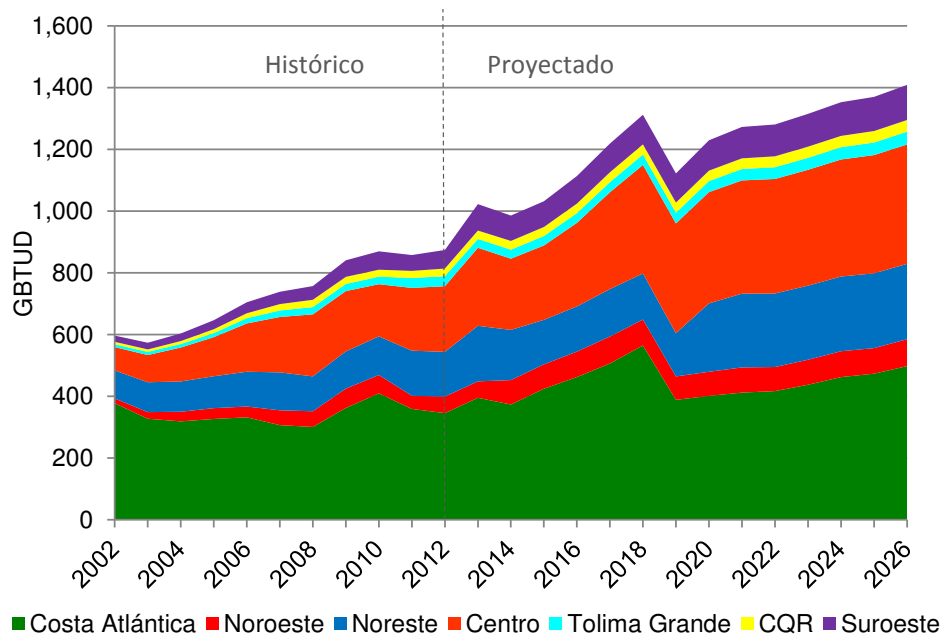
Gráfica 6-43. Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio.

Sector	2002	2012	2022
Doméstico (Resid+Comerc)	15.1%	20.7%	21.5%
Industrial	27.1%	28.5%	30.8%
Generación Eléctrica	37.9%	25.9%	6.5%
Ecopetrol (Refiner.+Autogen.)	14.2%	14.9%	31.4%
Petroquímica	3.5%	2.1%	1.9%
Vehicular	2.2%	7.8%	8.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 6-9. Evolución de la participación sectorial en el consumo de gas natural.

A escala regional no se prevén grandios cambios en la participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural. Es notable el aumento del consumo en la región noreste en razón de la expansión de la capacidad de

producción de la Refinería de Barrancabermeja en la presente década (ver **¡Error!** No se encuentra el origen de la referencia. y Tabla 6-10).



Gráfica 6-44. Escenarios de proyección de demanda de gas natural, total nacional.

Fuente: UPME, Concentra y CNO-Gas.

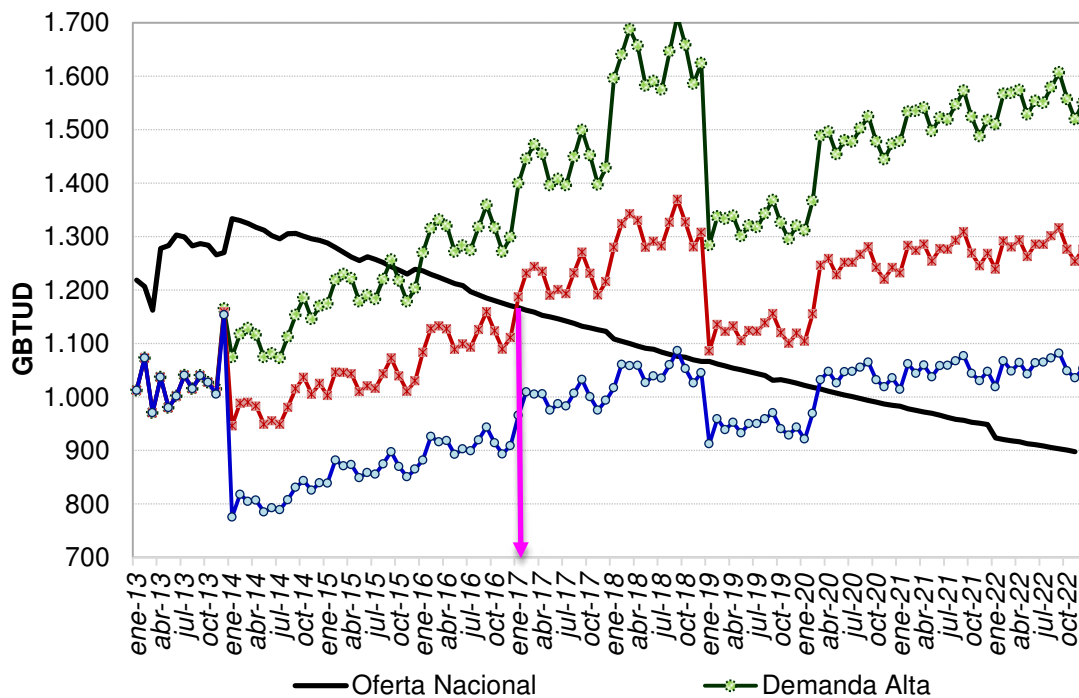
Sector	2002	2012	2022
Costa	63.3%	39.6%	33.1%
Noroeste	2.6%	6.1%	5.8%
Noreste	15.2%	16.6%	19.2%
Centro	12.7%	24.3%	27.9%
Tolima Grande	1.5%	3.7%	3.8%
CQR	1.4%	2.8%	2.9%
Suroeste	3.4%	6.9%	7.3%
Total	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 6-10. Evolución de la participación regional en el consumo de gas natural.

7. Balance de gas natural.

7.1. Balance volumétrico de oferta y demanda.

Contrastado los distintos escenarios de demanda estimados por UPME y de oferta resultante de la declaración de productores al Ministerio de Minas y Energía se efectuó el balance con una resolución mensual a fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podrían presentarse superávit o déficits de gas natural a nivel nacional. Ésta Información es indispensable para el diseño de estrategias y la toma de decisiones por parte de autoridades y agentes con el objetivo de enfrentar adecuadamente las incertidumbres futuras del mercado y preparar al país para las situaciones coyunturales que se puedan presentar.



Gráfica 45. Balance de Gas Total.

Fuente: UPME

Los resultados de los análisis indican que en enero de 2017 se cruzaría la oferta de gas natural y el escenario de demanda medio. En el escenario alto de demanda en enero de 2016 y con el escenario de demanda bajo el equilibrio se presenta en abril de 2020. Con éste último se presenta un déficit puntual en septiembre de 2018, momento en el cual la demanda disminuye por la entrada de la línea de transmisión Cerromatoso-Chinú-Copey.

7.2. Análisis estocástico de la demanda y oferta de gas natural

Los recursos de los que dispone el país para abastecer el gas son limitados y con mayor dificultad se supe la demanda de gas para los diferentes sectores, especialmente para el eléctrico. Fenómenos como El Niño, hacen que se piense en alternativas de tipo térmico para generación de electricidad, de modo que se pueda suplir el recurso hídrico cuando ocurren estas condiciones climáticas que reducen los caudales de los ríos. Adicionalmente, se tiene el mercado industrial, en donde la demanda de gas presenta un considerable elemento aleatorio, lo que genera incertidumbres considerables en los modelos. Un trabajo como predecir el comportamiento de la oferta o la demanda de gas está sujeto a importantes indeterminaciones, lo cual implica desviaciones considerables en los parámetros que surgen de un modelo determinístico. Este resultado se puede ver tanto en la demanda como en la oferta y, por tanto, se debe optar por medir la probabilidad de ocurrencia de los eventos, de modo que el análisis del comportamiento de gas pueda también arrojar resultados sobre las varianzas de los parámetros.

En el presente informe se hizo un análisis estocástico del comportamiento de la demanda y la oferta de gas, en donde se presentan como resultado las densidades de probabilidad de cada una, partiendo de las series originales suministradas por la UPME (mayo, 2013). Los resultados presentados en éste capítulo tomaron como insumo la oferta y la demanda del año 2012, en la siguiente versión del plan de abastecimiento, se presentarán los resultados con la oferta y la demanda del año 2013 teniendo en cuenta las limitaciones de transporte y la confiabilidad presentada en el capítulo 8.

Adicionalmente, los fenómenos de oferta y demanda se consideraron independientes, pues no existe correlación evidente entre los sectores que consumen el gas y las reservas existentes.

El informe se presenta como sigue: primero, se presentan los desarrollos teóricos para la caracterización de la demanda de gas y se presenta como resultado las funciones de probabilidad de dicha demanda. Segundo, se realiza un desarrollo paralelo en el caso de la oferta de gas. Como tercera parte del informe, se cruza la demanda y la oferta para determinar la probabilidad de desabastecimiento y el valor esperado de los niveles de gas que se deben reinyectar para suplir la demanda. En el caso de la demanda, se presentan tres escenarios como resultado de diferentes consideraciones externas como lo es el fenómeno de El Niño. Las probabilidades de esos escenarios aún están por estimarse, de modo que se presentan los resultados condicionados a cada uno de dichos escenarios. La oferta también presenta tres escenarios debido a las reservas que se tienen en conside-

ración, pero al tener las probabilidades de ocurrencia es posible generar una densidad de probabilidad incondicional de la oferta.

7.2.1. Marco teórico de la demanda de gas

En primera instancia, se debe considerar que la demanda de gas, de acuerdo a las series analizadas, presenta un fuerte componente oscilatorio. La teoría de la que se está partiendo es que ese componente es principalmente constituido por ruido blanco gaussiano, y que es producto de los factores que generan incertidumbre en la demanda de gas. El procedimiento a seguir es detectar ese ruido y medir su varianza, de modo que se pueda, a partir de una señal de demanda dada, determinar la función de probabilidad a la que corresponde.

Un buen procedimiento que puede ayudar en la determinación del ruido es el análisis espectral de Fourier en el que a la señal de demanda se le toma la FFT. Esto es, si tenemos una serie de demanda dada por x_n ésta se puede descomponer en componentes complejas X_k relacionadas por la siguiente ecuación:

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n \exp\left(-\frac{2\pi j}{N} nk\right) \quad (7.1)$$

En la ecuación (1) N representa la longitud de la serie.

De la misma forma, se puede recuperar la señal original conociendo sus componentes espectrales mediante:

$$x_n = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_k \exp\left(\frac{2\pi j}{N} nk\right) \quad (7.2)$$

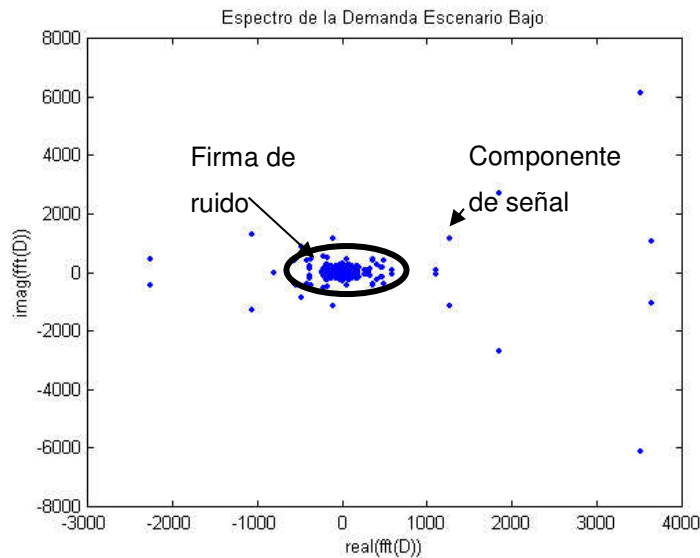
De estas dos ecuaciones se deben resaltar las siguientes propiedades:

- Las componentes espectrales X_k son esencialmente complejas.
- Si la serie x_n presenta ruido blanco, esta dejará una firma consistente en una distribución circular alrededor del origen del plano complejo en el dominio de las X_k .

Debido a que las fuertes oscilaciones pueden afectar el reconocimiento de dicha firma, sólo se decidió trabajar con el escenario de demanda bajo debido a las siguientes suposiciones

- Todos los escenarios están afectados bajo el mismo tipo de ruido.
- Los escenarios medio y alto presentan picos debido a la presencia de fenómenos como El Niño, que son esencialmente cambios bruscos en la señal de demanda.
- Dichos cambios afectan el reconocimiento de la firma de ruido.
- El escenario bajo es el más confiable para determinar el nivel de ruido de la señal de demanda.

Las series de demanda fueron suministradas por la UPME (mayo, 2013), en cada uno de los escenarios. Para el análisis espectral se tomó la serie correspondiente al escenario bajo. Sus resultados se muestran en la figura 7-2. Cada componente X_k se ha ubicado en el plano complejo tomando su parte real e imaginaria como sus coordenadas.



Gráfica 46. Análisis espectral de la serie de demanda del escenario bajo. Unidades de MPCD

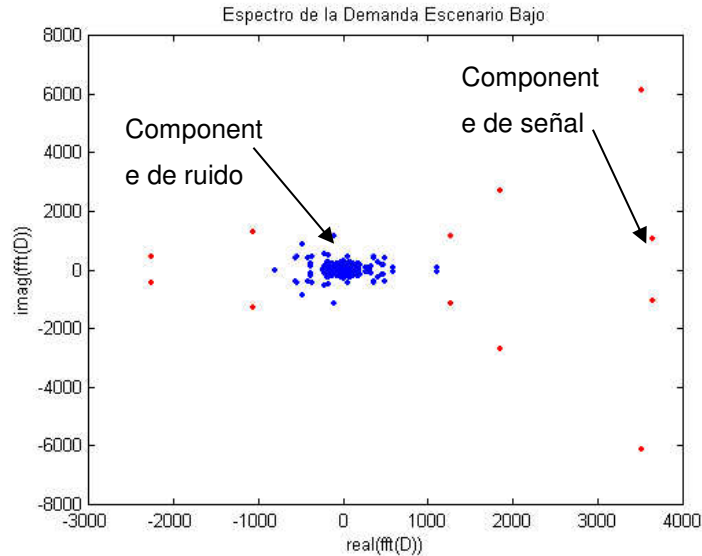
El procedimiento que se utilizó fue el de tomar la desviación estándar de las componentes espectrales X_k de la siguiente forma:

$$\exp\left(-\frac{|X_k|^2}{r^2}\right) \leq 0.12 \quad (7.3)$$

Donde r representa la desviación estándar de los coeficientes espectrales y corresponde al valor de 1041 MPCD. r fue calculado como:

$$r = \sqrt{\frac{1}{N-2} \sum_{k=1}^{N-1} |X_k|^2 - \frac{1}{N-1} \sum_{m=1}^{N-1} |X_m|^2} \quad (7.4)$$

La cual representa una desviación estándar de una serie compleja. Debido al gran valor de X_0 , este fue omitido en el cálculo. Los valores que se encuentran por debajo del umbral de (3) corresponden a distancias que se encuentran a 1.47 veces la desviación estándar. Lo anterior significa que es sólo 12% creíble que dichas componentes configuren el ruido. En la figura 7-3, se muestra cómo opera dicho procedimiento de filtraje.



**Gráfica 47 Separación de las componentes de señal y ruido.
Unidades en MPC**

Los índices de frecuencia que configuran la señal son entonces reducidos y corresponden cerca del 10% de toda la muestra de coeficientes. Estos índices son: 0, 179, 1, 178, 2, 177, 3, 4, 176, 173, 7, 174 y 6. Excepto el 0, si se agrupan los índices de a 2 la suma es 180. Esto es debido a la simetría que presenta la transformada de Fourier de (1).

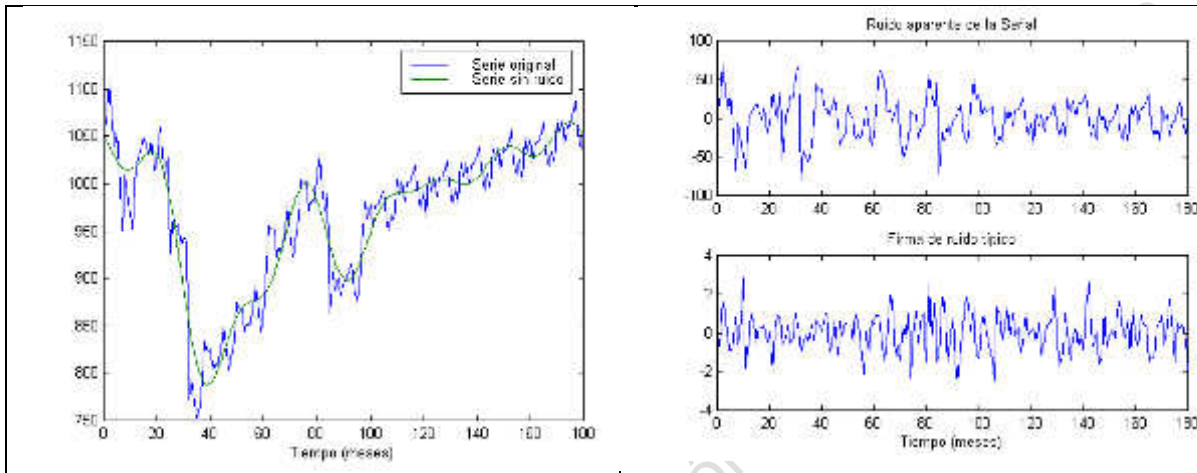
La señal en las componentes de ruido muestra una media de 18,031 con una desviación estándar de 365,68, lo que significa que dicha media NO es significativamente distinta de 0.

7.2.1.1. Resultados de la demanda

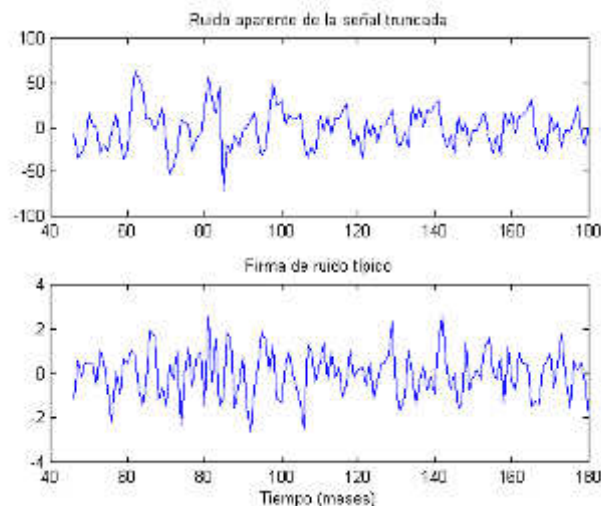
Se realizó el proceso de reconstrucción de la señal mediante la ecuación (2) utilizando solo las componentes asociadas a la señal. Posteriormente, se tomó la diferencia entre la señal reconstruida y la señal original. Se puede comparar dicha señal con una correspondiente a ruido blanco gaussiano y ver una concordancia comparable. En la figura 3, se muestra el procedimiento anteriormente citado.

Se puede observar en dicha figura que la señal recuperada sigue con una buena aproximación a la señal original. Adicionalmente, la diferencia, la cual se muestra a la derecha, sigue un comportamiento similar al de una señal de ruido blanco, lo que significa que se ha razonado correctamente con dejar el resto de componentes espectrales como componentes de ruido.

Aparentemente hay dos escenarios de ruido. Uno del intervalo de 1 a 45 y otro del 46 en adelante. El cambio de escenario corresponde al mes de octubre de 2014. Lo anterior es debido a que se consideraron dos escenarios afectados con ruidos diferentes. El panorama resulta mejor cuando se comparan las series de ruido a partir de la fecha mencionada. Los resultados se muestran en la figura 7-4.



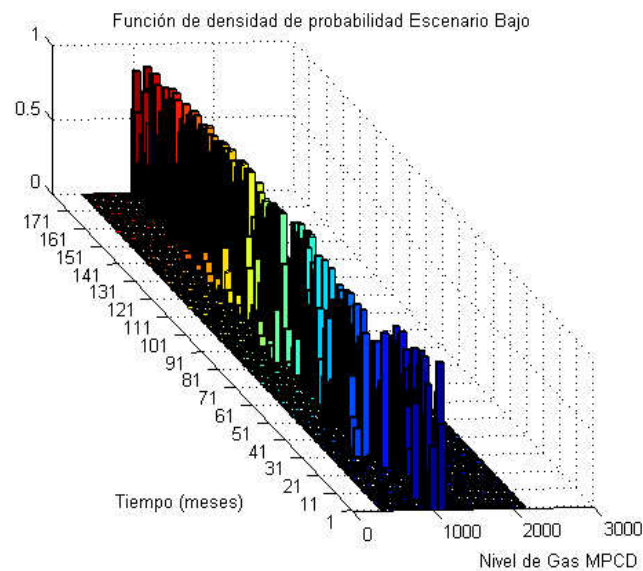
Gráfica 48. A la izquierda se compara la señal de demanda original, correspondiente al escenario bajo, con la señal recuperada haciendo el filtrado mostrado en la ecuación (7.3). A la derecha se muestra la diferencia de las señales en el ruido aparente de la señal y se compara con una señal de ruido blanco típica. Las unidades de demanda y ruido aparente están en MPCD y la de ruido típico es adimensional.



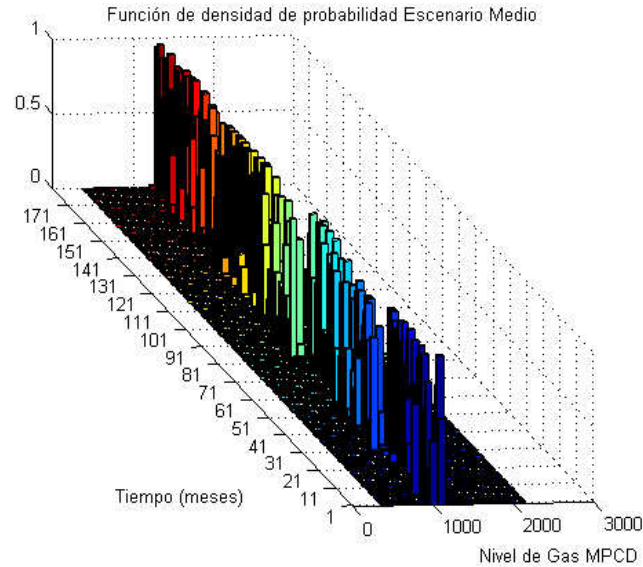
Gráfica 49. Se retoma la señal de ruido aparente en la derecha de la figura 7-4. Se puede observar su mayor similitud con la firma de ruido. La primera está en MPCD y la segunda es adimensional.

Para construir la densidad de probabilidad se siguió un método de Monte-Carlo, en donde a la serie original, bien sea de escenario bajo, medio o alto, se le agrega un ruido blanco con media nula y con la desviación estándar calculada en el procedimiento que se describió anteriormente. El mismo tipo de ruido fue utilizado en todos los escenarios, pues las hipótesis que hacen diferentes los escenarios son de naturaleza determinística y no corresponden al componente de ruido observado en las series. A continuación, se presentan los histogramas correspondientes para cada tipo de escenario. Se observa que, a partir de 1.000 simulaciones, los histogramas comienzan a presentar convergencia, de modo que se tiene buena certidumbre sobre las probabilidades que se requieren determinar.

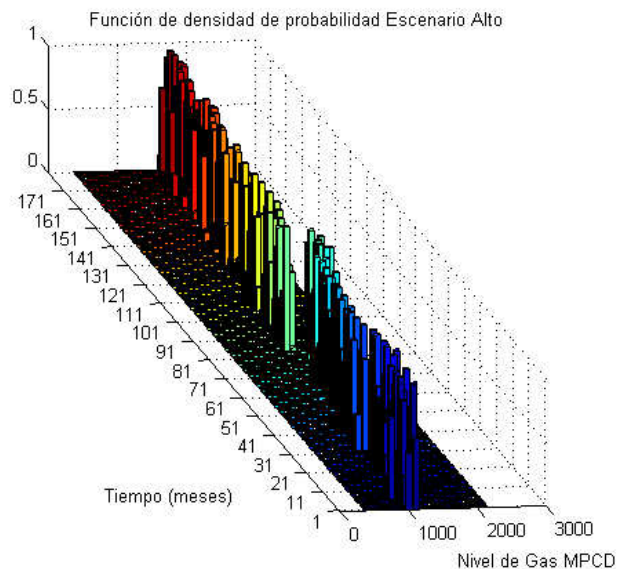
Al construir la función de densidad de probabilidad estocástica con 1.000 simulaciones se tiene la gráfica de función de probabilidad en la figura 7-6. Las figuras 7-6 y 7-7 corresponden a los escenarios medio y bajo. Los cálculos fueron hechos por el consultor.



Gráfica 50. Función de densidad de probabilidad para el escenario bajo



Gráfica 51. Función de densidad de probabilidad para el escenario medio



Gráfica 52. Función de densidad de probabilidad para el escenario alto

7.2.1.2. Conclusión de la demanda

Se ha realizado un procedimiento estocástico para determinar la distribución de probabilidad de la demanda de gas basado en la detección del ruido presente en la proyección de demanda. El proceso de extracción de ruido blanco consiste en un análisis de sus componentes espectrales utilizando la transformada discreta de Fourier. Se ha extraído la componente de señal combinando los coeficientes de Fourier que tiene elevada magnitud y, por tanto, no son probablemente ruido mediante un procedimiento de verosimilitud. Al comparar la señal generada por el resto de coeficientes, se observa una gran concordancia con una señal corres-

pondiente a ruido blanco gaussiano, que presenta, por ejemplo, bajos coeficientes de correlación ante rezagos de la misma. Se ha hecho luego un procedimiento de generación de ruido aleatorio con la varianza obtenida de los coeficientes de ruido y se han hecho simulaciones de Monte-Carlo para generar los histogramas que permiten estimar la función de densidad de probabilidad de la demanda. Se ha observado convergencia a partir de 1.000 simulaciones.

7.2.2. Marco teórico de la oferta de gas

En el caso de la oferta, a diferencia de la demanda no se tiene un comportamiento de ruido blanco debido a que la oferta depende de las reservas de las que se dispone en los reservorios. Si se tiene un solo tipo de reservorio la oferta resulta determinística; sin embargo, de acuerdo con la ANH (SPE, s. f.), se disponen de diferentes tipos de reservas las cuales son a saber:

- Reservas probadas
- Reservas probables
- Reservas posibles

De esta forma se tienen tres escenarios calificados como bajo, medio y alto, cada uno con probabilidad dada por:

- $P(R_1)$: Probabilidad de reservas probadas.
- $P(R_2)$: Probabilidad de reservas probables.
- $P(R_3)$: Probabilidad de reservas probadas, probables y posibles.

Las señales de oferta de cada uno de los escenarios son:

- Sólo reservas probadas: $S = s_1(t)$
- Reservas probadas y reservas probables: $S = s_2(t)$
- Reservas probadas, reservas probables y reservas posibles: $S = s_3(t)$

Adicionalmente, una hipótesis que se debe agregar al modelo de oferta es que las disponibilidades de las reservas probadas, probables y posibles deben ser independientes entre sí, si los tipos de reserva considerados son diferentes. Dicho en otras palabras, la disponibilidad de las reservas probadas es independiente de la disponibilidad de las reservas probables y posibles; a su vez, la disponibilidad de las reservas probables es independiente de la disponibilidad de las reservas posibles.

Por otra parte, se tienen los requerimientos de la ANH donde:

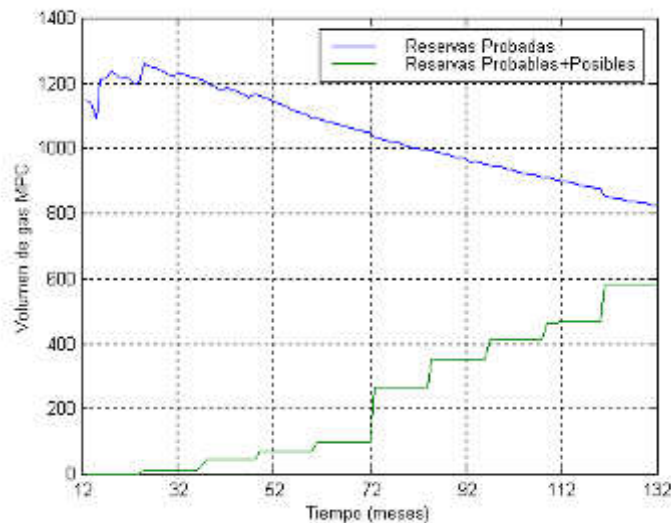
- Las reservas deben igualar o exceder la estimación baja con una probabilidad del 90%. Esta probabilidad la llamaremos P_B .
- Las reservas deben igualar o exceder la estimación media con una probabilidad del 50%. Esta probabilidad la llamaremos P_M .
- Las reservas deben igualar o exceder la estimación alta con una probabilidad del 10%. Esta probabilidad la llamaremos P_A .

En nuestro caso de conformación de escenarios de oferta, consideramos la estimación baja como la producción de gas de solo las reservas probadas; en el caso de la estimación media, se tiene la producción de las reservas probadas y probables, y, finalmente, en el caso de la estimación alta consideramos la producción de los tres tipos de reservas. Estas son las señales s_1 , s_2 y s_3 , respectivamente.

Analizando el caso de la estimación baja, de acuerdo con las series obtenidas por la UPME, las reservas probables (R_2) y las reservas posibles (R_3) no exceden a las reservas probadas (R_1), de modo que la única manera de igualar o superar la estimación baja es si se dispone de las reservas probadas. De esta forma se tiene:

$$P_B = P(R_1) \quad (7.5)$$

En la figura 7-9 se pueden apreciar las fuentes de cada tipo de reserva, donde se indica que las reservas probadas superan a los otros dos tipos de reservas.



Gráfica 53. Configuración del escenario para la estimación baja, dada por las reservas probadas

Continuando con el análisis, en lo que respecta a la estimación media, se debe considerar bajo cuáles condiciones la producción de gas supera o iguala la esti-

mación media, la cual está contemplada por las reservas probadas y las probables.

Introduciendo la siguiente convención:

- R_i Se dispone de la reserva i
- \bar{R}_i No se dispone de la reserva i
- $i=1$ Reservas probadas
- $i=2$ Reservas probables
- $i=3$ Reservas posibles

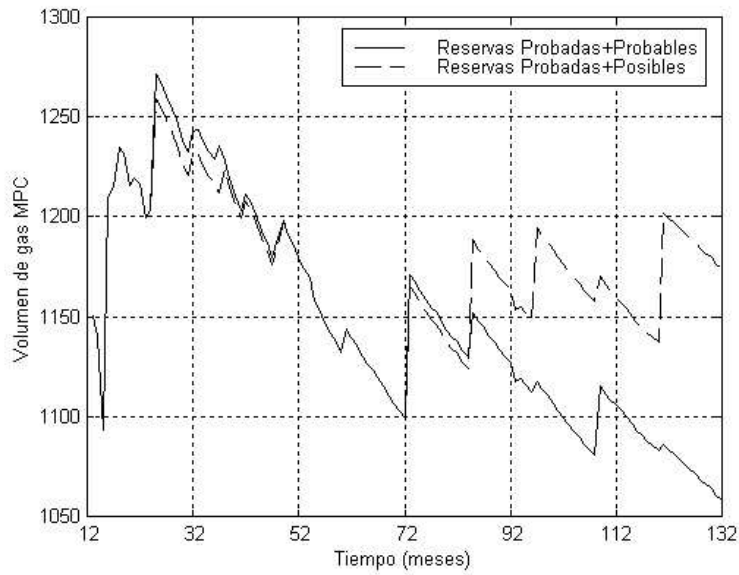
Para cumplir con los requerimientos de la ANH, se deben verificar las siguientes posibilidades de ocurrencia:

$R_1R_2R_3$	Supera la estimación media
$R_1R_2\bar{R}_3$	Corresponde a la estimación media
$R_1\bar{R}_2R_3$	Se debe comparar con $R_1R_2\bar{R}_3$
$R_1\bar{R}_2\bar{R}_3$	No supera ni iguala la estimación media.

Tabla 11. Tabla que considera las posibilidades de ocurrencia donde se puede superar la estimación media.

De esta manera se debe cotejar $R_1R_2\bar{R}_3$ que significa que se dispone de solo fuentes probadas y probables y con $R_1\bar{R}_2R_3$ que corresponde a que solo se disponen de fuentes probadas y posibles.

La comparación para la estimación media se muestra en la figura 7-10.



Gráfica 54. Configuración del escenario para la estimación media, dada por las reservas probadas y reservas probables

Vemos que en algunos meses $R_1\bar{R}_2R_3$ es superior o igual a $R_1R_2\bar{R}_3$ y en otros no. Esto conlleva a que la probabilidad de superar la estimación media sea dependiente del tiempo. Como se requiere que esta sea al menos el 50% el valor más pequeño de esta probabilidad dado por P_M , de modo que la estimación más pequeña ocurre cuando $R_1\bar{R}_2R_3$ es inferior a $R_1R_2\bar{R}_3$ y la probabilidad viene dada entonces por:

$$P_M = P(R_1R_2R_3) + P(R_1R_2\bar{R}_3) = P(R_1R_2) \quad (7.6)$$

En el caso del escenario de estimación alta, esta solo es igualada cuando se dispone de los tres tipos de recursos. De esta forma:

$$P_A = P(R_1R_2R_3) \quad (7.7)$$

7.2.2.1. Resultados de la oferta de gas

La siguiente tabla de verdad muestra los escenarios posibles de oferta cada uno con su probabilidad y su correspondiente señal de oferta. Se debe recordar, como se ha mencionado con anterioridad, que reservas de tipos diferentes son independientes entre sí:

Escenario	Probabilidad	Señal de oferta
$R_1R_2R_3$	P_A	$s_3(t)$
$R_1R_2\bar{R}_3$	$P_M - P_A$	$s_2(t)$
$R_1\bar{R}_2R_3$	$P_B \left(1 - \frac{P_M}{P_B}\right) \frac{P_A}{P_M}$	$s_3(t) + s_1(t) - s_2(t)$
$R_1\bar{R}_2\bar{R}_3$	$P_B \left(1 - \frac{P_M}{P_B}\right) \left(1 - \frac{P_A}{P_M}\right)$	$s_1(t)$
$\bar{R}_1R_2R_3$	$(1 - P_B) \frac{P_A}{P_B}$	$s_3(t) - s_1(t)$
$\bar{R}_1R_2\bar{R}_3$	$(1 - P_B) \frac{P_M}{P_B} \left(1 - \frac{P_A}{P_M}\right)$	$s_2(t) - s_1(t)$
$\bar{R}_1\bar{R}_2R_3$	$(1 - P_B) \left(1 - \frac{P_M}{P_B}\right) \frac{P_A}{P_M}$	$s_3(t) - s_2(t)$
$\bar{R}_1\bar{R}_2\bar{R}_3$	$(1 - P_B) \left(1 - \frac{P_M}{P_B}\right) \left(1 - \frac{P_A}{P_M}\right)$	0

Tabla 12. Tabla de verdad que considera todas las posibilidades de oferta de gas, incluye su probabilidad y su producción de gas correspondiente

De acuerdo con los datos obtenidos se tiene:

$$\begin{aligned}
 P_A &= 0.1 \\
 P_M &= 0.5 \\
 P_B &= 0.9
 \end{aligned}
 \tag{7.8}$$

Las probabilidades de la tabla de verdad quedan entonces:

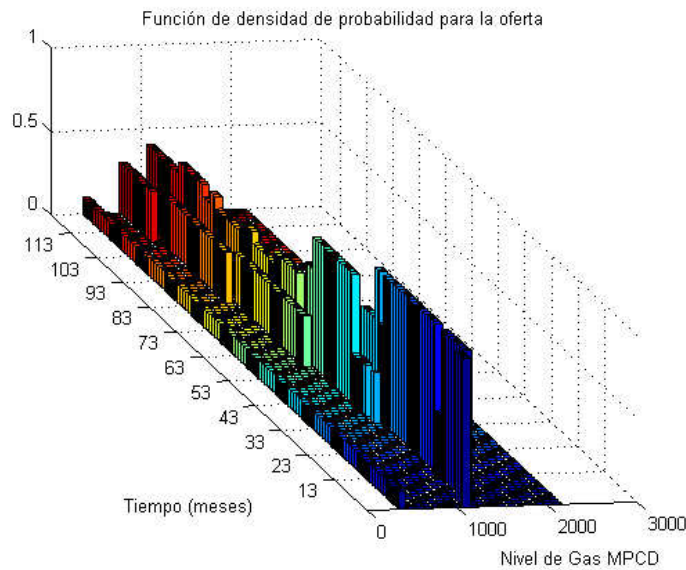
Escenario	Probabilidad
$R_1R_2R_3$	0,1
$R_1R_2\bar{R}_3$	0,4
$R_1\bar{R}_2R_3$	0,08
$R_1\bar{R}_2\bar{R}_3$	0,32
$\bar{R}_1R_2R_3$	0,011111
$\bar{R}_1R_2\bar{R}_3$	0,044444

$\bar{R}_1 \bar{R}_2 R_3$	0,0088889
$\bar{R}_1 \bar{R}_2 \bar{R}_3$	0,035556

Tabla 13. Tabla de verdad con las probabilidades calculadas, satisfaciendo los criterios de la ANH

Con la anterior información, es posible calcular los histogramas correspondientes a la función de oferta, en donde, con la probabilidad correspondiente, se genera una señal de oferta completa correspondiente a la columna 3 de la tabla 7-2.

A continuación, se presenta el histograma de la correspondiente función de oferta de gas en la figura 7-11.



Gráfica 55. Histograma correspondiente a la oferta de gas

7.2.2.2. Conclusión de la oferta

Se presenta un procedimiento para obtener la función de probabilidad de la oferta de gas. A diferencia de la demanda, la oferta no sigue una señal estocástica sino determinística, pero al tener incertidumbres sobre la disponibilidad de los distintos tipos de reservas de gas entonces la oferta adquiere una naturaleza estocástica.

Tres tipos de escenarios han sido incluidos en el análisis dependiendo de la disponibilidad de las reservas y se ha generado una densidad de probabilidad incondicional gracias a los requerimientos de probabilidad exigidos por la ANH.

7.3. Marco teórico del desabastecimiento

De acuerdo a los tres escenarios de demanda y del escenario de oferta planteado, presentamos la probabilidad de desabastecimiento de acuerdo a cada uno de los escenarios de demanda, así como el volumen de gas que debe reinyectarse para suplir la demanda.

Dados los histogramas de oferta y de demanda, la probabilidad de desabastecimiento se calculó como la probabilidad de que la demanda excediera la oferta. Para ello se realizaron las siguientes hipótesis:

- La oferta y la demanda son variables aleatorias independientes.
 - Se calcula la probabilidad de $D > S$ dados los histogramas sumando las probabilidades $P_{i,j}$ donde $i > j$ e i corresponde a un índice de demanda y j corresponde a un índice de oferta.
 - Ambos índices corresponden a la misma partición del histograma.
- Además se calculó el valor esperado del desabastecimiento según cada escenario, el cual viene dado por:

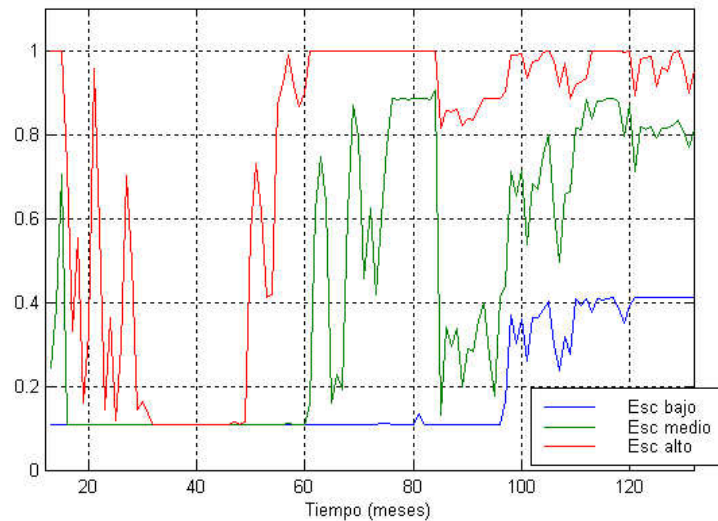
$$E = \sum_{\substack{i,j \\ i > j}} P_{i,j} (D_i - S_j) \quad (7.9)$$

Para corroborar los resultados de convergencia del método de Monte-Carlo, se lanzaron simulaciones independientes pero la misma cantidad; 1.000 simulaciones para demanda y 1.000 simulaciones para oferta, con lo que se observó que las estadísticas no presentaban variaciones significativas. Se debe recordar nuevamente que la demanda y la oferta son procesos independientes.

7.3.1. Resultados del desabastecimiento

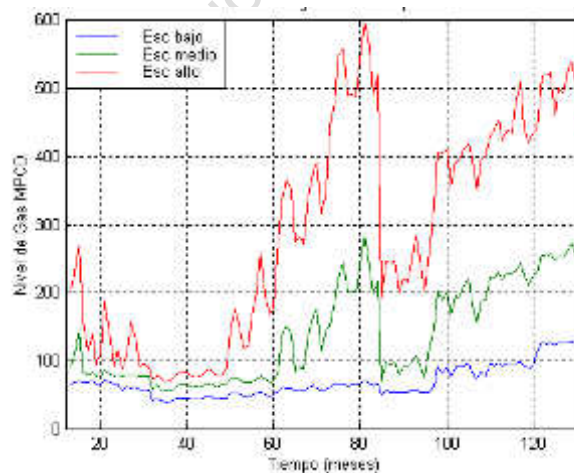
Los resultados se observan en la figura 7-12. Por ejemplo, se puede observar que las probabilidades se encuentran por encima de 0,1. Este hecho es debido a que, a pesar de que se tiene una probabilidad importante de disponer de las reservas probadas alrededor del 90%, existe un riesgo restante del 10% de que no se disponga de las reservas. Asimismo, y posiblemente debido a la presencia del fenómeno de El Niño, la probabilidad presenta un cambio brusco alrededor del mes 44. Como el escenario bajo no asume cambios en el nivel de gas por la presencia de este fenómeno, el cambio brusco no se ve presente. También se observa coherencia en los tres tipos de escenarios, pues el escenario alto de demanda es el que debe exhibir la probabilidad de desabastecimiento mayor, debido a las fuertes hipótesis de demanda de gas bajo las cuales se construye dicho escenario. De la

misma forma, el escenario bajo debe tener la probabilidad de desabastecimiento menor.



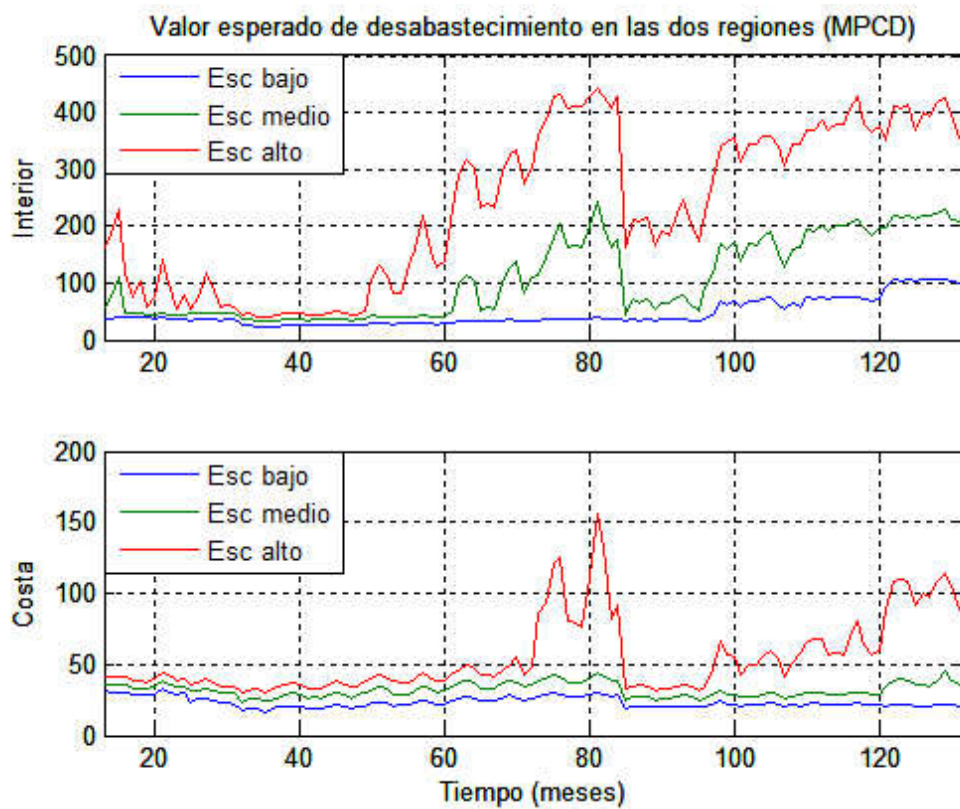
Gráfica 56. Probabilidad de desabastecimiento para cada escenario de demanda

Por otra parte, se han calculado los niveles de desabastecimiento. Dado el carácter estocástico del problema, se han escogido solamente sus valores esperados. Los detalles se muestran en la figura 7-13.



Gráfica 57. Niveles de desabastecimiento. Las estadísticas están en valor esperado y las unidades están en MPCD

Adicionalmente se presenta en la figura 7-14 el desabastecimiento para dos regiones: la costa atlántica y el interior, desagregando las series de demanda anteriormente presentadas.



Gráfica 58. Desabastecimiento en la costa atlántica y el interior

8. Capacidad de transporte del sistema de gas natural y confiabilidad del mismo

Como se mencionó en la metodología, se busca calcular la confiabilidad del presente sistema y del que se pretende ejecutar dentro del plan de expansión, el cual es determinado, bien sea por nuevos hallazgos o por mejoras en la infraestructura de transporte. Con la tasa reportada de fallas, se busca ajustar los periodos de funcionamiento a procesos estocásticos de Bernoulli o Poisson, el cuál será establecido a partir del ajuste de los datos, mostrado más adelante.

En el proceso de Bernoulli, la probabilidad que se tengan r fallas en n años o unidades de tiempo, depende de la resolución, viene dada por la ecuación:

$$P_n(r) = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r (1-p)^{n-r} \quad (8.1)$$

Donde p representa la probabilidad de tener una falla en dicho periodo. Para tal efecto, se debe determinar la tasa de fallas obtenida en los valores históricos de las diferentes bases de datos de suministro de gas. De la ecuación (1) puede deducirse la probabilidad de tener n unidades de tiempo en donde se caracteriza la distribución del servicio, la cual viene dada por:

$$Q_n = p(1-p)^{n-1} \quad (8.2)$$

De esta forma, de las series de reporte de interrupción del suministro se puede obtener la distribución de n . Una forma de determinarla es por ajuste de momentos, en donde se ajusta la media y la varianza de n . La media viene dada por la siguiente relación:

$$E(n) = \frac{1}{p} \quad (8.3)$$

La varianza por su parte, viene dada por:

$$Var(n) = \frac{1-p}{p^2} \quad (8.4)$$

La cual puede calcularse tomando la desviación estándar de los periodos de continuidad del servicio. Si se tiene una tasa promedio de fallas, la probabilidad de falla puede calcularse como:

$$P = 1 - e^{-\lambda} \quad (8.5)$$

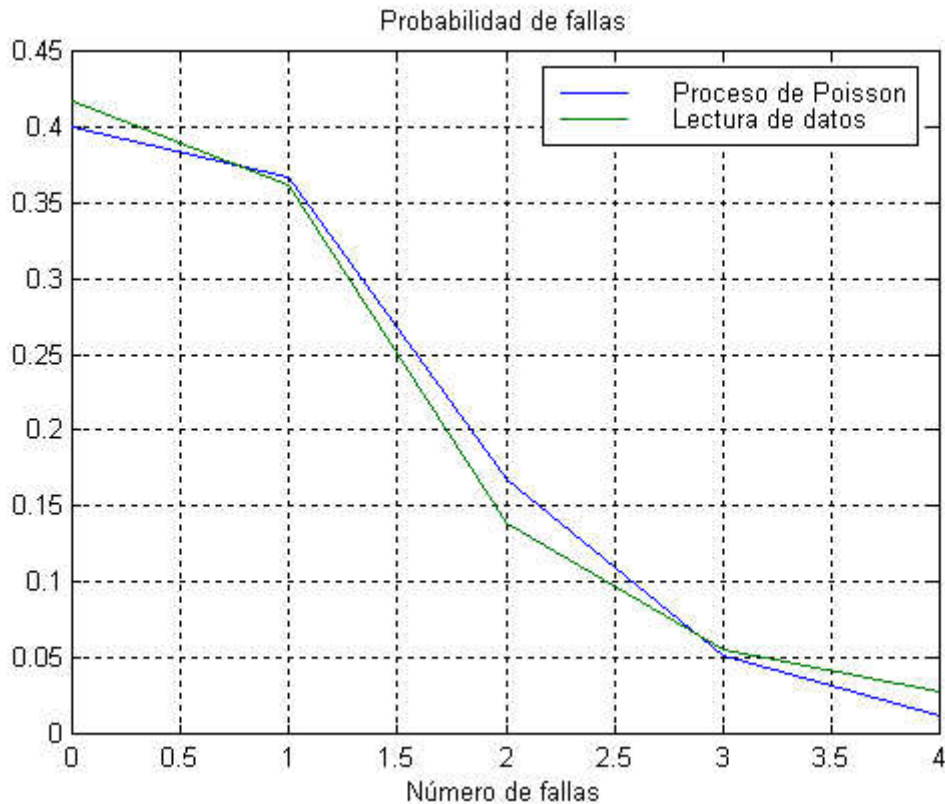
Teniendo en cuenta los resultados, el mejor ajuste fue un proceso de Poisson debido al carácter continuo del tiempo bajo análisis. La ecuación (8.5) muestra esta relación.

Además, se requiere calcular la probabilidad de que un elemento del sistema, bien sea un ducto o una estación estén fuera de servicio. Esta probabilidad puede cal-

cularse de una cadena de Markov de dos estados donde T es el tiempo de reparación. Dicha probabilidad viene dada por:

$$P = \frac{\lambda E(T)}{1 + \lambda E(T)} \quad (8.6)$$

Usualmente $\lambda E(T) \ll 1$ por lo que las probabilidades de estar fuera de servicio son usualmente pequeñas. Ajustando los eventos de fuerza mayor, puede observarse, de acuerdo con la gráfica 8-1, que siguen bien un proceso de Poisson:



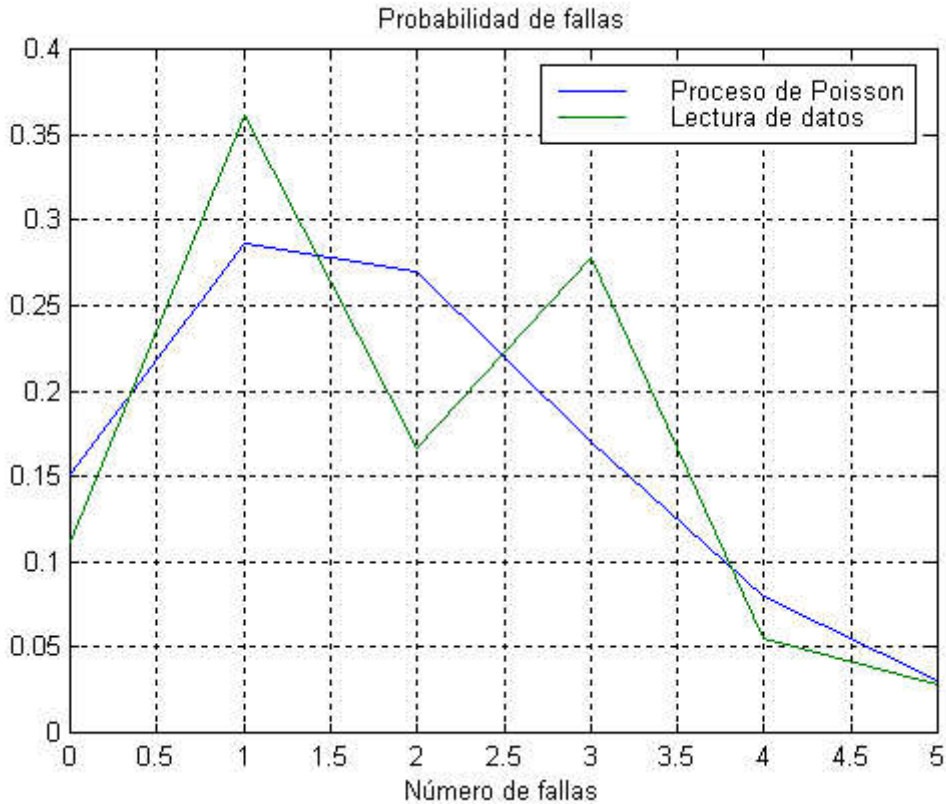
Gráfica 59. Probabilidad de fallas de eventos de fuerza mayor

Fuente: UPME

Aplicando la ecuación (5) obtenemos una probabilidad de falla del 60%, valor elevado que obedece a la consideración de todos los nodos del sistema TGI.

Sin embargo, cuando se incluyen los eventos programados no se obtiene una relación de un proceso de Poisson natural. La distribución se debe más a que determinado número de eventos se programan en los diferentes meses, teniéndose un proceso que cuenta con un número predeterminado de interrupciones dado y cada número de interrupciones tiene asociada una función de probabilidad.

El proceso de eventos programados se muestra a continuación:



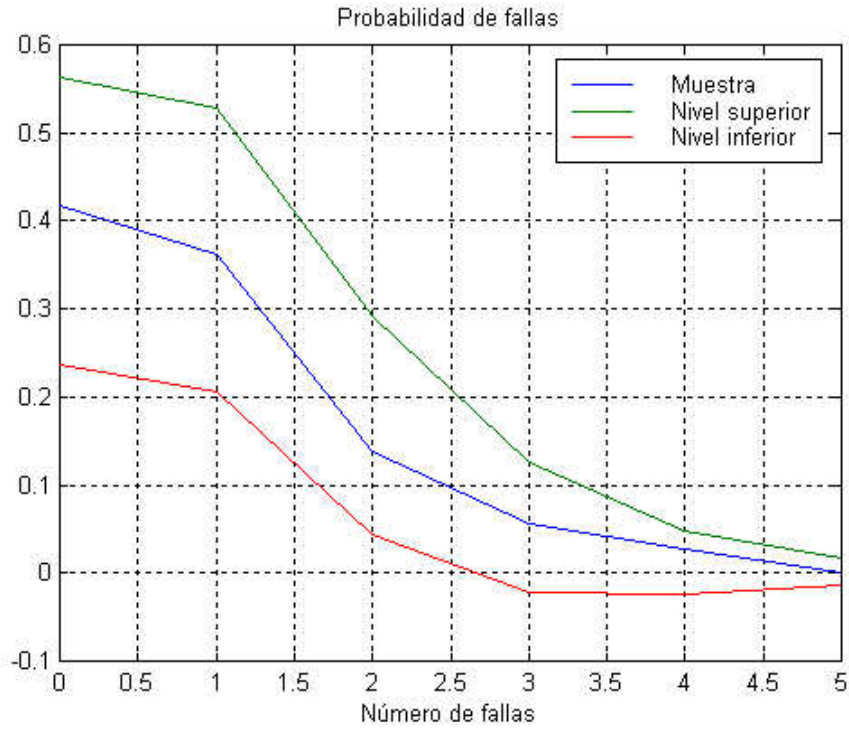
Gráfica 60. Probabilidad de fallas de eventos planeados

Fuente: UPME

Su probabilidad de falla es del 85% al aplicar la ecuación (8.5). Claro que el proceso no debe considerarse completamente de Poisson porque se trata de eventos programados que no siguen una distribución sin memoria como el de Poisson y por eso el comportamiento anómalo mostrado en la gráfica 8-2.

Sin embargo, el intervalo de confianza es bastante amplio. Esto se debe a la reducida cantidad de información (3 años), lo cual no es suficiente para garantizar que se cuenta con el valor exacto de la probabilidad de falla, no obstante, es la mejor estimación de la que se puede disponer. A continuación se muestra el intervalo de confiabilidad del 95% de los datos (dos desviaciones estándar) para cada uno de los tipos de eventos. Los intervalos de confianza pueden verse en la gráfica 8-3 para los eventos de fuerza mayor y en la gráfica 8-4 para los eventos planeados.

○

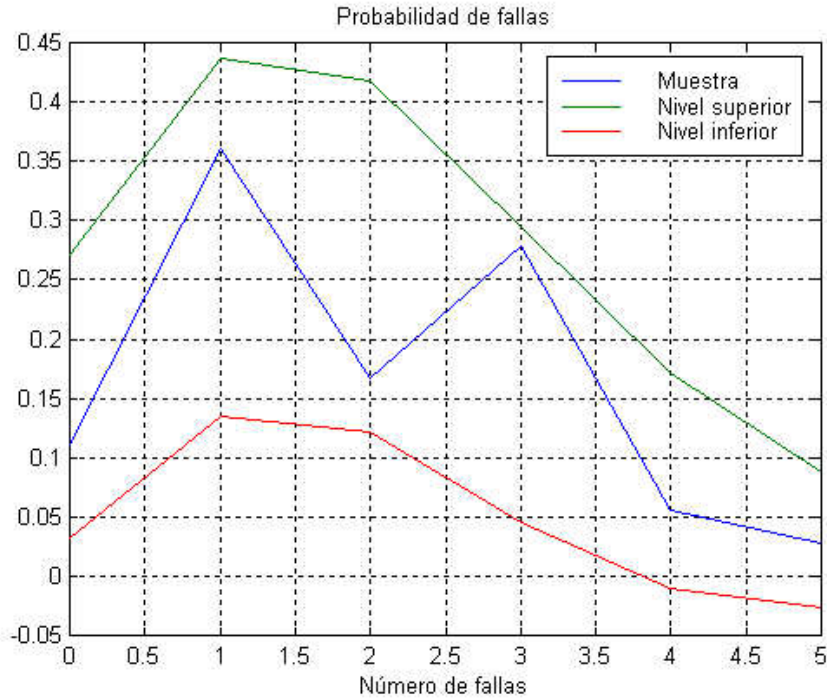


Gráfica 61. Intervalo de confianza del 95% del ajuste de eventos de fuerza mayor a un proceso de Poisson

Fuente: UPME

Documento de Trabajo. V. 2019

13



Gráfica 62. Intervalo de confianza del 95% del ajuste de eventos planeados a un proceso de Poisson

Fuente: UPME

Adicionalmente y de acuerdo con el reporte de eventos, se determinó el impacto de las interrupciones en el sistema de gas de TGI. La metodología definida consistió en determinar las probabilidades de falla de acuerdo con las tasas de interrupciones que se mostraban en cada elemento de la red de gasoductos, y se tomó también el tiempo que duró fuera de servicio el tubo asociado al evento. Se consideró que la posibilidad de falla asociada a un elemento (troncal, ramal o City Gate) es independiente de la de los otros elementos. Así mismo, se tomó la tasa de fallas histórica reportada por los eventos de interrupciones de TGI. Los resultados se muestran a continuación, en las tablas 8-1 a 8-4 y en la gráfica 8-5:

- **Eventos de fuerza mayor:**
 - **Probabilidades de falla de los elementos:**

	Ballena-Costa Interior	Costa Interior-B/manga	B/manga – B/bermeja	B/bermeja-N1	Antioquia-N1
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,08571429	0,08571429	0,08571429	0	0
Probabilidad de falla	0,00917918	0,00917918	0,00917918	0	0

	Vasconia-N1	Vasconia-La Belleza	Vasconia-Mariquita	Mariquita-CQR	Armenia-CQR
Tasa de fallas (eventos/mes)	0	0	0	0,2	0,08571429
Probabilidad de falla	0	0	0	0,0249998	0,01313937

	Valle-Armenia	Cali-Valle	Popayán-Cali	Mariquita-Tolima	Tolima-Fusagasugá
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,11428571	0,11428571	0	0,01428571	0,02857143
Probabilidad de falla	0,0135402	0,0135402	0	0,00018575	0,00062568

	Tolima-Sur	La Belleza-Cundinamarca	Bogotá-C/marca	Bogotá-Usme	Usme-Llanos 2
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,04285714	0,11428571	0	0	0,08571429
Probabilidad de falla	0,00106073	0,00841213	0	0	0,00692378

	Llanos 2-N2	N2-Llanos 1	N2-GBS	GBS-La Belleza	Guajira-Ballena
Tasa de fallas (eventos/mes)	0	0	0,2	0,2	0
Probabilidad de falla	0	0	0,00877757	0,00877757	0

	Guajira-Magdalena	Magdalena-Atlántico	Atlántico-Bolívar	Bolívar-La creciente	La creciente-Sucre y Córdoba
Tasa de fallas (eventos/mes)	0	0,02857143	0,01428571	0,01428571	0,07142857
Probabilidad de falla	0	0,00061852	0,00013361	0,00040083	0,00071889

Tabla 14. Probabilidades de falla de los elementos de toda la red. Eventos de fuerza mayor
FUENTE: UPME

• **Probabilidades de falla resultantes de los nodos de demanda:**

	Costa Interior	Bucaramanga	Barrancabermeja	Antioquia	Vasconia
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	0,00016774	0,00016774	0	0	0

	Mariquita	CQR	Valle	Cali	Popayán
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	0	0,0249998	0,05083893	0,06369076	0,06369076

	Tolima	Fusagasugá	Sur	Cundinamarca	Bogotá
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	1,9703E-07	0,00062588	0	5,8244E-05	5,8244E-05

	Usme	Llanos 2	Llanos 1	GBS	Guajira
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	5,8244E-05	0	0	7,7046E-05	0

	Magdalena	Atlántico	Bolívar	Sucre y Córdoba
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	0	3,3053E-07	3,0144E-07	0,00071889

**Tabla 15. Probabilidades de falla de los nodos de demanda de toda la red.
Eventos de fuerza mayor**

Fuente: UPME

- **Eventos planeados:**
 - **Probabilidades de falla de los elementos:**

	Ballena-Costa Interior	Costa Interior-B/manga	B/manga – B/bermeja	B/bermeja-N1	Antioquia-N1
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,28571429	0,28571429	0,28571429	0,05714286	0,01428571
Probabilidad de falla	0,02504693	0,02504693	0,02504693	0,00359768	7,8211E-05

	Vasconia-N1	Vasconia-La Belleza	Vasconia-Mariquita	Mariquita-CQR	Armenia-CQR
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,01428571	0,02857143	0,17142857	0,14285714	0,04285714
Probabilidad de falla	0,00039105	0,00130025	0,01490888	0,00457375	0,00132313

	Valle-Armenia	Cali-Valle	Popayán-Cali	Mariquita-Tolima	Tolima-Fusagasugá
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,11428571	0,11428571	0	0,1	0,18571429
Probabilidad de falla	0,00207258	0,00207258	0	0,00253207	0,0020628

	Tolima-Sur	La Belleza-Cundinamarca	Bogotá-C/marca	Bogotá-Usme	Usme-Llanos 2
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,1	0,04285714	0,05714286	0	0,01428571
Probabilidad de falla	0,00214101	0,00212146	0,00387142	0	0,00093853

	Llanos 2-N2	N2-Llanos 1	N2-GBS	GBS-La Belleza	Guajira-Ballena
Tasa de fallas (eventos/mes)	0,07142857	0,1	0,21428571	0,21428571	0

Probabilidad de falla	0,00140779	0,0044189	0,01255475	0,01255475	0
-----------------------	------------	-----------	------------	------------	---

	Guajira-Magdalena	Magdalena-Atlántico	Atlántico-Bolívar	Bolívar-La creciente	La creciente-Sucre y Córdoba
Tasa de fallas (eventos/mes)	0	0	0	0	0
Probabilidad de falla	0	0	0	0	0

Tabla 16. Probabilidades de falla de los elementos de toda la red. Eventos planeados

Fuente: UPME

○ **Probabilidades de falla de los nodos:**

	Costa Interior	Bucaramanga	Barrancabermeja	Antioquia	Vasconia
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	0,00123898	0,00123898	0	7,9721E-05	1,1455E-07

	Mariquita	CQR	Valle	Cali	Popayán
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	6,9617E-05	0,00464305	0,00802026	0,01007622	0,01007622

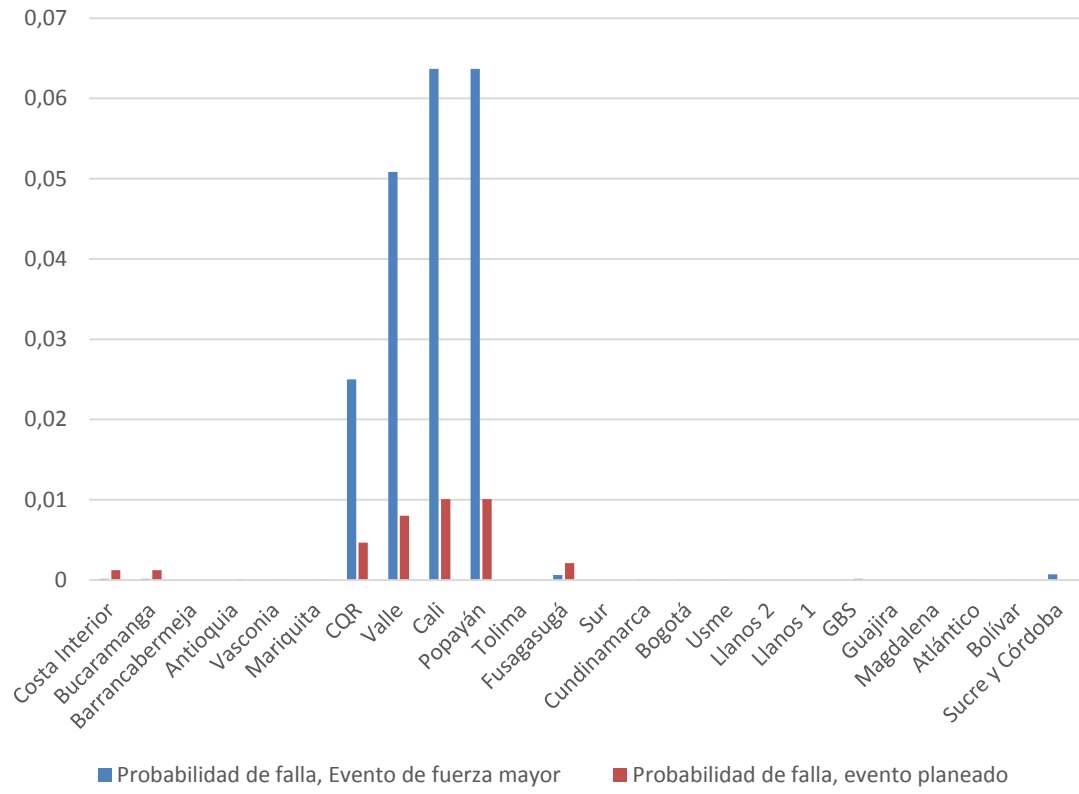
	Tolima	Fusagasugá	Sur	Cundinamarca	Bogotá
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	3,7273E-05	0,0021	0	1,0361E-05	5,6489E-06

	Usme	Llanos 2	Llanos 1	GBS	Guajira
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	5,6489E-06	0	0	0,00015782	0

	Magdalena	Atlántico	Bolívar	Sucre y Córdoba
Probabilidades de falla de los nodos de demanda	0	0	0	0

Tabla 17. Probabilidades de falla de los nodos de demanda de toda la red. Eventos planeados

Fuente: UPME



Gráfica 63. Probabilidades de falla de los nodos de demanda de toda la red
 Fuente: UPME

Documento de Trabajo.

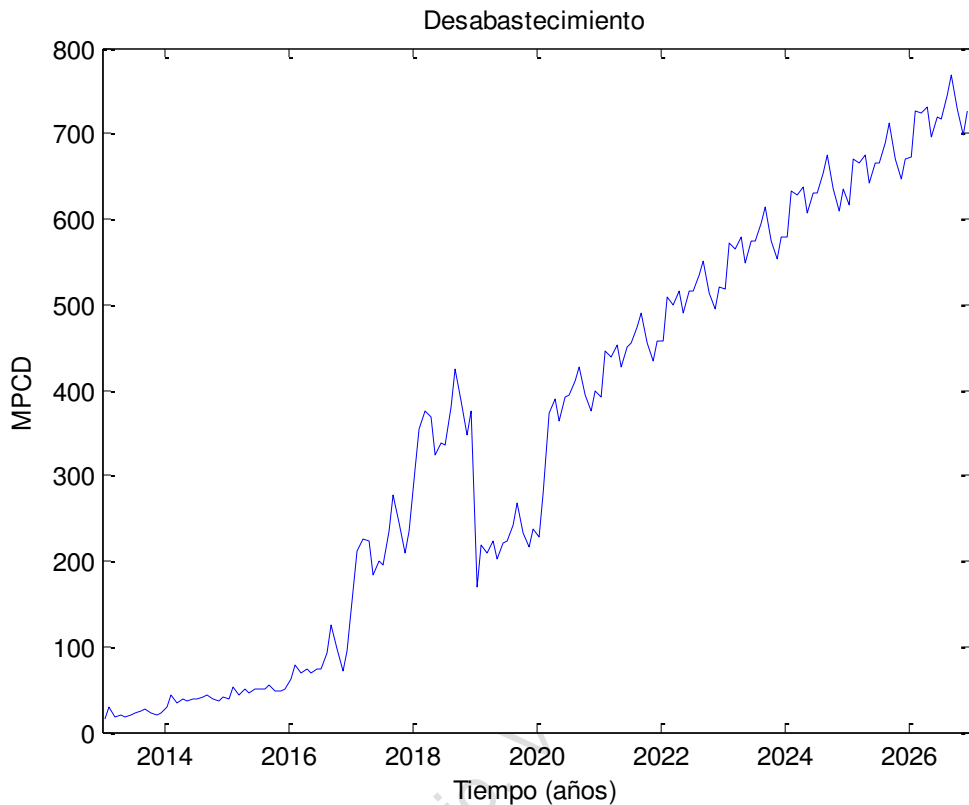


Gráfica 64. Mapa de la red de gasoductos tenida en cuenta en el análisis

Fuente: UPME

Adicionalmente a las probabilidades de falla se calcularon los valores esperados de desabastecimiento, en caso de que se continuase con la red de gasoductos presente hasta diciembre del 2026. Si bien al inicio de la serie no se tiene un desabastecimiento significativo con la configuración actual, al final de la serie se puede ver un aumento considerable en el desabastecimiento debido no sólo a las fallas de los elementos sino a las limitaciones de capacidad tanto de infraestructura como de producción. Después del año 2018, la influencia en el desabastecimiento

de las limitaciones de oferta es notablemente mayor, cambiando el problema de confiabilidad al problema de desabastecimiento. En la gráfica 8-7 se muestran los resultados en consideración.



Gráfica 65. Curva de desabastecimiento debido a las limitaciones de capacidad y a las fallas propias del sistema de gasoductos.

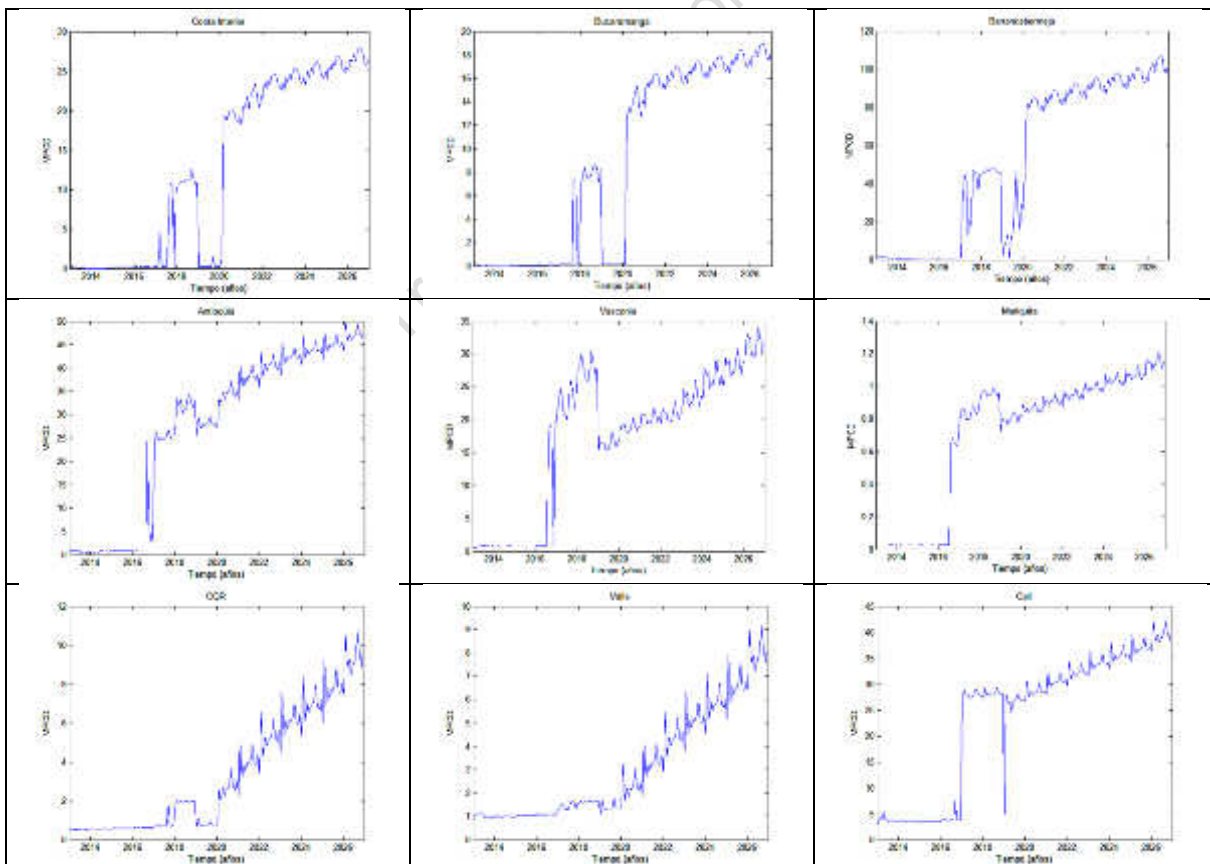
Fuente: UPME

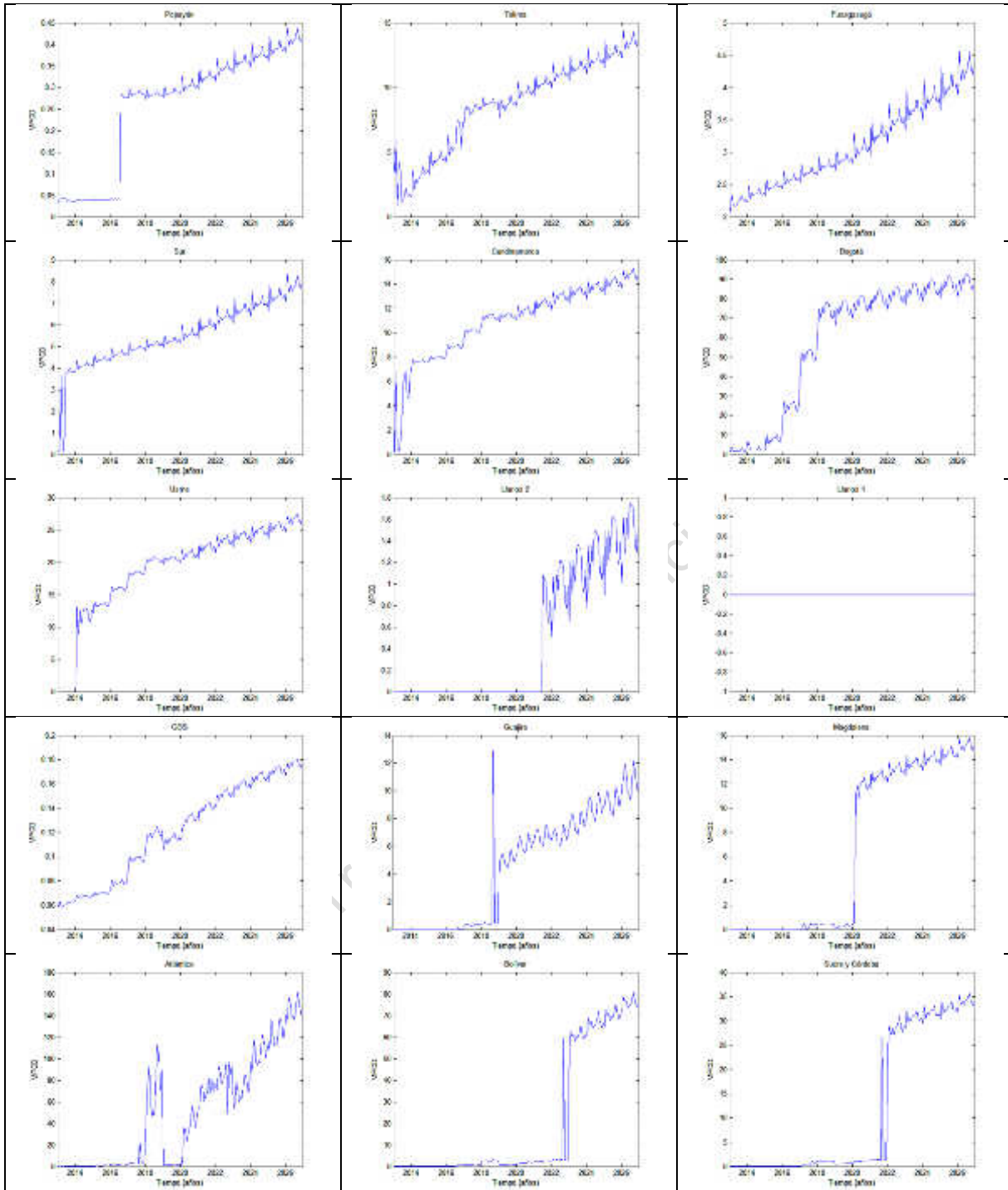
Debido a la red y a la demanda de los nodos, los principales nodos de demanda afectados debido a los problemas de confiabilidad fueron:

- *Costa Interior con un déficit de 27 MPCD*
- *Bucaramanga con un déficit de 19 MPCD*
- *Barrancabermeja con un déficit de 100 MPCD*
- *Antioquia con un déficit de 50 MPCD*
- *Vasconia con un déficit de 35 MPCD*
- *Mariquita con un déficit de 1,4 MPCD*
- *CQR con un déficit de 10 MPCD*
- *Valle con un déficit de 10 MPCD*
- *Cali con un déficit de 45 MPCD*
- *Popayán con un déficit de 0,45 MPCD*

- Tolima con un déficit de 15 MPCD
- Fusagasugá con un déficit de 4,5 MPCD
- Sur con un déficit de 8 MPCD
- Cundinamarca con un déficit de 15 MPCD
- Bogotá con un déficit de 85 MPCD
- Usme con un déficit de 28 MPCD
- Llanos 2 con un déficit de 1,6 MPCD
- GBS con un déficit de 0,18 MPCD
- Guajira con un déficit de 11 MPCD
- Magdalena con un déficit de 15 MPCD
- Atlántico con un déficit de 160 MPCD
- Bolívar con un déficit de 80 MPCD
- Sucre y Córdoba con un déficit de 35 MPCD

En la gráfica 8-8 se muestran los problemas de abastecimiento de cada uno de los nodos de demanda considerados.





Gráfica 66. Curvas de desabastecimiento para cada uno de los nodos de demanda.

Fuente: UPME

El escenario de demanda que se tiene en cuenta en éste análisis es el medio. Adicionalmente se analizaron conjuntamente los efectos debidos a fallas, limitaciones de capacidad de infraestructura y limitaciones de capacidad de oferta.

Como principal causa de los 800 MPCD de déficit, casi en su totalidad son causados por limitaciones en la capacidad de los gasoductos y las fallas. De éstos, al inicio de la proyección el 30% son puramente debidos a la capacidad pero éste porcentaje aumenta hasta 98% en el 2018. Debido a los agotamientos de los pozos que se tienen en el centro del país, se recomienda hacer ampliaciones en el sistema de modo que se tenga gas desde Ballena, requiriendo estos tramos mayor ampliación en la capacidad.

Documento de Trabajo. Versión diciembre de 2013

9. Requerimientos de expansión del sistema de transporte de gas natural

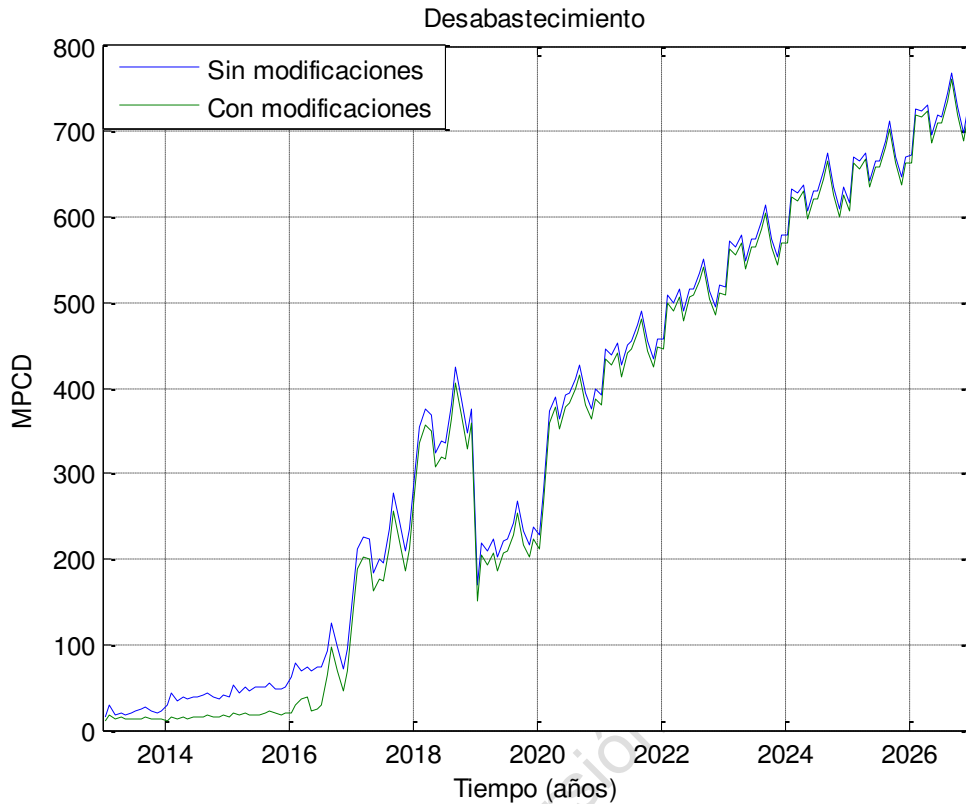
Las obras recomendadas teniendo en cuenta en análisis realizado en el capítulo anterior, son las siguientes:

- **Obras de mayor infraestructura (incremento en capacidad +100 MPCD)**
 - Ballena-Costa Interior (+147,24 MPCD)
 - Costa Interior-Bucaramanga (+147,24 MPCD)
 - Bucaramanga-Barrancabermeja (+147,24 MPCD)
 - Barrancabermeja-Sebastopol (+147,24 MPCD)
 - Vasconia-Sebastopol (+147,24 MPCD)
 - Vasconia-La Belleza (+139 MPCD)
 - La Belleza-Cundinamarca (+139 MPCD)
 - Bogotá-Cundinamarca (+114 MPCD)

- **Obras de mediana infraestructura (incremento en capacidad entre 5 MPCD y 100 MPCD)**
 - Bogotá-Usme (+44 MPCD)
 - Vasconia-Mariquita (+8,24 MPCD)

- **Obras de menor infraestructura (incremento inferior a 5 MPCD)**
 - Mariquita-CQR (+4,68 MPCD)
 - Armenia-CQR (+4,13 MPCD)
 - Valle-Armenia (+4,13 MPCD)
 - Mariquita-Tolima (+3,56 MPCD)
 - Cali-Valle (+3,03 MPCD)
 - Tolima-Fusagasugá (+0,06 MPCD)
 - Popayán Cali (+0.03 MPCD)

Cabe resaltar, que si se dispone del suministro suficiente, estas obras alcanzan a reducir el desabastecimiento en 8 MPCD teniendo en cuenta las probabilidades de falla actuales. Sin embargo, debido a las limitaciones de suministro nuestro rango de acción se vuelve limitado. En la gráfica 9-1 se muestran los resultados.



Gráfica 67. Efecto de las obras sugeridas en el problema de abastecimiento de gas. Las fallas consideradas fueron los eventos de fuerza mayor.

Fuente: UPME

La relación entre las probabilidades de falla de los nodos de demanda y la tasa de falla de los elementos relacionados dan la concordancia mostrada en la gráfica 5. Adicionalmente se puede ver que las colas del sistema, como CQR, Valle y Cali muestran las probabilidades más altas de falla, resultado coherente con su disposición en la red, debido a que su suministro depende del correcto funcionamiento de más elementos de la red de gasoductos.

En los tramos que no se reportaron fallas internas, éstos tienen probabilidad de falla de 0. Tal es el caso del nodo de demanda Llanos 2, que está directamente conectado a Apiay. Otros nodos que tienen probabilidad de 0 son los que en el proceso de transporte, los tubos que les transportan el gas no tuvieron fallas en el histórico de reporte de fallas de TGI y Promigas.

La confiabilidad puede ser más realista con un reporte de más años, como se muestra en las gráficas 8-3 y 8-4. También es muy dicente la figura 8-7, la cual muestra problemas de desabastecimiento fuertes, pero el desabastecimiento es

más debido a las limitaciones de oferta, más que a la confiabilidad y capacidad de la infraestructura, llegando hasta el tope de 800 MPCD.

Si bien, al desagregar por cada estación no se tiene una solución única, se repartió el problema de desabastecimiento de forma proporcional a la demanda en cada nodo. Los resultados en cada nodo de demanda se muestran en la gráfica 8-8. Es aquí donde se deben considerar soluciones de abastecimiento y/o modificación de la red de gasoductos. En las alternativas mostradas se requiere gran inversión en infraestructura para recibir el gas desde la Guajira, pero, debido a la falta de oferta, la solución resulta meramente temporal, como puede detallarse en la gráfica 9-1.

Después del 2016, se vuelven a tener grandes problemas de desabastecimiento. Cabe resaltar que cuando no se consideran limitaciones en la oferta el desabastecimiento queda reducido a 8 MPCD, de modo que el problema de abastecimiento de gas queda concentrado en la oferta y no tanto en la confiabilidad de la infraestructura.

ANEXO A.

Resultados Precio Gas Natural Plantas Térmicas

Tabla A-1 - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU).

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Guajira									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Flores								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-13	5.92	0.27	6.19	5.92	0.27	6.19	5.92	0.27	6.19	5.92	0.63	6.55	5.92	0.63	6.55	5.92	0.63	6.55
Feb-13	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Mar-13	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Abr-13	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
May-13	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Jun-13	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Jul-13	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.27	6.05	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Ago-13	5.53	0.27	5.80	8.12	0.27	8.39	4.00	0.27	4.27	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Sep-13	5.53	0.27	5.80	8.12	0.27	8.39	4.00	0.27	4.27	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Oct-13	5.53	0.27	5.80	8.12	0.27	8.39	4.00	0.27	4.27	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Nov-13	5.53	0.27	5.80	8.12	0.27	8.39	4.00	0.27	4.27	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Dic-13	5.53	0.27	5.80	8.12	0.27	8.39	4.00	0.27	4.27	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Ene-14	6.75	0.27	7.02	11.02	0.27	11.30	3.92	0.27	4.19	6.75	0.63	7.38	11.02	0.63	11.66	3.92	0.63	4.55
Feb-14	6.45	0.27	6.72	11.06	0.27	11.33	3.85	0.27	4.12	6.45	0.63	7.08	11.06	0.63	11.69	3.85	0.63	4.48
Mar-14	6.13	0.27	6.40	11.09	0.27	11.36	3.66	0.27	3.93	6.13	0.63	6.76	11.09	0.63	11.73	3.66	0.63	4.29
Abr-14	6.02	0.27	6.29	11.13	0.27	11.40	3.59	0.27	3.86	6.02	0.63	6.65	11.13	0.63	11.76	3.59	0.63	4.23
May-14	6.05	0.27	6.32	11.16	0.27	11.43	3.61	0.27	3.88	6.05	0.63	6.68	11.16	0.63	11.80	3.61	0.63	4.24
Jun-14	6.11	0.27	6.39	11.20	0.27	11.47	3.65	0.27	3.92	6.11	0.63	6.75	11.20	0.63	11.83	3.65	0.63	4.28
Jul-14	6.03	0.27	6.31	11.23	0.27	11.51	3.60	0.27	3.87	6.03	0.63	6.67	11.23	0.63	11.87	3.60	0.63	4.23
Ago-14	6.11	0.27	6.39	11.27	0.27	11.54	3.65	0.27	3.92	6.11	0.63	6.75	11.27	0.63	11.90	3.65	0.63	4.28
Sep-14	6.13	0.27	6.40	11.30	0.27	11.58	3.66	0.27	3.93	6.13	0.63	6.76	11.30	0.63	11.94	3.66	0.63	4.29
Oct-14	6.26	0.27	6.53	11.34	0.27	11.61	3.73	0.27	4.01	6.26	0.63	6.89	11.34	0.63	11.97	3.73	0.63	4.37
Nov-14	6.35	0.27	6.63	11.37	0.27	11.65	3.79	0.27	4.06	6.35	0.63	6.99	11.37	0.63	12.01	3.79	0.63	4.43
Dic-14	6.56	0.27	6.83	11.37	0.27	11.64	3.92	0.27	4.19	6.56	0.63	7.19	11.37	0.63	12.00	3.92	0.63	4.55
Ene-15	6.41	0.27	6.68	11.36	0.27	11.63	3.92	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.36	0.63	11.99	3.92	0.63	4.55
Feb-15	6.41	0.27	6.68	11.35	0.27	11.62	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.35	0.63	11.98	3.91	0.63	4.55
Mar-15	6.41	0.27	6.68	11.34	0.27	11.61	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.34	0.63	11.97	3.91	0.63	4.55
Abr-15	6.41	0.27	6.68	11.33	0.27	11.60	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.33	0.63	11.96	3.91	0.63	4.55
May-15	6.41	0.27	6.68	11.32	0.27	11.59	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.32	0.63	11.96	3.91	0.63	4.55
Jun-15	6.41	0.27	6.68	11.31	0.27	11.59	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.31	0.63	11.95	3.91	0.63	4.55
Jul-15	6.41	0.27	6.68	11.30	0.27	11.58	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.30	0.63	11.94	3.91	0.63	4.55
Ago-15	6.41	0.27	6.68	11.30	0.27	11.57	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.30	0.63	11.93	3.91	0.63	4.55
Sep-15	6.41	0.27	6.68	11.29	0.27	11.56	3.91	0.27	4.19	6.41	0.63	7.04	11.29	0.63	11.92	3.91	0.63	4.55
Oct-15	6.40	0.27	6.68	11.28	0.27	11.55	3.91	0.27	4.18	6.40	0.63	7.04	11.28	0.63	11.91	3.91	0.63	4.55
Nov-15	6.40	0.27	6.68	11.27	0.27	11.54	3.91	0.27	4.18	6.40	0.63	7.04	11.27	0.63	11.90	3.91	0.63	4.54
Dic-15	6.40	0.27	6.68	11.26	0.27	11.53	3.91	0.27	4.18	6.40	0.63	7.04	11.26	0.63	11.89	3.91	0.63	4.54
Ene-16	6.45	0.27	6.72	11.25	0.27	11.52	3.95	0.27	4.23	6.45	0.63	7.08	11.25	0.63	11.89	3.95	0.63	4.59
Feb-16	6.52	0.27	6.80	11.24	0.27	11.52	4.00	0.27	4.27	6.52	0.63	7.16	11.24	0.63	11.88	4.00	0.63	4.63
Mar-16	6.80	0.27	6.87	11.23	0.27	11.51	4.04	0.27	4.32	6.80	0.63	7.23	11.23	0.63	11.87	4.04	0.63	4.68
Abr-16	6.67	0.27	6.94	11.23	0.27	11.50	4.09	0.27	4.36	6.67	0.63	7.30	11.23	0.63	11.86	4.09	0.63	4.72
May-16	6.74	0.27	7.02	11.22	0.27	11.49	4.14	0.27	4.41	6.74	0.63	7.38	11.22	0.63	11.85	4.14	0.63	4.77
Jun-16	6.82	0.27	7.09	11.21	0.27	11.48	4.18	0.27	4.46	6.82	0.63	7.45	11.21	0.63	11.84	4.18	0.63	4.82
Jul-16	6.90	0.27	7.17	11.20	0.27	11.47	4.23	0.27	4.50	6.90	0.63	7.53	11.20	0.63	11.83	4.23	0.63	4.86
Ago-16	6.97	0.27	7.25	11.19	0.27	11.46	4.28	0.27	4.55	6.97	0.63	7.61	11.19	0.63	11.82	4.28	0.63	4.91
Sep-16	7.05	0.27	7.33	11.18	0.27	11.45	4.32	0.27	4.60	7.05	0.63	7.69	11.18	0.63	11.81	4.32	0.63	4.96
Oct-16	7.13	0.27	7.41	11.17	0.27	11.45	4.37	0.27	4.65	7.13	0.63	7.77	11.17	0.63	11.81	4.37	0.63	5.01
Nov-16	7.21	0.27	7.49	11.16	0.27	11.44	4.42	0.27	4.70	7.21	0.63	7.85	11.16	0.63	11.80	4.42	0.63	5.06
Dic-16	7.29	0.27	7.57	11.13	0.27	11.40	4.47	0.27	4.75	7.29	0.63	7.93	11.13	0.63	11.76	4.47	0.63	5.11

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Guajira									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Flores								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-17	7.17	0.27	7.45	11.09	0.27	11.37	4.49	0.27	4.76	7.17	0.63	7.81	11.09	0.63	11.73	4.49	0.63	5.12
Feb-17	7.20	0.27	7.47	11.06	0.27	11.33	4.50	0.27	4.77	7.20	0.63	7.83	11.06	0.63	11.69	4.50	0.63	5.13
Mar-17	7.22	0.27	7.49	11.02	0.27	11.29	4.51	0.27	4.79	7.22	0.63	7.85	11.02	0.63	11.66	4.51	0.63	5.15
Abr-17	7.24	0.27	7.51	10.99	0.27	11.26	4.53	0.27	4.80	7.24	0.63	7.87	10.99	0.63	11.62	4.53	0.63	5.16
May-17	7.26	0.27	7.53	10.95	0.27	11.22	4.54	0.27	4.81	7.26	0.63	7.90	10.95	0.63	11.58	4.54	0.63	5.17
Jun-17	7.28	0.27	7.56	10.92	0.27	11.19	4.55	0.27	4.83	7.28	0.63	7.92	10.92	0.63	11.55	4.55	0.63	5.19
Jul-17	7.31	0.27	7.58	10.88	0.27	11.15	4.57	0.27	4.84	7.31	0.63	7.94	10.88	0.63	11.51	4.57	0.63	5.20
Ago-17	7.33	0.27	7.60	10.85	0.27	11.12	4.58	0.27	4.85	7.33	0.63	7.96	10.85	0.63	11.48	4.58	0.63	5.21
Sep-17	7.35	0.27	7.62	10.81	0.27	11.08	4.60	0.27	4.87	7.35	0.63	7.98	10.81	0.63	11.45	4.60	0.63	5.23
Oct-17	7.37	0.27	7.65	10.78	0.27	11.05	4.61	0.27	4.88	7.37	0.63	8.01	10.78	0.63	11.41	4.61	0.63	5.24
Nov-17	7.39	0.27	7.67	10.74	0.27	11.02	4.62	0.27	4.90	7.39	0.63	8.03	10.74	0.63	11.38	4.62	0.63	5.26
Dic-17	7.42	0.27	7.69	10.71	0.27	10.98	4.64	0.27	4.91	7.42	0.63	8.05	10.71	0.63	11.34	4.64	0.63	5.27
Ene-18	7.41	0.27	7.69	10.67	0.27	10.94	4.66	0.27	4.94	7.41	0.63	8.05	10.67	0.63	11.30	4.66	0.63	5.30
Feb-18	7.46	0.27	7.73	10.64	0.27	10.91	4.69	0.27	4.96	7.46	0.63	8.09	10.64	0.63	11.27	4.69	0.63	5.32
Mar-18	7.50	0.27	7.77	10.60	0.27	10.87	4.72	0.27	4.99	7.50	0.63	8.13	10.60	0.63	11.23	4.72	0.63	5.35
Abr-18	7.54	0.27	7.81	10.56	0.27	10.84	4.74	0.27	5.02	7.54	0.63	8.18	10.56	0.63	11.20	4.74	0.63	5.38
May-18	7.58	0.27	7.86	10.53	0.27	10.80	4.77	0.27	5.04	7.58	0.63	8.22	10.53	0.63	11.16	4.77	0.63	5.40
Jun-18	7.63	0.27	7.90	10.49	0.27	10.77	4.80	0.27	5.07	7.63	0.63	8.26	10.49	0.63	11.13	4.80	0.63	5.43
Jul-18	7.67	0.27	7.94	10.46	0.27	10.73	4.82	0.27	5.10	7.67	0.63	8.30	10.46	0.63	11.09	4.82	0.63	5.46
Ago-18	7.72	0.27	7.99	10.43	0.27	10.70	4.85	0.27	5.13	7.72	0.63	8.35	10.43	0.63	11.06	4.85	0.63	5.49
Sep-18	7.76	0.27	8.03	10.39	0.27	10.66	4.88	0.27	5.15	7.76	0.63	8.39	10.39	0.63	11.02	4.88	0.63	5.51
Oct-18	7.80	0.27	8.08	10.36	0.27	10.63	4.91	0.27	5.18	7.80	0.63	8.44	10.36	0.63	10.99	4.91	0.63	5.54
Nov-18	7.85	0.27	8.12	10.32	0.27	10.59	4.94	0.27	5.21	7.85	0.63	8.48	10.32	0.63	10.95	4.94	0.63	5.57
Dic-18	7.89	0.27	8.17	10.31	0.27	10.59	4.96	0.27	5.24	7.89	0.63	8.53	10.31	0.63	10.95	4.96	0.63	5.60
Ene-19	7.89	0.27	8.16	10.30	0.27	10.58	4.97	0.27	5.25	7.89	0.63	8.52	10.30	0.63	10.94	4.97	0.63	5.61
Feb-19	7.88	0.27	8.15	10.29	0.27	10.57	4.98	0.27	5.26	7.88	0.63	8.51	10.29	0.63	10.93	4.98	0.63	5.62
Mar-19	7.87	0.27	8.15	10.29	0.27	10.56	4.99	0.27	5.26	7.87	0.63	8.51	10.29	0.63	10.92	4.99	0.63	5.63
Abr-19	7.87	0.27	8.14	10.28	0.27	10.55	5.00	0.27	5.27	7.87	0.63	8.50	10.28	0.63	10.91	5.00	0.63	5.63
May-19	7.86	0.27	8.13	10.27	0.27	10.54	5.01	0.27	5.28	7.86	0.63	8.49	10.27	0.63	10.90	5.01	0.63	5.64
Jun-19	7.85	0.27	8.12	10.26	0.27	10.53	5.02	0.27	5.29	7.85	0.63	8.49	10.26	0.63	10.89	5.02	0.63	5.65
Jul-19	7.85	0.27	8.12	10.25	0.27	10.52	5.03	0.27	5.30	7.85	0.63	8.48	10.25	0.63	10.88	5.03	0.63	5.66
Ago-19	7.84	0.27	8.11	10.24	0.27	10.52	5.04	0.27	5.31	7.84	0.63	8.47	10.24	0.63	10.88	5.04	0.63	5.67
Sep-19	7.83	0.27	8.10	10.23	0.27	10.51	5.05	0.27	5.32	7.83	0.63	8.47	10.23	0.63	10.87	5.05	0.63	5.68
Oct-19	7.83	0.27	8.10	10.22	0.27	10.50	5.06	0.27	5.33	7.83	0.63	8.46	10.22	0.63	10.86	5.06	0.63	5.69
Nov-19	7.82	0.27	8.09	10.22	0.27	10.49	5.07	0.27	5.34	7.82	0.63	8.45	10.22	0.63	10.85	5.07	0.63	5.70
Dic-19	7.84	0.27	8.11	10.24	0.27	10.52	5.08	0.27	5.35	7.84	0.63	8.47	10.24	0.63	10.88	5.08	0.63	5.71
Ene-20	7.86	0.27	8.13	10.27	0.27	10.54	5.08	0.27	5.36	7.86	0.63	8.49	10.27	0.63	10.90	5.08	0.63	5.72
Feb-20	7.88	0.27	8.15	10.29	0.27	10.57	5.09	0.27	5.37	7.88	0.63	8.51	10.29	0.63	10.93	5.09	0.63	5.73
Mar-20	7.90	0.27	8.17	10.32	0.27	10.59	5.10	0.27	5.38	7.90	0.63	8.53	10.32	0.63	10.95	5.10	0.63	5.74
Abr-20	7.92	0.27	8.19	10.35	0.27	10.62	5.11	0.27	5.38	7.92	0.63	8.55	10.35	0.63	10.98	5.11	0.63	5.74
May-20	7.94	0.27	8.21	10.37	0.27	10.65	5.12	0.27	5.39	7.94	0.63	8.57	10.37	0.63	11.01	5.12	0.63	5.75
Jun-20	7.96	0.27	8.23	10.40	0.27	10.67	5.13	0.27	5.40	7.96	0.63	8.59	10.40	0.63	11.03	5.13	0.63	5.76
Jul-20	7.98	0.27	8.25	10.43	0.27	10.70	5.14	0.27	5.41	7.98	0.63	8.61	10.43	0.63	11.06	5.14	0.63	5.77
Ago-20	8.00	0.27	8.27	10.45	0.27	10.73	5.15	0.27	5.42	8.00	0.63	8.63	10.45	0.63	11.09	5.15	0.63	5.78
Sep-20	8.02	0.27	8.29	10.48	0.27	10.75	5.16	0.27	5.43	8.02	0.63	8.65	10.48	0.63	11.11	5.16	0.63	5.79
Oct-20	8.04	0.27	8.31	10.51	0.27	10.78	5.17	0.27	5.44	8.04	0.63	8.67	10.51	0.63	11.14	5.17	0.63	5.80
Nov-20	8.06	0.27	8.33	10.53	0.27	10.81	5.18	0.27	5.45	8.06	0.63	8.69	10.53	0.63	11.17	5.18	0.63	5.81
Dic-20	8.09	0.27	8.37	10.57	0.27	10.85	5.18	0.27	5.46	8.09	0.63	8.73	10.57	0.63	11.21	5.18	0.63	5.82

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Guajira									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Flores								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-21	8.13	0.27	8.40	10.62	0.27	10.89	5.20	0.27	5.47	8.13	0.63	8.76	10.62	0.63	11.25	5.20	0.63	5.83
Feb-21	8.16	0.27	8.43	10.66	0.27	10.93	5.21	0.27	5.48	8.16	0.63	8.79	10.66	0.63	11.29	5.21	0.63	5.84
Mar-21	8.19	0.27	8.47	10.70	0.27	10.98	5.22	0.27	5.50	8.19	0.63	8.83	10.70	0.63	11.34	5.22	0.63	5.86
Abr-21	8.23	0.27	8.50	10.75	0.27	11.02	5.24	0.27	5.51	8.23	0.63	8.86	10.75	0.63	11.38	5.24	0.63	5.87
May-21	8.26	0.27	8.53	10.79	0.27	11.07	5.25	0.27	5.52	8.26	0.63	8.89	10.79	0.63	11.43	5.25	0.63	5.88
Jun-21	8.29	0.27	8.57	10.84	0.27	11.11	5.26	0.27	5.54	8.29	0.63	8.93	10.84	0.63	11.47	5.26	0.63	5.90
Jul-21	8.33	0.27	8.60	10.88	0.27	11.15	5.28	0.27	5.55	8.33	0.63	8.96	10.88	0.63	11.51	5.28	0.63	5.91
Ago-21	8.36	0.27	8.63	10.92	0.27	11.20	5.29	0.27	5.56	8.36	0.63	8.99	10.92	0.63	11.56	5.29	0.63	5.92
Sep-21	8.39	0.27	8.67	10.97	0.27	11.24	5.30	0.27	5.57	8.39	0.63	9.03	10.97	0.63	11.60	5.30	0.63	5.93
Oct-21	8.43	0.27	8.70	11.01	0.27	11.29	5.31	0.27	5.59	8.43	0.63	9.06	11.01	0.63	11.65	5.31	0.63	5.95
Nov-21	8.46	0.27	8.74	11.06	0.27	11.33	5.33	0.27	5.60	8.46	0.63	9.10	11.06	0.63	11.69	5.33	0.63	5.96
Dic-21	8.48	0.27	8.75	11.08	0.27	11.35	5.34	0.27	5.61	8.48	0.63	9.11	11.08	0.63	11.71	5.34	0.63	5.97
Ene-22	8.49	0.27	8.76	11.09	0.27	11.37	5.36	0.27	5.64	8.49	0.63	9.12	11.09	0.63	11.73	5.36	0.63	6.00
Feb-22	8.50	0.27	8.78	11.11	0.27	11.38	5.39	0.27	5.66	8.50	0.63	9.14	11.11	0.63	11.74	5.39	0.63	6.02
Mar-22	8.52	0.27	8.79	11.13	0.27	11.40	5.41	0.27	5.68	8.52	0.63	9.15	11.13	0.63	11.76	5.41	0.63	6.04
Abr-22	8.53	0.27	8.80	11.15	0.27	11.42	5.43	0.27	5.70	8.53	0.63	9.16	11.15	0.63	11.78	5.43	0.63	6.06
May-22	8.54	0.27	8.82	11.16	0.27	11.44	5.45	0.27	5.73	8.54	0.63	9.18	11.16	0.63	11.80	5.45	0.63	6.09
Jun-22	8.56	0.27	8.83	11.18	0.27	11.45	5.48	0.27	5.75	8.56	0.63	9.19	11.18	0.63	11.81	5.48	0.63	6.11
Jul-22	8.57	0.27	8.84	11.20	0.27	11.47	5.50	0.27	5.77	8.57	0.63	9.20	11.20	0.63	11.83	5.50	0.63	6.13
Ago-22	8.58	0.27	8.86	11.22	0.27	11.49	5.52	0.27	5.79	8.58	0.63	9.22	11.22	0.63	11.85	5.52	0.63	6.16
Sep-22	8.60	0.27	8.87	11.23	0.27	11.51	5.54	0.27	5.82	8.60	0.63	9.23	11.23	0.63	11.87	5.54	0.63	6.18
Oct-22	8.61	0.27	8.88	11.25	0.27	11.52	5.57	0.27	5.84	8.61	0.63	9.24	11.25	0.63	11.89	5.57	0.63	6.20
Nov-22	8.62	0.27	8.90	11.27	0.27	11.54	5.59	0.27	5.86	8.62	0.63	9.26	11.27	0.63	11.90	5.59	0.63	6.22
Dic-22	8.63	0.27	8.91	11.28	0.27	11.56	5.61	0.27	5.89	8.63	0.63	9.27	11.28	0.63	11.92	5.61	0.63	6.25
Ene-23	8.64	0.27	8.92	11.30	0.27	11.57	5.63	0.27	5.91	8.64	0.63	9.28	11.30	0.63	11.93	5.63	0.63	6.27
Feb-23	8.65	0.27	8.93	11.31	0.27	11.58	5.66	0.27	5.93	8.65	0.63	9.29	11.31	0.63	11.94	5.66	0.63	6.29
Mar-23	8.66	0.27	8.94	11.32	0.27	11.59	5.68	0.27	5.95	8.66	0.63	9.30	11.32	0.63	11.96	5.68	0.63	6.31
Abr-23	8.67	0.27	8.95	11.33	0.27	11.61	5.70	0.27	5.97	8.67	0.63	9.31	11.33	0.63	11.97	5.70	0.63	6.33
May-23	8.68	0.27	8.96	11.35	0.27	11.62	5.72	0.27	5.99	8.68	0.63	9.32	11.35	0.63	11.98	5.72	0.63	6.35
Jun-23	8.69	0.27	8.97	11.36	0.27	11.63	5.74	0.27	6.01	8.69	0.63	9.33	11.36	0.63	11.99	5.74	0.63	6.37
Jul-23	8.70	0.27	8.98	11.37	0.27	11.65	5.76	0.27	6.03	8.70	0.63	9.34	11.37	0.63	12.01	5.76	0.63	6.39
Ago-23	8.71	0.27	8.99	11.39	0.27	11.66	5.78	0.27	6.05	8.71	0.63	9.35	11.39	0.63	12.02	5.78	0.63	6.41
Sep-23	8.73	0.27	9.00	11.40	0.27	11.67	5.80	0.27	6.07	8.73	0.63	9.36	11.40	0.63	12.03	5.80	0.63	6.43
Oct-23	8.74	0.27	9.01	11.41	0.27	11.69	5.82	0.27	6.09	8.74	0.63	9.37	11.41	0.63	12.05	5.82	0.63	6.45
Nov-23	8.75	0.27	9.02	11.43	0.27	11.70	5.84	0.27	6.11	8.75	0.63	9.38	11.43	0.63	12.06	5.84	0.63	6.47
Dic-23	8.76	0.27	9.03	11.44	0.27	11.71	5.86	0.27	6.14	8.76	0.63	9.39	11.44	0.63	12.07	5.86	0.63	6.50
Ene-24	8.77	0.27	9.04	11.45	0.27	11.73	5.87	0.27	6.15	8.77	0.63	9.40	11.45	0.63	12.09	5.87	0.63	6.51
Feb-24	8.78	0.27	9.05	11.47	0.27	11.74	5.89	0.27	6.16	8.78	0.63	9.41	11.47	0.63	12.10	5.89	0.63	6.52
Mar-24	8.79	0.27	9.06	11.48	0.27	11.75	5.90	0.27	6.17	8.79	0.63	9.42	11.48	0.63	12.11	5.90	0.63	6.53
Abr-24	8.80	0.27	9.07	11.49	0.27	11.77	5.91	0.27	6.18	8.80	0.63	9.43	11.49	0.63	12.13	5.91	0.63	6.54
May-24	8.81	0.27	9.08	11.51	0.27	11.78	5.92	0.27	6.19	8.81	0.63	9.44	11.51	0.63	12.14	5.92	0.63	6.55
Jun-24	8.82	0.27	9.09	11.52	0.27	11.79	5.93	0.27	6.21	8.82	0.63	9.45	11.52	0.63	12.15	5.93	0.63	6.57
Jul-24	8.83	0.27	9.10	11.53	0.27	11.81	5.94	0.27	6.22	8.83	0.63	9.46	11.53	0.63	12.17	5.94	0.63	6.58
Ago-24	8.84	0.27	9.11	11.55	0.27	11.82	5.96	0.27	6.23	8.84	0.63	9.47	11.55	0.63	12.18	5.96	0.63	6.59
Sep-24	8.85	0.27	9.12	11.56	0.27	11.83	5.97	0.27	6.24	8.85	0.63	9.48	11.56	0.63	12.19	5.97	0.63	6.60
Oct-24	8.86	0.27	9.13	11.57	0.27	11.84	5.98	0.27	6.25	8.86	0.63	9.49	11.57	0.63	12.21	5.98	0.63	6.61
Nov-24	8.87	0.27	9.14	11.59	0.27	11.86	5.99	0.27	6.27	8.87	0.63	9.50	11.59	0.63	12.22	5.99	0.63	6.63
Dic-24	8.88	0.27	9.15	11.60	0.27	11.88	6.00	0.27	6.28	8.88	0.63	9.51	11.60	0.63	12.24	6.00	0.63	6.64

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Guajira									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Flores								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-25	8.89	0.27	9.17	11.62	0.27	11.89	6.01	0.27	6.29	8.89	0.63	9.53	11.62	0.63	12.25	6.01	0.63	6.65
Feb-25	8.91	0.27	9.18	11.64	0.27	11.91	6.02	0.27	6.29	8.91	0.63	9.54	11.64	0.63	12.27	6.02	0.63	6.65
Mar-25	8.92	0.27	9.19	11.65	0.27	11.93	6.03	0.27	6.30	8.92	0.63	9.55	11.65	0.63	12.29	6.03	0.63	6.66
Abr-25	8.93	0.27	9.21	11.67	0.27	11.95	6.04	0.27	6.31	8.93	0.63	9.57	11.67	0.63	12.31	6.04	0.63	6.67
May-25	8.95	0.27	9.22	11.69	0.27	11.96	6.05	0.27	6.32	8.95	0.63	9.58	11.69	0.63	12.32	6.05	0.63	6.68
Jun-25	8.96	0.27	9.23	11.71	0.27	11.98	6.06	0.27	6.33	8.96	0.63	9.59	11.71	0.63	12.34	6.06	0.63	6.69
Jul-25	8.97	0.27	9.25	11.73	0.27	12.00	6.06	0.27	6.34	8.97	0.63	9.61	11.73	0.63	12.36	6.06	0.63	6.70
Ago-25	8.99	0.27	9.26	11.74	0.27	12.02	6.07	0.27	6.35	8.99	0.63	9.62	11.74	0.63	12.38	6.07	0.63	6.71
Sep-25	9.00	0.27	9.27	11.76	0.27	12.03	6.08	0.27	6.36	9.00	0.63	9.63	11.76	0.63	12.39	6.08	0.63	6.72
Oct-25	9.01	0.27	9.29	11.78	0.27	12.05	6.09	0.27	6.36	9.01	0.63	9.65	11.78	0.63	12.41	6.09	0.63	6.72
Nov-25	9.03	0.27	9.30	11.80	0.27	12.07	6.10	0.27	6.37	9.03	0.63	9.66	11.80	0.63	12.43	6.10	0.63	6.73
Dic-25	9.04	0.27	9.31	11.81	0.27	12.09	6.11	0.27	6.38	9.04	0.63	9.67	11.81	0.63	12.45	6.11	0.63	6.74
Ene-26	9.05	0.27	9.33	11.83	0.27	12.10	6.12	0.27	6.40	9.05	0.63	9.69	11.83	0.63	12.46	6.12	0.63	6.76
Feb-26	9.07	0.27	9.34	11.85	0.27	12.12	6.14	0.27	6.41	9.07	0.63	9.70	11.85	0.63	12.48	6.14	0.63	6.77
Mar-26	9.08	0.27	9.35	11.87	0.27	12.14	6.16	0.27	6.43	9.08	0.63	9.72	11.87	0.63	12.50	6.16	0.63	6.79
Abr-26	9.10	0.27	9.37	11.88	0.27	12.16	6.17	0.27	6.44	9.10	0.63	9.73	11.88	0.63	12.52	6.17	0.63	6.80
May-26	9.11	0.27	9.38	11.90	0.27	12.18	6.19	0.27	6.46	9.11	0.63	9.74	11.90	0.63	12.54	6.19	0.63	6.82
Jun-26	9.12	0.27	9.40	11.92	0.27	12.19	6.20	0.27	6.47	9.12	0.63	9.76	11.92	0.63	12.55	6.20	0.63	6.84
Jul-26	9.14	0.27	9.41	11.94	0.27	12.21	6.22	0.27	6.49	9.14	0.63	9.77	11.94	0.63	12.57	6.22	0.63	6.85
Ago-26	9.15	0.27	9.42	11.96	0.27	12.23	6.23	0.27	6.51	9.15	0.63	9.78	11.96	0.63	12.59	6.23	0.63	6.87
Sep-26	9.16	0.27	9.44	11.97	0.27	12.25	6.25	0.27	6.52	9.16	0.63	9.80	11.97	0.63	12.61	6.25	0.63	6.88
Oct-26	9.18	0.27	9.45	11.99	0.27	12.27	6.26	0.27	6.54	9.18	0.63	9.81	11.99	0.63	12.63	6.26	0.63	6.90
Nov-26	9.19	0.27	9.46	12.01	0.27	12.28	6.28	0.27	6.55	9.19	0.63	9.83	12.01	0.63	12.64	6.28	0.63	6.91
Dic-26	9.21	0.27	9.48	12.03	0.27	12.30	6.30	0.27	6.57	9.21	0.63	9.84	12.03	0.63	12.66	6.30	0.63	6.93
Ene-27	9.22	0.27	9.49	12.05	0.27	12.32	6.30	0.27	6.58	9.22	0.63	9.85	12.05	0.63	12.68	6.30	0.63	6.94
Feb-27	9.23	0.27	9.51	12.06	0.27	12.34	6.31	0.27	6.58	9.23	0.63	9.87	12.06	0.63	12.70	6.31	0.63	6.95
Mar-27	9.25	0.27	9.52	12.08	0.27	12.36	6.32	0.27	6.59	9.25	0.63	9.88	12.08	0.63	12.72	6.32	0.63	6.95
Abr-27	9.26	0.27	9.53	12.10	0.27	12.37	6.33	0.27	6.60	9.26	0.63	9.89	12.10	0.63	12.73	6.33	0.63	6.96
May-27	9.27	0.27	9.55	12.12	0.27	12.39	6.33	0.27	6.61	9.27	0.63	9.91	12.12	0.63	12.75	6.33	0.63	6.97
Jun-27	9.29	0.27	9.56	12.14	0.27	12.41	6.34	0.27	6.62	9.29	0.63	9.92	12.14	0.63	12.77	6.34	0.63	6.98
Jul-27	9.30	0.27	9.58	12.16	0.27	12.43	6.35	0.27	6.62	9.30	0.63	9.94	12.16	0.63	12.79	6.35	0.63	6.98
Ago-27	9.32	0.27	9.59	12.17	0.27	12.45	6.36	0.27	6.63	9.32	0.63	9.95	12.17	0.63	12.81	6.36	0.63	6.99
Sep-27	9.33	0.27	9.60	12.19	0.27	12.47	6.37	0.27	6.64	9.33	0.63	9.96	12.19	0.63	12.83	6.37	0.63	7.00
Oct-27	9.34	0.27	9.62	12.21	0.27	12.48	6.37	0.27	6.65	9.34	0.63	9.98	12.21	0.63	12.84	6.37	0.63	7.01
Nov-27	9.36	0.27	9.63	12.23	0.27	12.50	6.38	0.27	6.65	9.36	0.63	9.99	12.23	0.63	12.86	6.38	0.63	7.01
Dic-27	9.37	0.27	9.65	12.25	0.27	12.52	6.39	0.27	6.66	9.37	0.63	10.01	12.25	0.63	12.88	6.39	0.63	7.02
Ene-28	9.39	0.27	9.66	12.27	0.27	12.54	6.40	0.27	6.67	9.39	0.63	10.02	12.27	0.63	12.90	6.40	0.63	7.04
Feb-28	9.40	0.27	9.67	12.28	0.27	12.56	6.41	0.27	6.69	9.40	0.63	10.03	12.28	0.63	12.92	6.41	0.63	7.05
Mar-28	9.42	0.27	9.69	12.30	0.27	12.58	6.43	0.27	6.70	9.42	0.63	10.05	12.30	0.63	12.94	6.43	0.63	7.06
Abr-28	9.43	0.27	9.70	12.32	0.27	12.59	6.44	0.27	6.71	9.43	0.63	10.06	12.32	0.63	12.95	6.44	0.63	7.07
May-28	9.44	0.27	9.72	12.34	0.27	12.61	6.45	0.27	6.73	9.44	0.63	10.08	12.34	0.63	12.97	6.45	0.63	7.09
Jun-28	9.46	0.27	9.73	12.36	0.27	12.63	6.47	0.27	6.74	9.46	0.63	10.09	12.36	0.63	12.99	6.47	0.63	7.10
Jul-28	9.47	0.27	9.74	12.38	0.27	12.65	6.48	0.27	6.75	9.47	0.63	10.11	12.38	0.63	13.01	6.48	0.63	7.11
Ago-28	9.49	0.27	9.76	12.39	0.27	12.67	6.49	0.27	6.77	9.49	0.63	10.12	12.39	0.63	13.03	6.49	0.63	7.13
Sep-28	9.50	0.27	9.77	12.41	0.27	12.69	6.51	0.27	6.78	9.50	0.63	10.13	12.41	0.63	13.05	6.51	0.63	7.14
Oct-28	9.51	0.27	9.79	12.43	0.27	12.71	6.52	0.27	6.79	9.51	0.63	10.15	12.43	0.63	13.07	6.52	0.63	7.15
Nov-28	9.53	0.27	9.80	12.45	0.27	12.72	6.53	0.27	6.81	9.53	0.63	10.16	12.45	0.63	13.08	6.53	0.63	7.17
Dic-28	9.54	0.27	9.82	12.47	0.27	12.74	6.55	0.27	6.82	9.54	0.63	10.18	12.47	0.63	13.10	6.55	0.63	7.18

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Guajira									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-29	9.56	0.27	9.83	12.49	0.27	12.76	6.55	0.27	6.83	9.56	0.63	10.19	12.49	0.63	13.12	6.55	0.63	7.19
Feb-29	9.57	0.27	9.84	12.51	0.27	12.78	6.56	0.27	6.84	9.57	0.63	10.21	12.51	0.63	13.14	6.56	0.63	7.20
Mar-29	9.59	0.27	9.86	12.53	0.27	12.80	6.57	0.27	6.84	9.59	0.63	10.22	12.53	0.63	13.16	6.57	0.63	7.20
Abr-29	9.60	0.27	9.87	12.54	0.27	12.82	6.58	0.27	6.85	9.60	0.63	10.23	12.54	0.63	13.18	6.58	0.63	7.21
May-29	9.62	0.27	9.89	12.56	0.27	12.84	6.59	0.27	6.86	9.62	0.63	10.25	12.56	0.63	13.20	6.59	0.63	7.22
Jun-29	9.63	0.27	9.90	12.58	0.27	12.86	6.60	0.27	6.87	9.63	0.63	10.26	12.58	0.63	13.22	6.60	0.63	7.23
Jul-29	9.64	0.27	9.92	12.60	0.27	12.87	6.60	0.27	6.88	9.64	0.63	10.28	12.60	0.63	13.23	6.60	0.63	7.24
Ago-29	9.66	0.27	9.93	12.62	0.27	12.89	6.61	0.27	6.89	9.66	0.63	10.29	12.62	0.63	13.25	6.61	0.63	7.25
Sep-29	9.67	0.27	9.95	12.64	0.27	12.91	6.62	0.27	6.89	9.67	0.63	10.31	12.64	0.63	13.27	6.62	0.63	7.25
Oct-29	9.69	0.27	9.96	12.66	0.27	12.93	6.63	0.27	6.90	9.69	0.63	10.32	12.66	0.63	13.29	6.63	0.63	7.26
Nov-29	9.70	0.27	9.98	12.68	0.27	12.95	6.64	0.27	6.91	9.70	0.63	10.34	12.68	0.63	13.31	6.64	0.63	7.27
Dic-29	9.72	0.27	9.99	12.70	0.27	12.97	6.65	0.27	6.92	9.72	0.63	10.35	12.70	0.63	13.33	6.65	0.63	7.28
Ene-30	9.73	0.27	10.00	12.72	0.27	12.99	6.66	0.27	6.93	9.73	0.63	10.36	12.72	0.63	13.35	6.66	0.63	7.29
Feb-30	9.75	0.27	10.02	12.73	0.27	13.01	6.67	0.27	6.94	9.75	0.63	10.38	12.73	0.63	13.37	6.67	0.63	7.30
Mar-30	9.76	0.27	10.03	12.75	0.27	13.03	6.68	0.27	6.95	9.76	0.63	10.39	12.75	0.63	13.39	6.68	0.63	7.31
Abr-30	9.78	0.27	10.05	12.77	0.27	13.05	6.69	0.27	6.96	9.78	0.63	10.41	12.77	0.63	13.41	6.69	0.63	7.32
May-30	9.79	0.27	10.06	12.79	0.27	13.07	6.70	0.27	6.97	9.79	0.63	10.42	12.79	0.63	13.43	6.70	0.63	7.33
Jun-30	9.80	0.27	10.08	12.81	0.27	13.08	6.71	0.27	6.98	9.80	0.63	10.44	12.81	0.63	13.44	6.71	0.63	7.34
Jul-30	9.82	0.27	10.09	12.83	0.27	13.10	6.72	0.27	6.99	9.82	0.63	10.45	12.83	0.63	13.46	6.72	0.63	7.35
Ago-30	9.83	0.27	10.11	12.85	0.27	13.12	6.73	0.27	7.00	9.83	0.63	10.47	12.85	0.63	13.48	6.73	0.63	7.36
Sep-30	9.85	0.27	10.12	12.87	0.27	13.14	6.74	0.27	7.01	9.85	0.63	10.48	12.87	0.63	13.50	6.74	0.63	7.37
Oct-30	9.86	0.27	10.14	12.89	0.27	13.16	6.75	0.27	7.02	9.86	0.63	10.50	12.89	0.63	13.52	6.75	0.63	7.38
Nov-30	9.88	0.27	10.15	12.91	0.27	13.18	6.76	0.27	7.03	9.88	0.63	10.51	12.91	0.63	13.54	6.76	0.63	7.39
Dic-30	9.89	0.27	10.17	12.93	0.27	13.20	6.77	0.27	7.04	9.89	0.63	10.53	12.93	0.63	13.56	6.77	0.63	7.40
Ene-31	9.91	0.27	10.18	12.95	0.27	13.22	6.78	0.27	7.06	9.91	0.63	10.54	12.95	0.63	13.58	6.78	0.63	7.42
Feb-31	9.92	0.27	10.20	12.97	0.27	13.24	6.80	0.27	7.07	9.92	0.63	10.56	12.97	0.63	13.60	6.80	0.63	7.43
Mar-31	9.94	0.27	10.21	12.99	0.27	13.26	6.81	0.27	7.09	9.94	0.63	10.57	12.99	0.63	13.62	6.81	0.63	7.45
Abr-31	9.95	0.27	10.23	13.01	0.27	13.28	6.83	0.27	7.10	9.95	0.63	10.59	13.01	0.63	13.64	6.83	0.63	7.46
May-31	9.97	0.27	10.24	13.02	0.27	13.30	6.84	0.27	7.11	9.97	0.63	10.60	13.02	0.63	13.66	6.84	0.63	7.47
Jun-31	9.98	0.27	10.26	13.04	0.27	13.32	6.86	0.27	7.13	9.98	0.63	10.62	13.04	0.63	13.68	6.86	0.63	7.49
Jul-31	10.00	0.27	10.27	13.06	0.27	13.34	6.87	0.27	7.14	10.00	0.63	10.63	13.06	0.63	13.70	6.87	0.63	7.50
Ago-31	10.01	0.27	10.29	13.08	0.27	13.36	6.88	0.27	7.16	10.01	0.63	10.65	13.08	0.63	13.72	6.88	0.63	7.52
Sep-31	10.03	0.27	10.30	13.10	0.27	13.38	6.90	0.27	7.17	10.03	0.63	10.66	13.10	0.63	13.74	6.90	0.63	7.53
Oct-31	10.04	0.27	10.32	13.12	0.27	13.40	6.91	0.27	7.19	10.04	0.63	10.68	13.12	0.63	13.76	6.91	0.63	7.55
Nov-31	10.06	0.27	10.33	13.14	0.27	13.42	6.93	0.27	7.20	10.06	0.63	10.69	13.14	0.63	13.78	6.93	0.63	7.56
Dic-31	10.07	0.27	10.35	13.16	0.27	13.44	6.94	0.27	7.22	10.07	0.63	10.71	13.16	0.63	13.80	6.94	0.63	7.58
Ene-32	10.09	0.27	10.36	13.18	0.27	13.46	6.95	0.27	7.22	10.09	0.63	10.72	13.18	0.63	13.82	6.95	0.63	7.59
Feb-32	10.10	0.27	10.38	13.20	0.27	13.47	6.96	0.27	7.23	10.10	0.63	10.74	13.20	0.63	13.84	6.96	0.63	7.60
Mar-32	10.12	0.27	10.39	13.22	0.27	13.49	6.97	0.27	7.24	10.12	0.63	10.75	13.22	0.63	13.86	6.97	0.63	7.61
Abr-32	10.13	0.27	10.41	13.24	0.27	13.51	6.98	0.27	7.25	10.13	0.63	10.77	13.24	0.63	13.88	6.98	0.63	7.62
May-32	10.15	0.27	10.42	13.26	0.27	13.53	6.99	0.27	7.26	10.15	0.63	10.78	13.26	0.63	13.89	6.99	0.63	7.63
Jun-32	10.16	0.27	10.44	13.28	0.27	13.55	7.00	0.27	7.27	10.16	0.63	10.80	13.28	0.63	13.91	7.00	0.63	7.64
Jul-32	10.18	0.27	10.45	13.30	0.27	13.57	7.01	0.27	7.28	10.18	0.63	10.81	13.30	0.63	13.93	7.01	0.63	7.65
Ago-32	10.19	0.27	10.47	13.32	0.27	13.59	7.02	0.27	7.29	10.19	0.63	10.83	13.32	0.63	13.95	7.02	0.63	7.66
Sep-32	10.21	0.27	10.48	13.34	0.27	13.61	7.03	0.27	7.30	10.21	0.63	10.84	13.34	0.63	13.97	7.03	0.63	7.67
Oct-32	10.23	0.27	10.50	13.36	0.27	13.63	7.04	0.27	7.31	10.23	0.63	10.86	13.36	0.63	13.99	7.04	0.63	7.68
Nov-32	10.24	0.27	10.51	13.38	0.27	13.65	7.05	0.27	7.32	10.24	0.63	10.87	13.38	0.63	14.01	7.05	0.63	7.69
Dic-32	10.26	0.27	10.53	13.40	0.27	13.67	7.06	0.27	7.33	10.26	0.63	10.89	13.40	0.63	14.04	7.06	0.63	7.70
Ene-33	10.27	0.27	10.54	13.42	0.27	13.69	7.08	0.27	7.35	10.27	0.63	10.91	13.42	0.63	14.06	7.08	0.63	7.71

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Guajira									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Flores								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Feb-33	10.29	0.27	10.56	13.44	0.27	13.71	7.09	0.27	7.36	10.29	0.63	10.92	13.44	0.63	14.08	7.09	0.63	7.72
Mar-33	10.30	0.27	10.58	13.46	0.27	13.74	7.11	0.27	7.38	10.30	0.63	10.94	13.46	0.63	14.10	7.11	0.63	7.74
Abr-33	10.32	0.27	10.59	13.48	0.27	13.76	7.12	0.27	7.39	10.32	0.63	10.95	13.48	0.63	14.12	7.12	0.63	7.75
May-33	10.33	0.27	10.61	13.50	0.27	13.78	7.14	0.27	7.41	10.33	0.63	10.97	13.50	0.63	14.14	7.14	0.63	7.77
Jun-33	10.35	0.27	10.62	13.52	0.27	13.80	7.15	0.27	7.42	10.35	0.63	10.98	13.52	0.63	14.16	7.15	0.63	7.78
Jul-33	10.36	0.27	10.64	13.54	0.27	13.82	7.17	0.27	7.44	10.36	0.63	11.00	13.54	0.63	14.18	7.17	0.63	7.80
Ago-33	10.38	0.27	10.65	13.56	0.27	13.84	7.18	0.27	7.45	10.38	0.63	11.01	13.56	0.63	14.20	7.18	0.63	7.81
Sep-33	10.40	0.27	10.67	13.58	0.27	13.86	7.19	0.27	7.47	10.40	0.63	11.03	13.58	0.63	14.22	7.19	0.63	7.83
Oct-33	10.41	0.27	10.68	13.60	0.27	13.88	7.21	0.27	7.48	10.41	0.63	11.05	13.60	0.63	14.24	7.21	0.63	7.84
Nov-33	10.43	0.27	10.70	13.62	0.27	13.90	7.22	0.27	7.50	10.43	0.63	11.06	13.62	0.63	14.26	7.22	0.63	7.86
Dic-33	10.44	0.27	10.72	13.65	0.27	13.92	7.24	0.27	7.51	10.44	0.63	11.08	13.65	0.63	14.28	7.24	0.63	7.87
Ene-34	10.46	0.27	10.73	13.67	0.27	13.94	7.27	0.27	7.54	10.46	0.63	11.09	13.67	0.63	14.30	7.27	0.63	7.90
Feb-34	10.47	0.27	10.75	13.69	0.27	13.96	7.29	0.27	7.57	10.47	0.63	11.11	13.69	0.63	14.32	7.29	0.63	7.93
Mar-34	10.49	0.27	10.76	13.71	0.27	13.98	7.32	0.27	7.59	10.49	0.63	11.12	13.71	0.63	14.34	7.32	0.63	7.95
Abr-34	10.51	0.27	10.78	13.73	0.27	14.00	7.35	0.27	7.62	10.51	0.63	11.14	13.73	0.63	14.36	7.35	0.63	7.98
May-34	10.52	0.27	10.79	13.75	0.27	14.02	7.38	0.27	7.65	10.52	0.63	11.16	13.75	0.63	14.38	7.38	0.63	8.01
Jun-34	10.54	0.27	10.81	13.77	0.27	14.04	7.40	0.27	7.68	10.54	0.63	11.17	13.77	0.63	14.40	7.40	0.63	8.04
Jul-34	10.55	0.27	10.83	13.79	0.27	14.06	7.43	0.27	7.70	10.55	0.63	11.19	13.79	0.63	14.42	7.43	0.63	8.06
Ago-34	10.57	0.27	10.84	13.81	0.27	14.08	7.46	0.27	7.73	10.57	0.63	11.20	13.81	0.63	14.44	7.46	0.63	8.09
Sep-34	10.58	0.27	10.86	13.83	0.27	14.10	7.49	0.27	7.76	10.58	0.63	11.22	13.83	0.63	14.46	7.49	0.63	8.12
Oct-34	10.60	0.27	10.87	13.85	0.27	14.12	7.51	0.27	7.79	10.60	0.63	11.23	13.85	0.63	14.49	7.51	0.63	8.15
Nov-34	10.62	0.27	10.89	13.87	0.27	14.15	7.54	0.27	7.82	10.62	0.63	11.25	13.87	0.63	14.51	7.54	0.63	8.18
Dic-34	10.63	0.27	10.91	13.89	0.27	14.17	7.57	0.27	7.84	10.63	0.63	11.27	13.89	0.63	14.53	7.57	0.63	8.20
Ene-35	10.65	0.27	10.92	13.91	0.27	14.19	7.60	0.27	7.87	10.65	0.63	11.28	13.91	0.63	14.55	7.60	0.63	8.23
Feb-35	10.66	0.27	10.94	13.94	0.27	14.21	7.63	0.27	7.90	10.66	0.63	11.30	13.94	0.63	14.57	7.63	0.63	8.26
Mar-35	10.68	0.27	10.95	13.96	0.27	14.23	7.66	0.27	7.93	10.68	0.63	11.31	13.96	0.63	14.59	7.66	0.63	8.29
Abr-35	10.70	0.27	10.97	13.98	0.27	14.25	7.69	0.27	7.96	10.70	0.63	11.33	13.98	0.63	14.61	7.69	0.63	8.32
May-35	10.71	0.27	10.99	14.00	0.27	14.27	7.72	0.27	7.99	10.71	0.63	11.35	14.00	0.63	14.63	7.72	0.63	8.35
Jun-35	10.73	0.27	11.00	14.02	0.27	14.29	7.75	0.27	8.02	10.73	0.63	11.36	14.02	0.63	14.65	7.75	0.63	8.38
Jul-35	10.75	0.27	11.02	14.04	0.27	14.31	7.78	0.27	8.05	10.75	0.63	11.38	14.04	0.63	14.67	7.78	0.63	8.41
Ago-35	10.76	0.27	11.03	14.06	0.27	14.33	7.81	0.27	8.08	10.76	0.63	11.39	14.06	0.63	14.69	7.81	0.63	8.44
Sep-35	10.78	0.27	11.05	14.08	0.27	14.36	7.84	0.27	8.11	10.78	0.63	11.41	14.08	0.63	14.72	7.84	0.63	8.47
Oct-35	10.79	0.27	11.07	14.10	0.27	14.38	7.87	0.27	8.14	10.79	0.63	11.43	14.10	0.63	14.74	7.87	0.63	8.50
Nov-35	10.81	0.27	11.08	14.12	0.27	14.40	7.90	0.27	8.17	10.81	0.63	11.44	14.12	0.63	14.76	7.90	0.63	8.53
Dic-35	10.83	0.27	11.10	14.15	0.27	14.42	7.93	0.27	8.20	10.83	0.63	11.46	14.15	0.63	14.78	7.93	0.63	8.56
Ene-36	10.84	0.27	11.12	14.17	0.27	14.44	7.97	0.27	8.24	10.84	0.63	11.48	14.17	0.63	14.80	7.97	0.63	8.60
Feb-36	10.86	0.27	11.13	14.19	0.27	14.46	8.00	0.27	8.28	10.86	0.63	11.49	14.19	0.63	14.82	8.00	0.63	8.64
Mar-36	10.87	0.27	11.15	14.21	0.27	14.48	8.04	0.27	8.32	10.87	0.63	11.51	14.21	0.63	14.84	8.04	0.63	8.68
Abr-36	10.89	0.27	11.16	14.23	0.27	14.50	8.08	0.27	8.35	10.89	0.63	11.52	14.23	0.63	14.86	8.08	0.63	8.72
May-36	10.91	0.27	11.18	14.25	0.27	14.53	8.12	0.27	8.39	10.91	0.63	11.54	14.25	0.63	14.89	8.12	0.63	8.75
Jun-36	10.92	0.27	11.20	14.27	0.27	14.55	8.16	0.27	8.43	10.92	0.63	11.56	14.27	0.63	14.91	8.16	0.63	8.79
Jul-36	10.94	0.27	11.21	14.30	0.27	14.57	8.20	0.27	8.47	10.94	0.63	11.57	14.30	0.63	14.93	8.20	0.63	8.83
Ago-36	10.96	0.27	11.23	14.32	0.27	14.59	8.24	0.27	8.51	10.96	0.63	11.59	14.32	0.63	14.95	8.24	0.63	8.87
Sep-36	10.97	0.27	11.25	14.34	0.27	14.61	8.28	0.27	8.55	10.97	0.63	11.61	14.34	0.63	14.97	8.28	0.63	8.91
Oct-36	10.99	0.27	11.26	14.36	0.27	14.63	8.32	0.27	8.59	10.99	0.63	11.62	14.36	0.63	14.99	8.32	0.63	8.95
Nov-36	11.01	0.27	11.28	14.38	0.27	14.65	8.36	0.27	8.63	11.01	0.63	11.64	14.38	0.63	15.02	8.36	0.63	8.99
Dic-36	11.01	0.27	11.28	14.38	0.27	14.65	8.40	0.27	8.67	11.01	0.63	11.64	14.38	0.63	15.02	8.40	0.63	9.03

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Barranquilla									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Tebsa								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-13	5.92	0.63	6.55	5.92	0.63	6.55	5.92	0.63	6.55	5.92	0.63	6.55	5.92	0.63	6.55	5.92	0.63	6.55
Feb-13	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Mar-13	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Abr-13	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
May-13	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Jun-13	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Jul-13	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41	5.77	0.63	6.41
Ago-13	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Sep-13	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Oct-13	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Nov-13	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Dic-13	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63	5.53	0.63	6.16	8.12	0.63	8.75	4.00	0.63	4.63
Ene-14	6.75	0.63	7.38	11.02	0.63	11.66	3.92	0.63	4.55	6.75	0.63	7.38	11.02	0.63	11.66	3.92	0.63	4.55
Feb-14	6.45	0.63	7.08	11.06	0.63	11.69	3.85	0.63	4.48	6.45	0.63	7.08	11.06	0.63	11.69	3.85	0.63	4.48
Mar-14	6.13	0.63	6.76	11.09	0.63	11.73	3.66	0.63	4.29	6.13	0.63	6.76	11.09	0.63	11.73	3.66	0.63	4.29
Abr-14	6.02	0.63	6.65	11.13	0.63	11.76	3.59	0.63	4.23	6.02	0.63	6.65	11.13	0.63	11.76	3.59	0.63	4.23
May-14	6.05	0.63	6.68	11.16	0.63	11.80	3.61	0.63	4.24	6.05	0.63	6.68	11.16	0.63	11.80	3.61	0.63	4.24
Jun-14	6.11	0.63	6.75	11.20	0.63	11.83	3.65	0.63	4.28	6.11	0.63	6.75	11.20	0.63	11.83	3.65	0.63	4.28
Jul-14	6.03	0.63	6.67	11.23	0.63	11.87	3.60	0.63	4.23	6.03	0.63	6.67	11.23	0.63	11.87	3.60	0.63	4.23
Ago-14	6.11	0.63	6.75	11.27	0.63	11.90	3.65	0.63	4.28	6.11	0.63	6.75	11.27	0.63	11.90	3.65	0.63	4.28
Sep-14	6.13	0.63	6.76	11.30	0.63	11.94	3.66	0.63	4.29	6.13	0.63	6.76	11.30	0.63	11.94	3.66	0.63	4.29
Oct-14	6.26	0.63	6.89	11.34	0.63	11.97	3.73	0.63	4.37	6.26	0.63	6.89	11.34	0.63	11.97	3.73	0.63	4.37
Nov-14	6.35	0.63	6.99	11.37	0.63	12.01	3.79	0.63	4.43	6.35	0.63	6.99	11.37	0.63	12.01	3.79	0.63	4.43
Dic-14	6.56	0.63	7.19	11.37	0.63	12.00	3.92	0.63	4.55	6.56	0.63	7.19	11.37	0.63	12.00	3.92	0.63	4.55
Ene-15	6.41	0.63	7.04	11.36	0.63	11.99	3.92	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.36	0.63	11.99	3.92	0.63	4.55
Feb-15	6.41	0.63	7.04	11.35	0.63	11.98	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.35	0.63	11.98	3.91	0.63	4.55
Mar-15	6.41	0.63	7.04	11.34	0.63	11.97	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.34	0.63	11.97	3.91	0.63	4.55
Abr-15	6.41	0.63	7.04	11.33	0.63	11.96	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.33	0.63	11.96	3.91	0.63	4.55
May-15	6.41	0.63	7.04	11.32	0.63	11.96	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.32	0.63	11.96	3.91	0.63	4.55
Jun-15	6.41	0.63	7.04	11.31	0.63	11.95	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.31	0.63	11.95	3.91	0.63	4.55
Jul-15	6.41	0.63	7.04	11.30	0.63	11.94	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.30	0.63	11.94	3.91	0.63	4.55
Ago-15	6.41	0.63	7.04	11.30	0.63	11.93	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.30	0.63	11.93	3.91	0.63	4.55
Sep-15	6.41	0.63	7.04	11.29	0.63	11.92	3.91	0.63	4.55	6.41	0.63	7.04	11.29	0.63	11.92	3.91	0.63	4.55
Oct-15	6.40	0.63	7.04	11.28	0.63	11.91	3.91	0.63	4.55	6.40	0.63	7.04	11.28	0.63	11.91	3.91	0.63	4.55
Nov-15	6.40	0.63	7.04	11.27	0.63	11.90	3.91	0.63	4.54	6.40	0.63	7.04	11.27	0.63	11.90	3.91	0.63	4.54
Dic-15	6.40	0.63	7.04	11.26	0.63	11.89	3.91	0.63	4.54	6.40	0.63	7.04	11.26	0.63	11.89	3.91	0.63	4.54
Ene-16	6.45	0.63	7.08	11.25	0.63	11.89	3.95	0.63	4.59	6.45	0.63	7.08	11.25	0.63	11.89	3.95	0.63	4.59
Feb-16	6.52	0.63	7.16	11.24	0.63	11.88	4.00	0.63	4.63	6.52	0.63	7.16	11.24	0.63	11.88	4.00	0.63	4.63
Mar-16	6.60	0.63	7.23	11.23	0.63	11.87	4.04	0.63	4.68	6.60	0.63	7.23	11.23	0.63	11.87	4.04	0.63	4.68
Abr-16	6.67	0.63	7.30	11.23	0.63	11.86	4.09	0.63	4.72	6.67	0.63	7.30	11.23	0.63	11.86	4.09	0.63	4.72
May-16	6.74	0.63	7.38	11.22	0.63	11.85	4.14	0.63	4.77	6.74	0.63	7.38	11.22	0.63	11.85	4.14	0.63	4.77
Jun-16	6.82	0.63	7.45	11.21	0.63	11.84	4.18	0.63	4.82	6.82	0.63	7.45	11.21	0.63	11.84	4.18	0.63	4.82
Jul-16	6.90	0.63	7.53	11.20	0.63	11.83	4.23	0.63	4.86	6.90	0.63	7.53	11.20	0.63	11.83	4.23	0.63	4.86
Ago-16	6.97	0.63	7.61	11.19	0.63	11.82	4.28	0.63	4.91	6.97	0.63	7.61	11.19	0.63	11.82	4.28	0.63	4.91
Sep-16	7.05	0.63	7.69	11.18	0.63	11.81	4.32	0.63	4.96	7.05	0.63	7.69	11.18	0.63	11.81	4.32	0.63	4.96
Oct-16	7.13	0.63	7.77	11.17	0.63	11.81	4.37	0.63	5.01	7.13	0.63	7.77	11.17	0.63	11.81	4.37	0.63	5.01
Nov-16	7.21	0.63	7.85	11.16	0.63	11.80	4.42	0.63	5.06	7.21	0.63	7.85	11.16	0.63	11.80	4.42	0.63	5.06
Dic-16	7.29	0.63	7.93	11.13	0.63	11.76	4.47	0.63	5.11	7.29	0.63	7.93	11.13	0.63	11.76	4.47	0.63	5.11

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Barranquilla									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Tebsa								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-17	7.17	0.63	7.81	11.09	0.63	11.73	4.49	0.63	5.12	7.17	0.63	7.81	11.09	0.63	11.73	4.49	0.63	5.12
Feb-17	7.20	0.63	7.83	11.06	0.63	11.69	4.50	0.63	5.13	7.20	0.63	7.83	11.06	0.63	11.69	4.50	0.63	5.13
Mar-17	7.22	0.63	7.85	11.02	0.63	11.66	4.51	0.63	5.15	7.22	0.63	7.85	11.02	0.63	11.66	4.51	0.63	5.15
Abr-17	7.24	0.63	7.87	10.99	0.63	11.62	4.53	0.63	5.16	7.24	0.63	7.87	10.99	0.63	11.62	4.53	0.63	5.16
May-17	7.26	0.63	7.90	10.95	0.63	11.58	4.54	0.63	5.17	7.26	0.63	7.90	10.95	0.63	11.58	4.54	0.63	5.17
Jun-17	7.28	0.63	7.92	10.92	0.63	11.55	4.55	0.63	5.19	7.28	0.63	7.92	10.92	0.63	11.55	4.55	0.63	5.19
Jul-17	7.31	0.63	7.94	10.88	0.63	11.51	4.57	0.63	5.20	7.31	0.63	7.94	10.88	0.63	11.51	4.57	0.63	5.20
Ago-17	7.33	0.63	7.96	10.85	0.63	11.48	4.58	0.63	5.21	7.33	0.63	7.96	10.85	0.63	11.48	4.58	0.63	5.21
Sep-17	7.35	0.63	7.98	10.81	0.63	11.45	4.60	0.63	5.23	7.35	0.63	7.98	10.81	0.63	11.45	4.60	0.63	5.23
Oct-17	7.37	0.63	8.01	10.78	0.63	11.41	4.61	0.63	5.24	7.37	0.63	8.01	10.78	0.63	11.41	4.61	0.63	5.24
Nov-17	7.39	0.63	8.03	10.74	0.63	11.38	4.62	0.63	5.26	7.39	0.63	8.03	10.74	0.63	11.38	4.62	0.63	5.26
Dic-17	7.42	0.63	8.05	10.71	0.63	11.34	4.64	0.63	5.27	7.42	0.63	8.05	10.71	0.63	11.34	4.64	0.63	5.27
Ene-18	7.41	0.63	8.05	10.67	0.63	11.30	4.66	0.63	5.30	7.41	0.63	8.05	10.67	0.63	11.30	4.66	0.63	5.30
Feb-18	7.46	0.63	8.09	10.64	0.63	11.27	4.69	0.63	5.32	7.46	0.63	8.09	10.64	0.63	11.27	4.69	0.63	5.32
Mar-18	7.50	0.63	8.13	10.60	0.63	11.23	4.72	0.63	5.35	7.50	0.63	8.13	10.60	0.63	11.23	4.72	0.63	5.35
Abr-18	7.54	0.63	8.18	10.56	0.63	11.20	4.74	0.63	5.38	7.54	0.63	8.18	10.56	0.63	11.20	4.74	0.63	5.38
May-18	7.58	0.63	8.22	10.53	0.63	11.16	4.77	0.63	5.40	7.58	0.63	8.22	10.53	0.63	11.16	4.77	0.63	5.40
Jun-18	7.63	0.63	8.26	10.49	0.63	11.13	4.80	0.63	5.43	7.63	0.63	8.26	10.49	0.63	11.13	4.80	0.63	5.43
Jul-18	7.67	0.63	8.30	10.46	0.63	11.09	4.82	0.63	5.46	7.67	0.63	8.30	10.46	0.63	11.09	4.82	0.63	5.46
Ago-18	7.72	0.63	8.35	10.43	0.63	11.06	4.85	0.63	5.49	7.72	0.63	8.35	10.43	0.63	11.06	4.85	0.63	5.49
Sep-18	7.76	0.63	8.39	10.39	0.63	11.02	4.88	0.63	5.51	7.76	0.63	8.39	10.39	0.63	11.02	4.88	0.63	5.51
Oct-18	7.80	0.63	8.44	10.36	0.63	10.99	4.91	0.63	5.54	7.80	0.63	8.44	10.36	0.63	10.99	4.91	0.63	5.54
Nov-18	7.85	0.63	8.48	10.32	0.63	10.95	4.94	0.63	5.57	7.85	0.63	8.48	10.32	0.63	10.95	4.94	0.63	5.57
Dic-18	7.89	0.63	8.53	10.31	0.63	10.95	4.96	0.63	5.60	7.89	0.63	8.53	10.31	0.63	10.95	4.96	0.63	5.60
Ene-19	7.89	0.63	8.52	10.30	0.63	10.94	4.97	0.63	5.61	7.89	0.63	8.52	10.30	0.63	10.94	4.97	0.63	5.61
Feb-19	7.88	0.63	8.51	10.29	0.63	10.93	4.98	0.63	5.62	7.88	0.63	8.51	10.29	0.63	10.93	4.98	0.63	5.62
Mar-19	7.87	0.63	8.51	10.29	0.63	10.92	4.99	0.63	5.63	7.87	0.63	8.51	10.29	0.63	10.92	4.99	0.63	5.63
Abr-19	7.87	0.63	8.50	10.28	0.63	10.91	5.00	0.63	5.63	7.87	0.63	8.50	10.28	0.63	10.91	5.00	0.63	5.63
May-19	7.86	0.63	8.49	10.27	0.63	10.90	5.01	0.63	5.64	7.86	0.63	8.49	10.27	0.63	10.90	5.01	0.63	5.64
Jun-19	7.85	0.63	8.49	10.26	0.63	10.89	5.02	0.63	5.65	7.85	0.63	8.49	10.26	0.63	10.89	5.02	0.63	5.65
Jul-19	7.85	0.63	8.48	10.25	0.63	10.88	5.03	0.63	5.66	7.85	0.63	8.48	10.25	0.63	10.88	5.03	0.63	5.66
Ago-19	7.84	0.63	8.47	10.24	0.63	10.88	5.04	0.63	5.67	7.84	0.63	8.47	10.24	0.63	10.88	5.04	0.63	5.67
Sep-19	7.83	0.63	8.47	10.23	0.63	10.87	5.05	0.63	5.68	7.83	0.63	8.47	10.23	0.63	10.87	5.05	0.63	5.68
Oct-19	7.83	0.63	8.46	10.22	0.63	10.86	5.06	0.63	5.69	7.83	0.63	8.46	10.22	0.63	10.86	5.06	0.63	5.69
Nov-19	7.82	0.63	8.45	10.22	0.63	10.85	5.07	0.63	5.70	7.82	0.63	8.45	10.22	0.63	10.85	5.07	0.63	5.70
Dic-19	7.84	0.63	8.47	10.24	0.63	10.88	5.08	0.63	5.71	7.84	0.63	8.47	10.24	0.63	10.88	5.08	0.63	5.71
Ene-20	7.86	0.63	8.49	10.27	0.63	10.90	5.08	0.63	5.72	7.86	0.63	8.49	10.27	0.63	10.90	5.08	0.63	5.72
Feb-20	7.88	0.63	8.51	10.29	0.63	10.93	5.09	0.63	5.73	7.88	0.63	8.51	10.29	0.63	10.93	5.09	0.63	5.73
Mar-20	7.90	0.63	8.53	10.32	0.63	10.95	5.10	0.63	5.74	7.90	0.63	8.53	10.32	0.63	10.95	5.10	0.63	5.74
Abr-20	7.92	0.63	8.55	10.35	0.63	10.98	5.11	0.63	5.74	7.92	0.63	8.55	10.35	0.63	10.98	5.11	0.63	5.74
May-20	7.94	0.63	8.57	10.37	0.63	11.01	5.12	0.63	5.75	7.94	0.63	8.57	10.37	0.63	11.01	5.12	0.63	5.75
Jun-20	7.96	0.63	8.59	10.40	0.63	11.03	5.13	0.63	5.76	7.96	0.63	8.59	10.40	0.63	11.03	5.13	0.63	5.76
Jul-20	7.98	0.63	8.61	10.43	0.63	11.06	5.14	0.63	5.77	7.98	0.63	8.61	10.43	0.63	11.06	5.14	0.63	5.77
Ago-20	8.00	0.63	8.63	10.45	0.63	11.09	5.15	0.63	5.78	8.00	0.63	8.63	10.45	0.63	11.09	5.15	0.63	5.78
Sep-20	8.02	0.63	8.65	10.48	0.63	11.11	5.16	0.63	5.79	8.02	0.63	8.65	10.48	0.63	11.11	5.16	0.63	5.79
Oct-20	8.04	0.63	8.67	10.51	0.63	11.14	5.17	0.63	5.80	8.04	0.63	8.67	10.51	0.63	11.14	5.17	0.63	5.80
Nov-20	8.06	0.63	8.69	10.53	0.63	11.17	5.18	0.63	5.81	8.06	0.63	8.69	10.53	0.63	11.17	5.18	0.63	5.81
Dic-20	8.09	0.63	8.73	10.57	0.63	11.21	5.18	0.63	5.82	8.09	0.63	8.73	10.57	0.63	11.21	5.18	0.63	5.82

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Barranquilla									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Tebsa								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-21	8.13	0.63	8.76	10.62	0.63	11.25	5.20	0.63	5.83	8.13	0.63	8.76	10.62	0.63	11.25	5.20	0.63	5.83
Feb-21	8.16	0.63	8.79	10.66	0.63	11.29	5.21	0.63	5.84	8.16	0.63	8.79	10.66	0.63	11.29	5.21	0.63	5.84
Mar-21	8.19	0.63	8.83	10.70	0.63	11.34	5.22	0.63	5.86	8.19	0.63	8.83	10.70	0.63	11.34	5.22	0.63	5.86
Abr-21	8.23	0.63	8.86	10.75	0.63	11.38	5.24	0.63	5.87	8.23	0.63	8.86	10.75	0.63	11.38	5.24	0.63	5.87
May-21	8.26	0.63	8.89	10.79	0.63	11.43	5.25	0.63	5.88	8.26	0.63	8.89	10.79	0.63	11.43	5.25	0.63	5.88
Jun-21	8.29	0.63	8.93	10.84	0.63	11.47	5.26	0.63	5.90	8.29	0.63	8.93	10.84	0.63	11.47	5.26	0.63	5.90
Jul-21	8.33	0.63	8.96	10.88	0.63	11.51	5.28	0.63	5.91	8.33	0.63	8.96	10.88	0.63	11.51	5.28	0.63	5.91
Ago-21	8.36	0.63	8.99	10.92	0.63	11.56	5.29	0.63	5.92	8.36	0.63	8.99	10.92	0.63	11.56	5.29	0.63	5.92
Sep-21	8.39	0.63	9.03	10.97	0.63	11.60	5.30	0.63	5.93	8.39	0.63	9.03	10.97	0.63	11.60	5.30	0.63	5.93
Oct-21	8.43	0.63	9.06	11.01	0.63	11.65	5.31	0.63	5.95	8.43	0.63	9.06	11.01	0.63	11.65	5.31	0.63	5.95
Nov-21	8.46	0.63	9.10	11.06	0.63	11.69	5.33	0.63	5.96	8.46	0.63	9.10	11.06	0.63	11.69	5.33	0.63	5.96
Dic-21	8.48	0.63	9.11	11.08	0.63	11.71	5.34	0.63	5.97	8.48	0.63	9.11	11.08	0.63	11.71	5.34	0.63	5.97
Ene-22	8.49	0.63	9.12	11.09	0.63	11.73	5.36	0.63	6.00	8.49	0.63	9.12	11.09	0.63	11.73	5.36	0.63	6.00
Feb-22	8.50	0.63	9.14	11.11	0.63	11.74	5.39	0.63	6.02	8.50	0.63	9.14	11.11	0.63	11.74	5.39	0.63	6.02
Mar-22	8.52	0.63	9.15	11.13	0.63	11.76	5.41	0.63	6.04	8.52	0.63	9.15	11.13	0.63	11.76	5.41	0.63	6.04
Abr-22	8.53	0.63	9.16	11.15	0.63	11.78	5.43	0.63	6.06	8.53	0.63	9.16	11.15	0.63	11.78	5.43	0.63	6.06
May-22	8.54	0.63	9.18	11.16	0.63	11.80	5.45	0.63	6.09	8.54	0.63	9.18	11.16	0.63	11.80	5.45	0.63	6.09
Jun-22	8.56	0.63	9.19	11.18	0.63	11.81	5.48	0.63	6.11	8.56	0.63	9.19	11.18	0.63	11.81	5.48	0.63	6.11
Jul-22	8.57	0.63	9.20	11.20	0.63	11.83	5.50	0.63	6.13	8.57	0.63	9.20	11.20	0.63	11.83	5.50	0.63	6.13
Ago-22	8.58	0.63	9.22	11.22	0.63	11.85	5.52	0.63	6.16	8.58	0.63	9.22	11.22	0.63	11.85	5.52	0.63	6.16
Sep-22	8.60	0.63	9.23	11.23	0.63	11.87	5.54	0.63	6.18	8.60	0.63	9.23	11.23	0.63	11.87	5.54	0.63	6.18
Oct-22	8.61	0.63	9.24	11.25	0.63	11.89	5.57	0.63	6.20	8.61	0.63	9.24	11.25	0.63	11.89	5.57	0.63	6.20
Nov-22	8.62	0.63	9.26	11.27	0.63	11.90	5.59	0.63	6.22	8.62	0.63	9.26	11.27	0.63	11.90	5.59	0.63	6.22
Dic-22	8.63	0.63	9.27	11.28	0.63	11.92	5.61	0.63	6.25	8.63	0.63	9.27	11.28	0.63	11.92	5.61	0.63	6.25
Ene-23	8.64	0.63	9.28	11.30	0.63	11.93	5.63	0.63	6.27	8.64	0.63	9.28	11.30	0.63	11.93	5.63	0.63	6.27
Feb-23	8.65	0.63	9.29	11.31	0.63	11.94	5.66	0.63	6.29	8.65	0.63	9.29	11.31	0.63	11.94	5.66	0.63	6.29
Mar-23	8.66	0.63	9.30	11.32	0.63	11.96	5.68	0.63	6.31	8.66	0.63	9.30	11.32	0.63	11.96	5.68	0.63	6.31
Abr-23	8.67	0.63	9.31	11.33	0.63	11.97	5.70	0.63	6.33	8.67	0.63	9.31	11.33	0.63	11.97	5.70	0.63	6.33
May-23	8.68	0.63	9.32	11.35	0.63	11.98	5.72	0.63	6.35	8.68	0.63	9.32	11.35	0.63	11.98	5.72	0.63	6.35
Jun-23	8.69	0.63	9.33	11.36	0.63	11.99	5.74	0.63	6.37	8.69	0.63	9.33	11.36	0.63	11.99	5.74	0.63	6.37
Jul-23	8.70	0.63	9.34	11.37	0.63	12.01	5.76	0.63	6.39	8.70	0.63	9.34	11.37	0.63	12.01	5.76	0.63	6.39
Ago-23	8.71	0.63	9.35	11.39	0.63	12.02	5.78	0.63	6.41	8.71	0.63	9.35	11.39	0.63	12.02	5.78	0.63	6.41
Sep-23	8.73	0.63	9.36	11.40	0.63	12.03	5.80	0.63	6.43	8.73	0.63	9.36	11.40	0.63	12.03	5.80	0.63	6.43
Oct-23	8.74	0.63	9.37	11.41	0.63	12.05	5.82	0.63	6.45	8.74	0.63	9.37	11.41	0.63	12.05	5.82	0.63	6.45
Nov-23	8.75	0.63	9.38	11.43	0.63	12.06	5.84	0.63	6.47	8.75	0.63	9.38	11.43	0.63	12.06	5.84	0.63	6.47
Dic-23	8.76	0.63	9.39	11.44	0.63	12.07	5.86	0.63	6.50	8.76	0.63	9.39	11.44	0.63	12.07	5.86	0.63	6.50
Ene-24	8.77	0.63	9.40	11.45	0.63	12.09	5.87	0.63	6.51	8.77	0.63	9.40	11.45	0.63	12.09	5.87	0.63	6.51
Feb-24	8.78	0.63	9.41	11.47	0.63	12.10	5.89	0.63	6.52	8.78	0.63	9.41	11.47	0.63	12.10	5.89	0.63	6.52
Mar-24	8.79	0.63	9.42	11.48	0.63	12.11	5.90	0.63	6.53	8.79	0.63	9.42	11.48	0.63	12.11	5.90	0.63	6.53
Abr-24	8.80	0.63	9.43	11.49	0.63	12.13	5.91	0.63	6.54	8.80	0.63	9.43	11.49	0.63	12.13	5.91	0.63	6.54
May-24	8.81	0.63	9.44	11.51	0.63	12.14	5.92	0.63	6.55	8.81	0.63	9.44	11.51	0.63	12.14	5.92	0.63	6.55
Jun-24	8.82	0.63	9.45	11.52	0.63	12.15	5.93	0.63	6.57	8.82	0.63	9.45	11.52	0.63	12.15	5.93	0.63	6.57
Jul-24	8.83	0.63	9.46	11.53	0.63	12.17	5.94	0.63	6.58	8.83	0.63	9.46	11.53	0.63	12.17	5.94	0.63	6.58
Ago-24	8.84	0.63	9.47	11.55	0.63	12.18	5.96	0.63	6.59	8.84	0.63	9.47	11.55	0.63	12.18	5.96	0.63	6.59
Sep-24	8.85	0.63	9.48	11.56	0.63	12.19	5.97	0.63	6.60	8.85	0.63	9.48	11.56	0.63	12.19	5.97	0.63	6.60
Oct-24	8.86	0.63	9.49	11.57	0.63	12.21	5.98	0.63	6.61	8.86	0.63	9.49	11.57	0.63	12.21	5.98	0.63	6.61
Nov-24	8.87	0.63	9.50	11.59	0.63	12.22	5.99	0.63	6.63	8.87	0.63	9.50	11.59	0.63	12.22	5.99	0.63	6.63
Dic-24	8.88	0.63	9.51	11.60	0.63	12.24	6.00	0.63	6.64	8.88	0.63	9.51	11.60	0.63	12.24	6.00	0.63	6.64

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Barranquilla									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Tebsa								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-25	8.89	0.63	9.53	11.62	0.63	12.25	6.01	0.63	6.65	8.89	0.63	9.53	11.62	0.63	12.25	6.01	0.63	6.65
Feb-25	8.91	0.63	9.54	11.64	0.63	12.27	6.02	0.63	6.65	8.91	0.63	9.54	11.64	0.63	12.27	6.02	0.63	6.65
Mar-25	8.92	0.63	9.55	11.65	0.63	12.29	6.03	0.63	6.66	8.92	0.63	9.55	11.65	0.63	12.29	6.03	0.63	6.66
Abr-25	8.93	0.63	9.57	11.67	0.63	12.31	6.04	0.63	6.67	8.93	0.63	9.57	11.67	0.63	12.31	6.04	0.63	6.67
May-25	8.95	0.63	9.58	11.69	0.63	12.32	6.05	0.63	6.68	8.95	0.63	9.58	11.69	0.63	12.32	6.05	0.63	6.68
Jun-25	8.96	0.63	9.59	11.71	0.63	12.34	6.06	0.63	6.69	8.96	0.63	9.59	11.71	0.63	12.34	6.06	0.63	6.69
Jul-25	8.97	0.63	9.61	11.73	0.63	12.36	6.06	0.63	6.70	8.97	0.63	9.61	11.73	0.63	12.36	6.06	0.63	6.70
Ago-25	8.99	0.63	9.62	11.74	0.63	12.38	6.07	0.63	6.71	8.99	0.63	9.62	11.74	0.63	12.38	6.07	0.63	6.71
Sep-25	9.00	0.63	9.63	11.76	0.63	12.39	6.08	0.63	6.72	9.00	0.63	9.63	11.76	0.63	12.39	6.08	0.63	6.72
Oct-25	9.01	0.63	9.65	11.78	0.63	12.41	6.09	0.63	6.72	9.01	0.63	9.65	11.78	0.63	12.41	6.09	0.63	6.72
Nov-25	9.03	0.63	9.66	11.80	0.63	12.43	6.10	0.63	6.73	9.03	0.63	9.66	11.80	0.63	12.43	6.10	0.63	6.73
Dic-25	9.04	0.63	9.67	11.81	0.63	12.45	6.11	0.63	6.74	9.04	0.63	9.67	11.81	0.63	12.45	6.11	0.63	6.74
Ene-26	9.05	0.63	9.69	11.83	0.63	12.46	6.12	0.63	6.76	9.05	0.63	9.69	11.83	0.63	12.46	6.12	0.63	6.76
Feb-26	9.07	0.63	9.70	11.85	0.63	12.48	6.14	0.63	6.77	9.07	0.63	9.70	11.85	0.63	12.48	6.14	0.63	6.77
Mar-26	9.08	0.63	9.72	11.87	0.63	12.50	6.16	0.63	6.79	9.08	0.63	9.72	11.87	0.63	12.50	6.16	0.63	6.79
Abr-26	9.10	0.63	9.73	11.88	0.63	12.52	6.17	0.63	6.80	9.10	0.63	9.73	11.88	0.63	12.52	6.17	0.63	6.80
May-26	9.11	0.63	9.74	11.90	0.63	12.54	6.19	0.63	6.82	9.11	0.63	9.74	11.90	0.63	12.54	6.19	0.63	6.82
Jun-26	9.12	0.63	9.76	11.92	0.63	12.55	6.20	0.63	6.84	9.12	0.63	9.76	11.92	0.63	12.55	6.20	0.63	6.84
Jul-26	9.14	0.63	9.77	11.94	0.63	12.57	6.22	0.63	6.85	9.14	0.63	9.77	11.94	0.63	12.57	6.22	0.63	6.85
Ago-26	9.15	0.63	9.78	11.96	0.63	12.59	6.23	0.63	6.87	9.15	0.63	9.78	11.96	0.63	12.59	6.23	0.63	6.87
Sep-26	9.16	0.63	9.80	11.97	0.63	12.61	6.25	0.63	6.88	9.16	0.63	9.80	11.97	0.63	12.61	6.25	0.63	6.88
Oct-26	9.18	0.63	9.81	11.99	0.63	12.63	6.26	0.63	6.90	9.18	0.63	9.81	11.99	0.63	12.63	6.26	0.63	6.90
Nov-26	9.19	0.63	9.83	12.01	0.63	12.64	6.28	0.63	6.91	9.19	0.63	9.83	12.01	0.63	12.64	6.28	0.63	6.91
Dic-26	9.21	0.63	9.84	12.03	0.63	12.66	6.30	0.63	6.93	9.21	0.63	9.84	12.03	0.63	12.66	6.30	0.63	6.93
Ene-27	9.22	0.63	9.85	12.05	0.63	12.68	6.30	0.63	6.94	9.22	0.63	9.85	12.05	0.63	12.68	6.30	0.63	6.94
Feb-27	9.23	0.63	9.87	12.06	0.63	12.70	6.31	0.63	6.95	9.23	0.63	9.87	12.06	0.63	12.70	6.31	0.63	6.95
Mar-27	9.25	0.63	9.88	12.08	0.63	12.72	6.32	0.63	6.95	9.25	0.63	9.88	12.08	0.63	12.72	6.32	0.63	6.95
Abr-27	9.26	0.63	9.89	12.10	0.63	12.73	6.33	0.63	6.96	9.26	0.63	9.89	12.10	0.63	12.73	6.33	0.63	6.96
May-27	9.27	0.63	9.91	12.12	0.63	12.75	6.33	0.63	6.97	9.27	0.63	9.91	12.12	0.63	12.75	6.33	0.63	6.97
Jun-27	9.29	0.63	9.92	12.14	0.63	12.77	6.34	0.63	6.98	9.29	0.63	9.92	12.14	0.63	12.77	6.34	0.63	6.98
Jul-27	9.30	0.63	9.94	12.16	0.63	12.79	6.35	0.63	6.98	9.30	0.63	9.94	12.16	0.63	12.79	6.35	0.63	6.98
Ago-27	9.32	0.63	9.95	12.17	0.63	12.81	6.36	0.63	6.99	9.32	0.63	9.95	12.17	0.63	12.81	6.36	0.63	6.99
Sep-27	9.33	0.63	9.96	12.19	0.63	12.83	6.37	0.63	7.00	9.33	0.63	9.96	12.19	0.63	12.83	6.37	0.63	7.00
Oct-27	9.34	0.63	9.98	12.21	0.63	12.84	6.37	0.63	7.01	9.34	0.63	9.98	12.21	0.63	12.84	6.37	0.63	7.01
Nov-27	9.36	0.63	9.99	12.23	0.63	12.86	6.38	0.63	7.01	9.36	0.63	9.99	12.23	0.63	12.86	6.38	0.63	7.01
Dic-27	9.37	0.63	10.01	12.25	0.63	12.88	6.39	0.63	7.02	9.37	0.63	10.01	12.25	0.63	12.88	6.39	0.63	7.02
Ene-28	9.39	0.63	10.02	12.27	0.63	12.90	6.40	0.63	7.04	9.39	0.63	10.02	12.27	0.63	12.90	6.40	0.63	7.04
Feb-28	9.40	0.63	10.03	12.28	0.63	12.92	6.41	0.63	7.05	9.40	0.63	10.03	12.28	0.63	12.92	6.41	0.63	7.05
Mar-28	9.42	0.63	10.05	12.30	0.63	12.94	6.43	0.63	7.06	9.42	0.63	10.05	12.30	0.63	12.94	6.43	0.63	7.06
Abr-28	9.43	0.63	10.06	12.32	0.63	12.95	6.44	0.63	7.07	9.43	0.63	10.06	12.32	0.63	12.95	6.44	0.63	7.07
May-28	9.44	0.63	10.08	12.34	0.63	12.97	6.45	0.63	7.09	9.44	0.63	10.08	12.34	0.63	12.97	6.45	0.63	7.09
Jun-28	9.46	0.63	10.09	12.36	0.63	12.99	6.47	0.63	7.10	9.46	0.63	10.09	12.36	0.63	12.99	6.47	0.63	7.10
Jul-28	9.47	0.63	10.11	12.38	0.63	13.01	6.48	0.63	7.11	9.47	0.63	10.11	12.38	0.63	13.01	6.48	0.63	7.11
Ago-28	9.49	0.63	10.12	12.39	0.63	13.03	6.49	0.63	7.13	9.49	0.63	10.12	12.39	0.63	13.03	6.49	0.63	7.13
Sep-28	9.50	0.63	10.13	12.41	0.63	13.05	6.51	0.63	7.14	9.50	0.63	10.13	12.41	0.63	13.05	6.51	0.63	7.14
Oct-28	9.51	0.63	10.15	12.43	0.63	13.07	6.52	0.63	7.15	9.51	0.63	10.15	12.43	0.63	13.07	6.52	0.63	7.15
Nov-28	9.53	0.63	10.16	12.45	0.63	13.08	6.53	0.63	7.17	9.53	0.63	10.16	12.45	0.63	13.08	6.53	0.63	7.17
Dic-28	9.54	0.63	10.18	12.47	0.63	13.10	6.55	0.63	7.18	9.54	0.63	10.18	12.47	0.63	13.10	6.55	0.63	7.18

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Barranquilla									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Tebsa								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-29	9.56	0.63	10.19	12.49	0.63	13.12	6.55	0.63	7.19	9.56	0.63	10.19	12.49	0.63	13.12	6.55	0.63	7.19
Feb-29	9.57	0.63	10.21	12.51	0.63	13.14	6.56	0.63	7.20	9.57	0.63	10.21	12.51	0.63	13.14	6.56	0.63	7.20
Mar-29	9.59	0.63	10.22	12.53	0.63	13.16	6.57	0.63	7.20	9.59	0.63	10.22	12.53	0.63	13.16	6.57	0.63	7.20
Abr-29	9.60	0.63	10.23	12.54	0.63	13.18	6.58	0.63	7.21	9.60	0.63	10.23	12.54	0.63	13.18	6.58	0.63	7.21
May-29	9.62	0.63	10.25	12.56	0.63	13.20	6.59	0.63	7.22	9.62	0.63	10.25	12.56	0.63	13.20	6.59	0.63	7.22
Jun-29	9.63	0.63	10.26	12.58	0.63	13.22	6.60	0.63	7.23	9.63	0.63	10.26	12.58	0.63	13.22	6.60	0.63	7.23
Jul-29	9.64	0.63	10.28	12.60	0.63	13.23	6.60	0.63	7.24	9.64	0.63	10.28	12.60	0.63	13.23	6.60	0.63	7.24
Ago-29	9.66	0.63	10.29	12.62	0.63	13.25	6.61	0.63	7.25	9.66	0.63	10.29	12.62	0.63	13.25	6.61	0.63	7.25
Sep-29	9.67	0.63	10.31	12.64	0.63	13.27	6.62	0.63	7.25	9.67	0.63	10.31	12.64	0.63	13.27	6.62	0.63	7.25
Oct-29	9.69	0.63	10.32	12.66	0.63	13.29	6.63	0.63	7.26	9.69	0.63	10.32	12.66	0.63	13.29	6.63	0.63	7.26
Nov-29	9.70	0.63	10.34	12.68	0.63	13.31	6.64	0.63	7.27	9.70	0.63	10.34	12.68	0.63	13.31	6.64	0.63	7.27
Dic-29	9.72	0.63	10.35	12.70	0.63	13.33	6.65	0.63	7.28	9.72	0.63	10.35	12.70	0.63	13.33	6.65	0.63	7.28
Ene-30	9.73	0.63	10.36	12.72	0.63	13.35	6.66	0.63	7.29	9.73	0.63	10.36	12.72	0.63	13.35	6.66	0.63	7.29
Feb-30	9.75	0.63	10.38	12.73	0.63	13.37	6.67	0.63	7.30	9.75	0.63	10.38	12.73	0.63	13.37	6.67	0.63	7.30
Mar-30	9.76	0.63	10.39	12.75	0.63	13.39	6.68	0.63	7.31	9.76	0.63	10.39	12.75	0.63	13.39	6.68	0.63	7.31
Abr-30	9.78	0.63	10.41	12.77	0.63	13.41	6.69	0.63	7.32	9.78	0.63	10.41	12.77	0.63	13.41	6.69	0.63	7.32
May-30	9.79	0.63	10.42	12.79	0.63	13.43	6.70	0.63	7.33	9.79	0.63	10.42	12.79	0.63	13.43	6.70	0.63	7.33
Jun-30	9.80	0.63	10.44	12.81	0.63	13.44	6.71	0.63	7.34	9.80	0.63	10.44	12.81	0.63	13.44	6.71	0.63	7.34
Jul-30	9.82	0.63	10.45	12.83	0.63	13.46	6.72	0.63	7.35	9.82	0.63	10.45	12.83	0.63	13.46	6.72	0.63	7.35
Ago-30	9.83	0.63	10.47	12.85	0.63	13.48	6.73	0.63	7.36	9.83	0.63	10.47	12.85	0.63	13.48	6.73	0.63	7.36
Sep-30	9.85	0.63	10.48	12.87	0.63	13.50	6.74	0.63	7.37	9.85	0.63	10.48	12.87	0.63	13.50	6.74	0.63	7.37
Oct-30	9.86	0.63	10.50	12.89	0.63	13.52	6.75	0.63	7.38	9.86	0.63	10.50	12.89	0.63	13.52	6.75	0.63	7.38
Nov-30	9.88	0.63	10.51	12.91	0.63	13.54	6.76	0.63	7.39	9.88	0.63	10.51	12.91	0.63	13.54	6.76	0.63	7.39
Dic-30	9.89	0.63	10.53	12.93	0.63	13.56	6.77	0.63	7.40	9.89	0.63	10.53	12.93	0.63	13.56	6.77	0.63	7.40
Ene-31	9.91	0.63	10.54	12.95	0.63	13.58	6.78	0.63	7.42	9.91	0.63	10.54	12.95	0.63	13.58	6.78	0.63	7.42
Feb-31	9.92	0.63	10.56	12.97	0.63	13.60	6.80	0.63	7.43	9.92	0.63	10.56	12.97	0.63	13.60	6.80	0.63	7.43
Mar-31	9.94	0.63	10.57	12.99	0.63	13.62	6.81	0.63	7.45	9.94	0.63	10.57	12.99	0.63	13.62	6.81	0.63	7.45
Abr-31	9.95	0.63	10.59	13.01	0.63	13.64	6.83	0.63	7.46	9.95	0.63	10.59	13.01	0.63	13.64	6.83	0.63	7.46
May-31	9.97	0.63	10.60	13.02	0.63	13.66	6.84	0.63	7.47	9.97	0.63	10.60	13.02	0.63	13.66	6.84	0.63	7.47
Jun-31	9.98	0.63	10.62	13.04	0.63	13.68	6.86	0.63	7.49	9.98	0.63	10.62	13.04	0.63	13.68	6.86	0.63	7.49
Jul-31	10.00	0.63	10.63	13.06	0.63	13.70	6.87	0.63	7.50	10.00	0.63	10.63	13.06	0.63	13.70	6.87	0.63	7.50
Ago-31	10.01	0.63	10.65	13.08	0.63	13.72	6.88	0.63	7.52	10.01	0.63	10.65	13.08	0.63	13.72	6.88	0.63	7.52
Sep-31	10.03	0.63	10.66	13.10	0.63	13.74	6.90	0.63	7.53	10.03	0.63	10.66	13.10	0.63	13.74	6.90	0.63	7.53
Oct-31	10.04	0.63	10.68	13.12	0.63	13.76	6.91	0.63	7.55	10.04	0.63	10.68	13.12	0.63	13.76	6.91	0.63	7.55
Nov-31	10.06	0.63	10.69	13.14	0.63	13.78	6.93	0.63	7.56	10.06	0.63	10.69	13.14	0.63	13.78	6.93	0.63	7.56
Dic-31	10.07	0.63	10.71	13.16	0.63	13.80	6.94	0.63	7.58	10.07	0.63	10.71	13.16	0.63	13.80	6.94	0.63	7.58
Ene-32	10.09	0.63	10.72	13.18	0.63	13.82	6.95	0.63	7.59	10.09	0.63	10.72	13.18	0.63	13.82	6.95	0.63	7.59
Feb-32	10.10	0.63	10.74	13.20	0.63	13.84	6.96	0.63	7.60	10.10	0.63	10.74	13.20	0.63	13.84	6.96	0.63	7.60
Mar-32	10.12	0.63	10.75	13.22	0.63	13.86	6.97	0.63	7.61	10.12	0.63	10.75	13.22	0.63	13.86	6.97	0.63	7.61
Abr-32	10.13	0.63	10.77	13.24	0.63	13.88	6.98	0.63	7.62	10.13	0.63	10.77	13.24	0.63	13.88	6.98	0.63	7.62
May-32	10.15	0.63	10.78	13.26	0.63	13.89	6.99	0.63	7.63	10.15	0.63	10.78	13.26	0.63	13.89	6.99	0.63	7.63
Jun-32	10.16	0.63	10.80	13.28	0.63	13.91	7.00	0.63	7.64	10.16	0.63	10.80	13.28	0.63	13.91	7.00	0.63	7.64
Jul-32	10.18	0.63	10.81	13.30	0.63	13.93	7.01	0.63	7.65	10.18	0.63	10.81	13.30	0.63	13.93	7.01	0.63	7.65
Ago-32	10.19	0.63	10.83	13.32	0.63	13.95	7.02	0.63	7.66	10.19	0.63	10.83	13.32	0.63	13.95	7.02	0.63	7.66
Sep-32	10.21	0.63	10.84	13.34	0.63	13.97	7.03	0.63	7.67	10.21	0.63	10.84	13.34	0.63	13.97	7.03	0.63	7.67
Oct-32	10.23	0.63	10.86	13.36	0.63	13.99	7.04	0.63	7.68	10.23	0.63	10.86	13.36	0.63	13.99	7.04	0.63	7.68
Nov-32	10.24	0.63	10.87	13.38	0.63	14.01	7.05	0.63	7.69	10.24	0.63	10.87	13.38	0.63	14.01	7.05	0.63	7.69
Dic-32	10.26	0.63	10.89	13.40	0.63	14.04	7.06	0.63	7.70	10.26	0.63	10.89	13.40	0.63	14.04	7.06	0.63	7.70
Ene-33	10.27	0.63	10.91	13.42	0.63	14.06	7.08	0.63	7.71	10.27	0.63	10.91	13.42	0.63	14.06	7.08	0.63	7.71

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Barranquilla										Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Tebsa									
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo		
Feb-33	10.29	0.63	10.92	13.44	0.63	14.08	7.09	0.63	7.72	10.29	0.63	10.92	13.44	0.63	14.08	7.09	0.63	7.72		
Mar-33	10.30	0.63	10.94	13.46	0.63	14.10	7.11	0.63	7.74	10.30	0.63	10.94	13.46	0.63	14.10	7.11	0.63	7.74		
Abr-33	10.32	0.63	10.95	13.48	0.63	14.12	7.12	0.63	7.75	10.32	0.63	10.95	13.48	0.63	14.12	7.12	0.63	7.75		
May-33	10.33	0.63	10.97	13.50	0.63	14.14	7.14	0.63	7.77	10.33	0.63	10.97	13.50	0.63	14.14	7.14	0.63	7.77		
Jun-33	10.35	0.63	10.98	13.52	0.63	14.16	7.15	0.63	7.78	10.35	0.63	10.98	13.52	0.63	14.16	7.15	0.63	7.78		
Jul-33	10.36	0.63	11.00	13.54	0.63	14.18	7.17	0.63	7.80	10.36	0.63	11.00	13.54	0.63	14.18	7.17	0.63	7.80		
Ago-33	10.38	0.63	11.01	13.56	0.63	14.20	7.18	0.63	7.81	10.38	0.63	11.01	13.56	0.63	14.20	7.18	0.63	7.81		
Sep-33	10.40	0.63	11.03	13.58	0.63	14.22	7.19	0.63	7.83	10.40	0.63	11.03	13.58	0.63	14.22	7.19	0.63	7.83		
Oct-33	10.41	0.63	11.05	13.60	0.63	14.24	7.21	0.63	7.84	10.41	0.63	11.05	13.60	0.63	14.24	7.21	0.63	7.84		
Nov-33	10.43	0.63	11.06	13.62	0.63	14.26	7.22	0.63	7.86	10.43	0.63	11.06	13.62	0.63	14.26	7.22	0.63	7.86		
Dic-33	10.44	0.63	11.08	13.65	0.63	14.28	7.24	0.63	7.87	10.44	0.63	11.08	13.65	0.63	14.28	7.24	0.63	7.87		
Ene-34	10.46	0.63	11.09	13.67	0.63	14.30	7.27	0.63	7.90	10.46	0.63	11.09	13.67	0.63	14.30	7.27	0.63	7.90		
Feb-34	10.47	0.63	11.11	13.69	0.63	14.32	7.29	0.63	7.93	10.47	0.63	11.11	13.69	0.63	14.32	7.29	0.63	7.93		
Mar-34	10.49	0.63	11.12	13.71	0.63	14.34	7.32	0.63	7.95	10.49	0.63	11.12	13.71	0.63	14.34	7.32	0.63	7.95		
Abr-34	10.51	0.63	11.14	13.73	0.63	14.36	7.35	0.63	7.98	10.51	0.63	11.14	13.73	0.63	14.36	7.35	0.63	7.98		
May-34	10.52	0.63	11.16	13.75	0.63	14.38	7.38	0.63	8.01	10.52	0.63	11.16	13.75	0.63	14.38	7.38	0.63	8.01		
Jun-34	10.54	0.63	11.17	13.77	0.63	14.40	7.40	0.63	8.04	10.54	0.63	11.17	13.77	0.63	14.40	7.40	0.63	8.04		
Jul-34	10.55	0.63	11.19	13.79	0.63	14.42	7.43	0.63	8.06	10.55	0.63	11.19	13.79	0.63	14.42	7.43	0.63	8.06		
Ago-34	10.57	0.63	11.20	13.81	0.63	14.44	7.46	0.63	8.09	10.57	0.63	11.20	13.81	0.63	14.44	7.46	0.63	8.09		
Sep-34	10.58	0.63	11.22	13.83	0.63	14.46	7.49	0.63	8.12	10.58	0.63	11.22	13.83	0.63	14.46	7.49	0.63	8.12		
Oct-34	10.60	0.63	11.23	13.85	0.63	14.49	7.51	0.63	8.15	10.60	0.63	11.23	13.85	0.63	14.49	7.51	0.63	8.15		
Nov-34	10.62	0.63	11.25	13.87	0.63	14.51	7.54	0.63	8.18	10.62	0.63	11.25	13.87	0.63	14.51	7.54	0.63	8.18		
Dic-34	10.63	0.63	11.27	13.89	0.63	14.53	7.57	0.63	8.20	10.63	0.63	11.27	13.89	0.63	14.53	7.57	0.63	8.20		
Ene-35	10.65	0.63	11.28	13.91	0.63	14.55	7.60	0.63	8.23	10.65	0.63	11.28	13.91	0.63	14.55	7.60	0.63	8.23		
Feb-35	10.66	0.63	11.30	13.94	0.63	14.57	7.63	0.63	8.26	10.66	0.63	11.30	13.94	0.63	14.57	7.63	0.63	8.26		
Mar-35	10.68	0.63	11.31	13.96	0.63	14.59	7.66	0.63	8.29	10.68	0.63	11.31	13.96	0.63	14.59	7.66	0.63	8.29		
Abr-35	10.70	0.63	11.33	13.98	0.63	14.61	7.69	0.63	8.32	10.70	0.63	11.33	13.98	0.63	14.61	7.69	0.63	8.32		
May-35	10.71	0.63	11.35	14.00	0.63	14.63	7.72	0.63	8.35	10.71	0.63	11.35	14.00	0.63	14.63	7.72	0.63	8.35		
Jun-35	10.73	0.63	11.36	14.02	0.63	14.65	7.75	0.63	8.38	10.73	0.63	11.36	14.02	0.63	14.65	7.75	0.63	8.38		
Jul-35	10.75	0.63	11.38	14.04	0.63	14.67	7.78	0.63	8.41	10.75	0.63	11.38	14.04	0.63	14.67	7.78	0.63	8.41		
Ago-35	10.76	0.63	11.39	14.06	0.63	14.69	7.81	0.63	8.44	10.76	0.63	11.39	14.06	0.63	14.69	7.81	0.63	8.44		
Sep-35	10.78	0.63	11.41	14.08	0.63	14.72	7.84	0.63	8.47	10.78	0.63	11.41	14.08	0.63	14.72	7.84	0.63	8.47		
Oct-35	10.79	0.63	11.43	14.10	0.63	14.74	7.87	0.63	8.50	10.79	0.63	11.43	14.10	0.63	14.74	7.87	0.63	8.50		
Nov-35	10.81	0.63	11.44	14.12	0.63	14.76	7.90	0.63	8.53	10.81	0.63	11.44	14.12	0.63	14.76	7.90	0.63	8.53		
Dic-35	10.83	0.63	11.46	14.15	0.63	14.78	7.93	0.63	8.56	10.83	0.63	11.46	14.15	0.63	14.78	7.93	0.63	8.56		
Ene-36	10.84	0.63	11.48	14.17	0.63	14.80	7.97	0.63	8.60	10.84	0.63	11.48	14.17	0.63	14.80	7.97	0.63	8.60		
Feb-36	10.86	0.63	11.49	14.19	0.63	14.82	8.00	0.63	8.64	10.86	0.63	11.49	14.19	0.63	14.82	8.00	0.63	8.64		
Mar-36	10.87	0.63	11.51	14.21	0.63	14.84	8.04	0.63	8.68	10.87	0.63	11.51	14.21	0.63	14.84	8.04	0.63	8.68		
Abr-36	10.89	0.63	11.52	14.23	0.63	14.86	8.08	0.63	8.72	10.89	0.63	11.52	14.23	0.63	14.86	8.08	0.63	8.72		
May-36	10.91	0.63	11.54	14.25	0.63	14.89	8.12	0.63	8.75	10.91	0.63	11.54	14.25	0.63	14.89	8.12	0.63	8.75		
Jun-36	10.92	0.63	11.56	14.27	0.63	14.91	8.16	0.63	8.79	10.92	0.63	11.56	14.27	0.63	14.91	8.16	0.63	8.79		
Jul-36	10.94	0.63	11.57	14.30	0.63	14.93	8.20	0.63	8.83	10.94	0.63	11.57	14.30	0.63	14.93	8.20	0.63	8.83		
Ago-36	10.96	0.63	11.59	14.32	0.63	14.95	8.24	0.63	8.87	10.96	0.63	11.59	14.32	0.63	14.95	8.24	0.63	8.87		
Sep-36	10.97	0.63	11.61	14.34	0.63	14.97	8.28	0.63	8.91	10.97	0.63	11.61	14.34	0.63	14.97	8.28	0.63	8.91		
Oct-36	10.99	0.63	11.62	14.36	0.63	14.99	8.32	0.63	8.95	10.99	0.63	11.62	14.36	0.63	14.99	8.32	0.63	8.95		
Nov-36	11.01	0.63	11.64	14.38	0.63	15.02	8.36	0.63	8.99	11.01	0.63	11.64	14.38	0.63	15.02	8.36	0.63	8.99		
Dic-36	11.01	0.63	11.64	14.38	0.63	15.02	8.40	0.63	9.03	11.01	0.63	11.64	14.38	0.63	15.02	8.40	0.63	9.03		

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Candelaria									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Cartagena								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-13	5.92	0.95	6.86	5.92	0.95	6.86	5.92	0.95	6.86	5.92	0.95	6.86	5.92	0.95	6.86	5.92	0.95	6.86
Feb-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72
Mar-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72
Abr-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72
May-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72
Jun-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72
Jul-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72
Ago-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95
Sep-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95
Oct-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95
Nov-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95
Dic-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95
Ene-14	6.75	0.95	7.70	11.02	0.95	11.97	3.92	0.95	4.86	6.75	0.95	7.70	11.02	0.95	11.97	3.92	0.95	4.86
Feb-14	6.45	0.95	7.40	11.06	0.95	12.00	3.85	0.95	4.80	6.45	0.95	7.40	11.06	0.95	12.00	3.85	0.95	4.80
Mar-14	6.13	0.95	7.08	11.09	0.95	12.04	3.66	0.95	4.61	6.13	0.95	7.08	11.09	0.95	12.04	3.66	0.95	4.61
Abr-14	6.02	0.95	6.97	11.13	0.95	12.07	3.59	0.95	4.54	6.02	0.95	6.97	11.13	0.95	12.07	3.59	0.95	4.54
May-14	6.05	0.95	7.00	11.16	0.95	12.11	3.61	0.95	4.56	6.05	0.95	7.00	11.16	0.95	12.11	3.61	0.95	4.56
Jun-14	6.11	0.95	7.06	11.20	0.95	12.14	3.65	0.95	4.60	6.11	0.95	7.06	11.20	0.95	12.14	3.65	0.95	4.60
Jul-14	6.03	0.95	6.98	11.23	0.95	12.18	3.60	0.95	4.55	6.03	0.95	6.98	11.23	0.95	12.18	3.60	0.95	4.55
Ago-14	6.11	0.95	7.06	11.27	0.95	12.22	3.65	0.95	4.60	6.11	0.95	7.06	11.27	0.95	12.22	3.65	0.95	4.60
Sep-14	6.13	0.95	7.08	11.30	0.95	12.25	3.66	0.95	4.61	6.13	0.95	7.08	11.30	0.95	12.25	3.66	0.95	4.61
Oct-14	6.26	0.95	7.20	11.34	0.95	12.29	3.73	0.95	4.68	6.26	0.95	7.20	11.34	0.95	12.29	3.73	0.95	4.68
Nov-14	6.35	0.95	7.30	11.37	0.95	12.32	3.79	0.95	4.74	6.35	0.95	7.30	11.37	0.95	12.32	3.79	0.95	4.74
Dic-14	6.56	0.95	7.51	11.37	0.95	12.31	3.92	0.95	4.86	6.56	0.95	7.51	11.37	0.95	12.31	3.92	0.95	4.86
Ene-15	6.41	0.95	7.36	11.36	0.95	12.30	3.92	0.95	4.86	6.41	0.95	7.36	11.36	0.95	12.30	3.92	0.95	4.86
Feb-15	6.41	0.95	7.36	11.35	0.95	12.30	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.36	11.35	0.95	12.30	3.91	0.95	4.86
Mar-15	6.41	0.95	7.36	11.34	0.95	12.29	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.36	11.34	0.95	12.29	3.91	0.95	4.86
Abr-15	6.41	0.95	7.36	11.33	0.95	12.28	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.36	11.33	0.95	12.28	3.91	0.95	4.86
May-15	6.41	0.95	7.36	11.32	0.95	12.27	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.36	11.32	0.95	12.27	3.91	0.95	4.86
Jun-15	6.41	0.95	7.35	11.31	0.95	12.26	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.35	11.31	0.95	12.26	3.91	0.95	4.86
Jul-15	6.41	0.95	7.35	11.30	0.95	12.25	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.35	11.30	0.95	12.25	3.91	0.95	4.86
Ago-15	6.41	0.95	7.35	11.30	0.95	12.24	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.35	11.30	0.95	12.24	3.91	0.95	4.86
Sep-15	6.41	0.95	7.35	11.29	0.95	12.23	3.91	0.95	4.86	6.41	0.95	7.35	11.29	0.95	12.23	3.91	0.95	4.86
Oct-15	6.40	0.95	7.35	11.28	0.95	12.23	3.91	0.95	4.86	6.40	0.95	7.35	11.28	0.95	12.23	3.91	0.95	4.86
Nov-15	6.40	0.95	7.35	11.27	0.95	12.22	3.91	0.95	4.86	6.40	0.95	7.35	11.27	0.95	12.22	3.91	0.95	4.86
Dic-15	6.40	0.95	7.35	11.26	0.95	12.21	3.91	0.95	4.86	6.40	0.95	7.35	11.26	0.95	12.21	3.91	0.95	4.86
Ene-16	6.45	0.95	7.40	11.25	0.95	12.20	3.95	0.95	4.90	6.45	0.95	7.40	11.25	0.95	12.20	3.95	0.95	4.90
Feb-16	6.52	0.95	7.47	11.24	0.95	12.19	4.00	0.95	4.95	6.52	0.95	7.47	11.24	0.95	12.19	4.00	0.95	4.95
Mar-16	6.60	0.95	7.54	11.23	0.95	12.18	4.04	0.95	4.99	6.60	0.95	7.54	11.23	0.95	12.18	4.04	0.95	4.99
Abr-16	6.67	0.95	7.62	11.23	0.95	12.17	4.09	0.95	5.04	6.67	0.95	7.62	11.23	0.95	12.17	4.09	0.95	5.04
May-16	6.74	0.95	7.69	11.22	0.95	12.16	4.14	0.95	5.08	6.74	0.95	7.69	11.22	0.95	12.16	4.14	0.95	5.08
Jun-16	6.82	0.95	7.77	11.21	0.95	12.16	4.18	0.95	5.13	6.82	0.95	7.77	11.21	0.95	12.16	4.18	0.95	5.13
Jul-16	6.90	0.95	7.84	11.20	0.95	12.15	4.23	0.95	5.18	6.90	0.95	7.84	11.20	0.95	12.15	4.23	0.95	5.18
Ago-16	6.97	0.95	7.92	11.19	0.95	12.14	4.28	0.95	5.22	6.97	0.95	7.92	11.19	0.95	12.14	4.28	0.95	5.22
Sep-16	7.05	0.95	8.00	11.18	0.95	12.13	4.32	0.95	5.27	7.05	0.95	8.00	11.18	0.95	12.13	4.32	0.95	5.27
Oct-16	7.13	0.95	8.08	11.17	0.95	12.12	4.37	0.95	5.32	7.13	0.95	8.08	11.17	0.95	12.12	4.37	0.95	5.32
Nov-16	7.21	0.95	8.16	11.16	0.95	12.11	4.42	0.95	5.37	7.21	0.95	8.16	11.16	0.95	12.11	4.42	0.95	5.37
Dic-16	7.29	0.95	8.24	11.13	0.95	12.08	4.47	0.95	5.42	7.29	0.95	8.24	11.13	0.95	12.08	4.47	0.95	5.42

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Candelaria										Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Cartagena									
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo		
Ene-17	7.17	0.95	8.12	11.09	0.95	12.04	4.49	0.95	5.43	7.17	0.95	8.12	11.09	0.95	12.04	4.49	0.95	5.43		
Feb-17	7.20	0.95	8.14	11.06	0.95	12.00	4.50	0.95	5.45	7.20	0.95	8.14	11.06	0.95	12.00	4.50	0.95	5.45		
Mar-17	7.22	0.95	8.17	11.02	0.95	11.97	4.51	0.95	5.46	7.22	0.95	8.17	11.02	0.95	11.97	4.51	0.95	5.46		
Abr-17	7.24	0.95	8.19	10.99	0.95	11.93	4.53	0.95	5.47	7.24	0.95	8.19	10.99	0.95	11.93	4.53	0.95	5.47		
May-17	7.26	0.95	8.21	10.95	0.95	11.90	4.54	0.95	5.49	7.26	0.95	8.21	10.95	0.95	11.90	4.54	0.95	5.49		
Jun-17	7.28	0.95	8.23	10.92	0.95	11.86	4.55	0.95	5.50	7.28	0.95	8.23	10.92	0.95	11.86	4.55	0.95	5.50		
Jul-17	7.31	0.95	8.25	10.88	0.95	11.83	4.57	0.95	5.51	7.31	0.95	8.25	10.88	0.95	11.83	4.57	0.95	5.51		
Ago-17	7.33	0.95	8.28	10.85	0.95	11.79	4.58	0.95	5.53	7.33	0.95	8.28	10.85	0.95	11.79	4.58	0.95	5.53		
Sep-17	7.35	0.95	8.30	10.81	0.95	11.76	4.60	0.95	5.54	7.35	0.95	8.30	10.81	0.95	11.76	4.60	0.95	5.54		
Oct-17	7.37	0.95	8.32	10.78	0.95	11.72	4.61	0.95	5.56	7.37	0.95	8.32	10.78	0.95	11.72	4.61	0.95	5.56		
Nov-17	7.39	0.95	8.34	10.74	0.95	11.69	4.62	0.95	5.57	7.39	0.95	8.34	10.74	0.95	11.69	4.62	0.95	5.57		
Dic-17	7.42	0.95	8.36	10.71	0.95	11.65	4.64	0.95	5.58	7.42	0.95	8.36	10.71	0.95	11.65	4.64	0.95	5.58		
Ene-18	7.41	0.95	8.36	10.67	0.95	11.62	4.66	0.95	5.61	7.41	0.95	8.36	10.67	0.95	11.62	4.66	0.95	5.61		
Feb-18	7.46	0.95	8.40	10.64	0.95	11.58	4.69	0.95	5.64	7.46	0.95	8.40	10.64	0.95	11.58	4.69	0.95	5.64		
Mar-18	7.50	0.95	8.45	10.60	0.95	11.55	4.72	0.95	5.66	7.50	0.95	8.45	10.60	0.95	11.55	4.72	0.95	5.66		
Abr-18	7.54	0.95	8.49	10.56	0.95	11.51	4.74	0.95	5.69	7.54	0.95	8.49	10.56	0.95	11.51	4.74	0.95	5.69		
May-18	7.58	0.95	8.53	10.53	0.95	11.48	4.77	0.95	5.72	7.58	0.95	8.53	10.53	0.95	11.48	4.77	0.95	5.72		
Jun-18	7.63	0.95	8.58	10.49	0.95	11.44	4.80	0.95	5.75	7.63	0.95	8.58	10.49	0.95	11.44	4.80	0.95	5.75		
Jul-18	7.67	0.95	8.62	10.46	0.95	11.41	4.82	0.95	5.77	7.67	0.95	8.62	10.46	0.95	11.41	4.82	0.95	5.77		
Ago-18	7.72	0.95	8.66	10.43	0.95	11.37	4.85	0.95	5.80	7.72	0.95	8.66	10.43	0.95	11.37	4.85	0.95	5.80		
Sep-18	7.76	0.95	8.71	10.39	0.95	11.34	4.88	0.95	5.83	7.76	0.95	8.71	10.39	0.95	11.34	4.88	0.95	5.83		
Oct-18	7.80	0.95	8.75	10.36	0.95	11.30	4.91	0.95	5.86	7.80	0.95	8.75	10.36	0.95	11.30	4.91	0.95	5.86		
Nov-18	7.85	0.95	8.79	10.32	0.95	11.27	4.94	0.95	5.88	7.85	0.95	8.79	10.32	0.95	11.27	4.94	0.95	5.88		
Dic-18	7.89	0.95	8.84	10.31	0.95	11.26	4.96	0.95	5.91	7.89	0.95	8.84	10.31	0.95	11.26	4.96	0.95	5.91		
Ene-19	7.89	0.95	8.83	10.30	0.95	11.25	4.97	0.95	5.92	7.89	0.95	8.83	10.30	0.95	11.25	4.97	0.95	5.92		
Feb-19	7.88	0.95	8.83	10.29	0.95	11.24	4.98	0.95	5.93	7.88	0.95	8.83	10.29	0.95	11.24	4.98	0.95	5.93		
Mar-19	7.87	0.95	8.82	10.29	0.95	11.23	4.99	0.95	5.94	7.87	0.95	8.82	10.29	0.95	11.23	4.99	0.95	5.94		
Abr-19	7.87	0.95	8.81	10.28	0.95	11.22	5.00	0.95	5.95	7.87	0.95	8.81	10.28	0.95	11.22	5.00	0.95	5.95		
May-19	7.86	0.95	8.81	10.27	0.95	11.22	5.01	0.95	5.96	7.86	0.95	8.81	10.27	0.95	11.22	5.01	0.95	5.96		
Jun-19	7.85	0.95	8.80	10.26	0.95	11.21	5.02	0.95	5.97	7.85	0.95	8.80	10.26	0.95	11.21	5.02	0.95	5.97		
Jul-19	7.85	0.95	8.79	10.25	0.95	11.20	5.03	0.95	5.98	7.85	0.95	8.79	10.25	0.95	11.20	5.03	0.95	5.98		
Ago-19	7.84	0.95	8.79	10.24	0.95	11.19	5.04	0.95	5.99	7.84	0.95	8.79	10.24	0.95	11.19	5.04	0.95	5.99		
Sep-19	7.83	0.95	8.78	10.23	0.95	11.18	5.05	0.95	5.99	7.83	0.95	8.78	10.23	0.95	11.18	5.05	0.95	5.99		
Oct-19	7.83	0.95	8.77	10.22	0.95	11.17	5.06	0.95	6.00	7.83	0.95	8.77	10.22	0.95	11.17	5.06	0.95	6.00		
Nov-19	7.82	0.95	8.77	10.22	0.95	11.16	5.07	0.95	6.01	7.82	0.95	8.77	10.22	0.95	11.16	5.07	0.95	6.01		
Dic-19	7.84	0.95	8.79	10.24	0.95	11.19	5.08	0.95	6.02	7.84	0.95	8.79	10.24	0.95	11.19	5.08	0.95	6.02		
Ene-20	7.86	0.95	8.81	10.27	0.95	11.22	5.08	0.95	6.03	7.86	0.95	8.81	10.27	0.95	11.22	5.08	0.95	6.03		
Feb-20	7.88	0.95	8.83	10.29	0.95	11.24	5.09	0.95	6.04	7.88	0.95	8.83	10.29	0.95	11.24	5.09	0.95	6.04		
Mar-20	7.90	0.95	8.85	10.32	0.95	11.27	5.10	0.95	6.05	7.90	0.95	8.85	10.32	0.95	11.27	5.10	0.95	6.05		
Abr-20	7.92	0.95	8.87	10.35	0.95	11.29	5.11	0.95	6.06	7.92	0.95	8.87	10.35	0.95	11.29	5.11	0.95	6.06		
May-20	7.94	0.95	8.89	10.37	0.95	11.32	5.12	0.95	6.07	7.94	0.95	8.89	10.37	0.95	11.32	5.12	0.95	6.07		
Jun-20	7.96	0.95	8.91	10.40	0.95	11.35	5.13	0.95	6.08	7.96	0.95	8.91	10.40	0.95	11.35	5.13	0.95	6.08		
Jul-20	7.98	0.95	8.93	10.43	0.95	11.37	5.14	0.95	6.09	7.98	0.95	8.93	10.43	0.95	11.37	5.14	0.95	6.09		
Ago-20	8.00	0.95	8.95	10.45	0.95	11.40	5.15	0.95	6.10	8.00	0.95	8.95	10.45	0.95	11.40	5.15	0.95	6.10		
Sep-20	8.02	0.95	8.97	10.48	0.95	11.43	5.16	0.95	6.10	8.02	0.95	8.97	10.48	0.95	11.43	5.16	0.95	6.10		
Oct-20	8.04	0.95	8.99	10.51	0.95	11.45	5.17	0.95	6.11	8.04	0.95	8.99	10.51	0.95	11.45	5.17	0.95	6.11		
Nov-20	8.06	0.95	9.01	10.53	0.95	11.48	5.18	0.95	6.12	8.06	0.95	9.01	10.53	0.95	11.48	5.18	0.95	6.12		
Dic-20	8.09	0.95	9.04	10.57	0.95	11.52	5.18	0.95	6.13	8.09	0.95	9.04	10.57	0.95	11.52	5.18	0.95	6.13		

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Candelaria									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Cartagena								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-21	8.13	0.95	9.07	10.62	0.95	11.57	5.20	0.95	6.14	8.13	0.95	9.07	10.62	0.95	11.57	5.20	0.95	6.14
Feb-21	8.16	0.95	9.11	10.66	0.95	11.61	5.21	0.95	6.16	8.16	0.95	9.11	10.66	0.95	11.61	5.21	0.95	6.16
Mar-21	8.19	0.95	9.14	10.70	0.95	11.65	5.22	0.95	6.17	8.19	0.95	9.14	10.70	0.95	11.65	5.22	0.95	6.17
Abr-21	8.23	0.95	9.17	10.75	0.95	11.70	5.24	0.95	6.18	8.23	0.95	9.17	10.75	0.95	11.70	5.24	0.95	6.18
May-21	8.26	0.95	9.21	10.79	0.95	11.74	5.25	0.95	6.20	8.26	0.95	9.21	10.79	0.95	11.74	5.25	0.95	6.20
Jun-21	8.29	0.95	9.24	10.84	0.95	11.78	5.26	0.95	6.21	8.29	0.95	9.24	10.84	0.95	11.78	5.26	0.95	6.21
Jul-21	8.33	0.95	9.27	10.88	0.95	11.83	5.28	0.95	6.22	8.33	0.95	9.27	10.88	0.95	11.83	5.28	0.95	6.22
Ago-21	8.36	0.95	9.31	10.92	0.95	11.87	5.29	0.95	6.24	8.36	0.95	9.31	10.92	0.95	11.87	5.29	0.95	6.24
Sep-21	8.39	0.95	9.34	10.97	0.95	11.92	5.30	0.95	6.25	8.39	0.95	9.34	10.97	0.95	11.92	5.30	0.95	6.25
Oct-21	8.43	0.95	9.38	11.01	0.95	11.96	5.31	0.95	6.26	8.43	0.95	9.38	11.01	0.95	11.96	5.31	0.95	6.26
Nov-21	8.46	0.95	9.41	11.06	0.95	12.01	5.33	0.95	6.27	8.46	0.95	9.41	11.06	0.95	12.01	5.33	0.95	6.27
Dic-21	8.48	0.95	9.42	11.08	0.95	12.02	5.34	0.95	6.29	8.48	0.95	9.42	11.08	0.95	12.02	5.34	0.95	6.29
Ene-22	8.49	0.95	9.44	11.09	0.95	12.04	5.36	0.95	6.31	8.49	0.95	9.44	11.09	0.95	12.04	5.36	0.95	6.31
Feb-22	8.50	0.95	9.45	11.11	0.95	12.06	5.39	0.95	6.33	8.50	0.95	9.45	11.11	0.95	12.06	5.39	0.95	6.33
Mar-22	8.52	0.95	9.46	11.13	0.95	12.08	5.41	0.95	6.36	8.52	0.95	9.46	11.13	0.95	12.08	5.41	0.95	6.36
Abr-22	8.53	0.95	9.48	11.15	0.95	12.09	5.43	0.95	6.38	8.53	0.95	9.48	11.15	0.95	12.09	5.43	0.95	6.38
May-22	8.54	0.95	9.49	11.16	0.95	12.11	5.45	0.95	6.40	8.54	0.95	9.49	11.16	0.95	12.11	5.45	0.95	6.40
Jun-22	8.56	0.95	9.50	11.18	0.95	12.13	5.48	0.95	6.42	8.56	0.95	9.50	11.18	0.95	12.13	5.48	0.95	6.42
Jul-22	8.57	0.95	9.52	11.20	0.95	12.15	5.50	0.95	6.45	8.57	0.95	9.52	11.20	0.95	12.15	5.50	0.95	6.45
Ago-22	8.58	0.95	9.53	11.22	0.95	12.16	5.52	0.95	6.47	8.58	0.95	9.53	11.22	0.95	12.16	5.52	0.95	6.47
Sep-22	8.60	0.95	9.54	11.23	0.95	12.18	5.54	0.95	6.49	8.60	0.95	9.54	11.23	0.95	12.18	5.54	0.95	6.49
Oct-22	8.61	0.95	9.56	11.25	0.95	12.20	5.57	0.95	6.52	8.61	0.95	9.56	11.25	0.95	12.20	5.57	0.95	6.52
Nov-22	8.62	0.95	9.57	11.27	0.95	12.22	5.59	0.95	6.54	8.62	0.95	9.57	11.27	0.95	12.22	5.59	0.95	6.54
Dic-22	8.63	0.95	9.58	11.28	0.95	12.23	5.61	0.95	6.56	8.63	0.95	9.58	11.28	0.95	12.23	5.61	0.95	6.56
Ene-23	8.64	0.95	9.59	11.30	0.95	12.24	5.63	0.95	6.58	8.64	0.95	9.59	11.30	0.95	12.24	5.63	0.95	6.58
Feb-23	8.65	0.95	9.60	11.31	0.95	12.26	5.66	0.95	6.60	8.65	0.95	9.60	11.31	0.95	12.26	5.66	0.95	6.60
Mar-23	8.66	0.95	9.61	11.32	0.95	12.27	5.68	0.95	6.62	8.66	0.95	9.61	11.32	0.95	12.27	5.68	0.95	6.62
Abr-23	8.67	0.95	9.62	11.33	0.95	12.28	5.70	0.95	6.64	8.67	0.95	9.62	11.33	0.95	12.28	5.70	0.95	6.64
May-23	8.68	0.95	9.63	11.35	0.95	12.30	5.72	0.95	6.66	8.68	0.95	9.63	11.35	0.95	12.30	5.72	0.95	6.66
Jun-23	8.69	0.95	9.64	11.36	0.95	12.31	5.74	0.95	6.68	8.69	0.95	9.64	11.36	0.95	12.31	5.74	0.95	6.68
Jul-23	8.70	0.95	9.65	11.37	0.95	12.32	5.76	0.95	6.71	8.70	0.95	9.65	11.37	0.95	12.32	5.76	0.95	6.71
Ago-23	8.71	0.95	9.66	11.39	0.95	12.33	5.78	0.95	6.73	8.71	0.95	9.66	11.39	0.95	12.33	5.78	0.95	6.73
Sep-23	8.73	0.95	9.67	11.40	0.95	12.35	5.80	0.95	6.75	8.73	0.95	9.67	11.40	0.95	12.35	5.80	0.95	6.75
Oct-23	8.74	0.95	9.68	11.41	0.95	12.36	5.82	0.95	6.77	8.74	0.95	9.68	11.41	0.95	12.36	5.82	0.95	6.77
Nov-23	8.75	0.95	9.69	11.43	0.95	12.37	5.84	0.95	6.79	8.75	0.95	9.69	11.43	0.95	12.37	5.84	0.95	6.79
Dic-23	8.76	0.95	9.70	11.44	0.95	12.39	5.86	0.95	6.81	8.76	0.95	9.70	11.44	0.95	12.39	5.86	0.95	6.81
Ene-24	8.77	0.95	9.71	11.45	0.95	12.40	5.87	0.95	6.82	8.77	0.95	9.71	11.45	0.95	12.40	5.87	0.95	6.82
Feb-24	8.78	0.95	9.72	11.47	0.95	12.41	5.89	0.95	6.83	8.78	0.95	9.72	11.47	0.95	12.41	5.89	0.95	6.83
Mar-24	8.79	0.95	9.73	11.48	0.95	12.43	5.90	0.95	6.84	8.79	0.95	9.73	11.48	0.95	12.43	5.90	0.95	6.84
Abr-24	8.80	0.95	9.74	11.49	0.95	12.44	5.91	0.95	6.86	8.80	0.95	9.74	11.49	0.95	12.44	5.91	0.95	6.86
May-24	8.81	0.95	9.75	11.51	0.95	12.45	5.92	0.95	6.87	8.81	0.95	9.75	11.51	0.95	12.45	5.92	0.95	6.87
Jun-24	8.82	0.95	9.76	11.52	0.95	12.47	5.93	0.95	6.88	8.82	0.95	9.76	11.52	0.95	12.47	5.93	0.95	6.88
Jul-24	8.83	0.95	9.77	11.53	0.95	12.48	5.94	0.95	6.89	8.83	0.95	9.77	11.53	0.95	12.48	5.94	0.95	6.89
Ago-24	8.84	0.95	9.78	11.55	0.95	12.49	5.96	0.95	6.90	8.84	0.95	9.78	11.55	0.95	12.49	5.96	0.95	6.90
Sep-24	8.85	0.95	9.79	11.56	0.95	12.51	5.97	0.95	6.92	8.85	0.95	9.79	11.56	0.95	12.51	5.97	0.95	6.92
Oct-24	8.86	0.95	9.80	11.57	0.95	12.52	5.98	0.95	6.93	8.86	0.95	9.80	11.57	0.95	12.52	5.98	0.95	6.93
Nov-24	8.87	0.95	9.81	11.59	0.95	12.53	5.99	0.95	6.94	8.87	0.95	9.81	11.59	0.95	12.53	5.99	0.95	6.94
Dic-24	8.88	0.95	9.83	11.60	0.95	12.55	6.00	0.95	6.95	8.88	0.95	9.83	11.60	0.95	12.55	6.00	0.95	6.95

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Candelaria									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Cartagena								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-25	8.89	0.95	9.84	11.62	0.95	12.57	6.01	0.95	6.96	8.89	0.95	9.84	11.62	0.95	12.57	6.01	0.95	6.96
Feb-25	8.91	0.95	9.85	11.64	0.95	12.58	6.02	0.95	6.97	8.91	0.95	9.85	11.64	0.95	12.58	6.02	0.95	6.97
Mar-25	8.92	0.95	9.87	11.65	0.95	12.60	6.03	0.95	6.98	8.92	0.95	9.87	11.65	0.95	12.60	6.03	0.95	6.98
Abr-25	8.93	0.95	9.88	11.67	0.95	12.62	6.04	0.95	6.99	8.93	0.95	9.88	11.67	0.95	12.62	6.04	0.95	6.99
May-25	8.95	0.95	9.89	11.69	0.95	12.64	6.05	0.95	6.99	8.95	0.95	9.89	11.69	0.95	12.64	6.05	0.95	6.99
Jun-25	8.96	0.95	9.91	11.71	0.95	12.65	6.06	0.95	7.00	8.96	0.95	9.91	11.71	0.95	12.65	6.06	0.95	7.00
Jul-25	8.97	0.95	9.92	11.73	0.95	12.67	6.06	0.95	7.01	8.97	0.95	9.92	11.73	0.95	12.67	6.06	0.95	7.01
Ago-25	8.99	0.95	9.93	11.74	0.95	12.69	6.07	0.95	7.02	8.99	0.95	9.93	11.74	0.95	12.69	6.07	0.95	7.02
Sep-25	9.00	0.95	9.95	11.76	0.95	12.71	6.08	0.95	7.03	9.00	0.95	9.95	11.76	0.95	12.71	6.08	0.95	7.03
Oct-25	9.01	0.95	9.96	11.78	0.95	12.73	6.09	0.95	7.04	9.01	0.95	9.96	11.78	0.95	12.73	6.09	0.95	7.04
Nov-25	9.03	0.95	9.97	11.80	0.95	12.74	6.10	0.95	7.05	9.03	0.95	9.97	11.80	0.95	12.74	6.10	0.95	7.05
Dic-25	9.04	0.95	9.99	11.81	0.95	12.76	6.11	0.95	7.06	9.04	0.95	9.99	11.81	0.95	12.76	6.11	0.95	7.06
Ene-26	9.05	0.95	10.00	11.83	0.95	12.78	6.12	0.95	7.07	9.05	0.95	10.00	11.83	0.95	12.78	6.12	0.95	7.07
Feb-26	9.07	0.95	10.02	11.85	0.95	12.80	6.14	0.95	7.09	9.07	0.95	10.02	11.85	0.95	12.80	6.14	0.95	7.09
Mar-26	9.08	0.95	10.03	11.87	0.95	12.81	6.16	0.95	7.10	9.08	0.95	10.03	11.87	0.95	12.81	6.16	0.95	7.10
Abr-26	9.10	0.95	10.04	11.88	0.95	12.83	6.17	0.95	7.12	9.10	0.95	10.04	11.88	0.95	12.83	6.17	0.95	7.12
May-26	9.11	0.95	10.06	11.90	0.95	12.85	6.19	0.95	7.13	9.11	0.95	10.06	11.90	0.95	12.85	6.19	0.95	7.13
Jun-26	9.12	0.95	10.07	11.92	0.95	12.87	6.20	0.95	7.15	9.12	0.95	10.07	11.92	0.95	12.87	6.20	0.95	7.15
Jul-26	9.14	0.95	10.08	11.94	0.95	12.89	6.22	0.95	7.16	9.14	0.95	10.08	11.94	0.95	12.89	6.22	0.95	7.16
Ago-26	9.15	0.95	10.10	11.96	0.95	12.90	6.23	0.95	7.18	9.15	0.95	10.10	11.96	0.95	12.90	6.23	0.95	7.18
Sep-26	9.16	0.95	10.11	11.97	0.95	12.92	6.25	0.95	7.20	9.16	0.95	10.11	11.97	0.95	12.92	6.25	0.95	7.20
Oct-26	9.18	0.95	10.13	11.99	0.95	12.94	6.26	0.95	7.21	9.18	0.95	10.13	11.99	0.95	12.94	6.26	0.95	7.21
Nov-26	9.19	0.95	10.14	12.01	0.95	12.96	6.28	0.95	7.23	9.19	0.95	10.14	12.01	0.95	12.96	6.28	0.95	7.23
Dic-26	9.21	0.95	10.15	12.03	0.95	12.98	6.30	0.95	7.24	9.21	0.95	10.15	12.03	0.95	12.98	6.30	0.95	7.24
Ene-27	9.22	0.95	10.17	12.05	0.95	12.99	6.30	0.95	7.25	9.22	0.95	10.17	12.05	0.95	12.99	6.30	0.95	7.25
Feb-27	9.23	0.95	10.18	12.06	0.95	13.01	6.31	0.95	7.26	9.23	0.95	10.18	12.06	0.95	13.01	6.31	0.95	7.26
Mar-27	9.25	0.95	10.19	12.08	0.95	13.03	6.32	0.95	7.27	9.25	0.95	10.19	12.08	0.95	13.03	6.32	0.95	7.27
Abr-27	9.26	0.95	10.21	12.10	0.95	13.05	6.33	0.95	7.27	9.26	0.95	10.21	12.10	0.95	13.05	6.33	0.95	7.27
May-27	9.27	0.95	10.22	12.12	0.95	13.07	6.33	0.95	7.28	9.27	0.95	10.22	12.12	0.95	13.07	6.33	0.95	7.28
Jun-27	9.29	0.95	10.24	12.14	0.95	13.08	6.34	0.95	7.29	9.29	0.95	10.24	12.14	0.95	13.08	6.34	0.95	7.29
Jul-27	9.30	0.95	10.25	12.16	0.95	13.10	6.35	0.95	7.30	9.30	0.95	10.25	12.16	0.95	13.10	6.35	0.95	7.30
Ago-27	9.32	0.95	10.26	12.17	0.95	13.12	6.36	0.95	7.31	9.32	0.95	10.26	12.17	0.95	13.12	6.36	0.95	7.31
Sep-27	9.33	0.95	10.28	12.19	0.95	13.14	6.37	0.95	7.31	9.33	0.95	10.28	12.19	0.95	13.14	6.37	0.95	7.31
Oct-27	9.34	0.95	10.29	12.21	0.95	13.16	6.37	0.95	7.32	9.34	0.95	10.29	12.21	0.95	13.16	6.37	0.95	7.32
Nov-27	9.36	0.95	10.31	12.23	0.95	13.18	6.38	0.95	7.33	9.36	0.95	10.31	12.23	0.95	13.18	6.38	0.95	7.33
Dic-27	9.37	0.95	10.32	12.25	0.95	13.19	6.39	0.95	7.34	9.37	0.95	10.32	12.25	0.95	13.19	6.39	0.95	7.34
Ene-28	9.39	0.95	10.33	12.27	0.95	13.21	6.40	0.95	7.35	9.39	0.95	10.33	12.27	0.95	13.21	6.40	0.95	7.35
Feb-28	9.40	0.95	10.35	12.28	0.95	13.23	6.41	0.95	7.36	9.40	0.95	10.35	12.28	0.95	13.23	6.41	0.95	7.36
Mar-28	9.42	0.95	10.36	12.30	0.95	13.25	6.43	0.95	7.38	9.42	0.95	10.36	12.30	0.95	13.25	6.43	0.95	7.38
Abr-28	9.43	0.95	10.38	12.32	0.95	13.27	6.44	0.95	7.39	9.43	0.95	10.38	12.32	0.95	13.27	6.44	0.95	7.39
May-28	9.44	0.95	10.39	12.34	0.95	13.29	6.45	0.95	7.40	9.44	0.95	10.39	12.34	0.95	13.29	6.45	0.95	7.40
Jun-28	9.46	0.95	10.40	12.36	0.95	13.31	6.47	0.95	7.41	9.46	0.95	10.40	12.36	0.95	13.31	6.47	0.95	7.41
Jul-28	9.47	0.95	10.42	12.38	0.95	13.32	6.48	0.95	7.43	9.47	0.95	10.42	12.38	0.95	13.32	6.48	0.95	7.43
Ago-28	9.49	0.95	10.43	12.39	0.95	13.34	6.49	0.95	7.44	9.49	0.95	10.43	12.39	0.95	13.34	6.49	0.95	7.44
Sep-28	9.50	0.95	10.45	12.41	0.95	13.36	6.51	0.95	7.45	9.50	0.95	10.45	12.41	0.95	13.36	6.51	0.95	7.45
Oct-28	9.51	0.95	10.46	12.43	0.95	13.38	6.52	0.95	7.47	9.51	0.95	10.46	12.43	0.95	13.38	6.52	0.95	7.47
Nov-28	9.53	0.95	10.48	12.45	0.95	13.40	6.53	0.95	7.48	9.53	0.95	10.48	12.45	0.95	13.40	6.53	0.95	7.48
Dic-28	9.54	0.95	10.49	12.47	0.95	13.42	6.55	0.95	7.49	9.54	0.95	10.49	12.47	0.95	13.42	6.55	0.95	7.49

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU) – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Candelaria									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Cartagena								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-29	9.56	0.95	10.50	12.49	0.95	13.44	6.55	0.95	7.50	9.56	0.95	10.50	12.49	0.95	13.44	6.55	0.95	7.50
Feb-29	9.57	0.95	10.52	12.51	0.95	13.45	6.56	0.95	7.51	9.57	0.95	10.52	12.51	0.95	13.45	6.56	0.95	7.51
Mar-29	9.59	0.95	10.53	12.53	0.95	13.47	6.57	0.95	7.52	9.59	0.95	10.53	12.53	0.95	13.47	6.57	0.95	7.52
Abr-29	9.60	0.95	10.55	12.54	0.95	13.49	6.58	0.95	7.53	9.60	0.95	10.55	12.54	0.95	13.49	6.58	0.95	7.53
May-29	9.62	0.95	10.56	12.56	0.95	13.51	6.59	0.95	7.53	9.62	0.95	10.56	12.56	0.95	13.51	6.59	0.95	7.53
Jun-29	9.63	0.95	10.58	12.58	0.95	13.53	6.60	0.95	7.54	9.63	0.95	10.58	12.58	0.95	13.53	6.60	0.95	7.54
Jul-29	9.64	0.95	10.59	12.60	0.95	13.55	6.60	0.95	7.55	9.64	0.95	10.59	12.60	0.95	13.55	6.60	0.95	7.55
Ago-29	9.66	0.95	10.61	12.62	0.95	13.57	6.61	0.95	7.56	9.66	0.95	10.61	12.62	0.95	13.57	6.61	0.95	7.56
Sep-29	9.67	0.95	10.62	12.64	0.95	13.59	6.62	0.95	7.57	9.67	0.95	10.62	12.64	0.95	13.59	6.62	0.95	7.57
Oct-29	9.69	0.95	10.63	12.66	0.95	13.61	6.63	0.95	7.58	9.69	0.95	10.63	12.66	0.95	13.61	6.63	0.95	7.58
Nov-29	9.70	0.95	10.65	12.68	0.95	13.62	6.64	0.95	7.58	9.70	0.95	10.65	12.68	0.95	13.62	6.64	0.95	7.58
Dic-29	9.72	0.95	10.66	12.70	0.95	13.64	6.65	0.95	7.59	9.72	0.95	10.66	12.70	0.95	13.64	6.65	0.95	7.59
Ene-30	9.73	0.95	10.68	12.72	0.95	13.66	6.66	0.95	7.60	9.73	0.95	10.68	12.72	0.95	13.66	6.66	0.95	7.60
Feb-30	9.75	0.95	10.69	12.73	0.95	13.68	6.67	0.95	7.61	9.75	0.95	10.69	12.73	0.95	13.68	6.67	0.95	7.61
Mar-30	9.76	0.95	10.71	12.75	0.95	13.70	6.68	0.95	7.62	9.76	0.95	10.71	12.75	0.95	13.70	6.68	0.95	7.62
Abr-30	9.78	0.95	10.72	12.77	0.95	13.72	6.69	0.95	7.63	9.78	0.95	10.72	12.77	0.95	13.72	6.69	0.95	7.63
May-30	9.79	0.95	10.74	12.79	0.95	13.74	6.70	0.95	7.64	9.79	0.95	10.74	12.79	0.95	13.74	6.70	0.95	7.64
Jun-30	9.80	0.95	10.75	12.81	0.95	13.76	6.71	0.95	7.65	9.80	0.95	10.75	12.81	0.95	13.76	6.71	0.95	7.65
Jul-30	9.82	0.95	10.77	12.83	0.95	13.78	6.72	0.95	7.67	9.82	0.95	10.77	12.83	0.95	13.78	6.72	0.95	7.67
Ago-30	9.83	0.95	10.78	12.85	0.95	13.80	6.73	0.95	7.68	9.83	0.95	10.78	12.85	0.95	13.80	6.73	0.95	7.68
Sep-30	9.85	0.95	10.80	12.87	0.95	13.82	6.74	0.95	7.69	9.85	0.95	10.80	12.87	0.95	13.82	6.74	0.95	7.69
Oct-30	9.86	0.95	10.81	12.89	0.95	13.84	6.75	0.95	7.70	9.86	0.95	10.81	12.89	0.95	13.84	6.75	0.95	7.70
Nov-30	9.88	0.95	10.83	12.91	0.95	13.86	6.76	0.95	7.71	9.88	0.95	10.83	12.91	0.95	13.86	6.76	0.95	7.71
Dic-30	9.89	0.95	10.84	12.93	0.95	13.87	6.77	0.95	7.72	9.89	0.95	10.84	12.93	0.95	13.87	6.77	0.95	7.72
Ene-31	9.91	0.95	10.86	12.95	0.95	13.89	6.78	0.95	7.73	9.91	0.95	10.86	12.95	0.95	13.89	6.78	0.95	7.73
Feb-31	9.92	0.95	10.87	12.97	0.95	13.91	6.80	0.95	7.75	9.92	0.95	10.87	12.97	0.95	13.91	6.80	0.95	7.75
Mar-31	9.94	0.95	10.89	12.99	0.95	13.93	6.81	0.95	7.76	9.94	0.95	10.89	12.99	0.95	13.93	6.81	0.95	7.76
Abr-31	9.95	0.95	10.90	13.01	0.95	13.95	6.83	0.95	7.77	9.95	0.95	10.90	13.01	0.95	13.95	6.83	0.95	7.77
May-31	9.97	0.95	10.92	13.02	0.95	13.97	6.84	0.95	7.79	9.97	0.95	10.92	13.02	0.95	13.97	6.84	0.95	7.79
Jun-31	9.98	0.95	10.93	13.04	0.95	13.99	6.86	0.95	7.80	9.98	0.95	10.93	13.04	0.95	13.99	6.86	0.95	7.80
Jul-31	10.00	0.95	10.95	13.06	0.95	14.01	6.87	0.95	7.82	10.00	0.95	10.95	13.06	0.95	14.01	6.87	0.95	7.82
Ago-31	10.01	0.95	10.96	13.08	0.95	14.03	6.88	0.95	7.83	10.01	0.95	10.96	13.08	0.95	14.03	6.88	0.95	7.83
Sep-31	10.03	0.95	10.98	13.10	0.95	14.05	6.90	0.95	7.85	10.03	0.95	10.98	13.10	0.95	14.05	6.90	0.95	7.85
Oct-31	10.04	0.95	10.99	13.12	0.95	14.07	6.91	0.95	7.86	10.04	0.95	10.99	13.12	0.95	14.07	6.91	0.95	7.86
Nov-31	10.06	0.95	11.01	13.14	0.95	14.09	6.93	0.95	7.87	10.06	0.95	11.01	13.14	0.95	14.09	6.93	0.95	7.87
Dic-31	10.07	0.95	11.02	13.16	0.95	14.11	6.94	0.95	7.89	10.07	0.95	11.02	13.16	0.95	14.11	6.94	0.95	7.89
Ene-32	10.09	0.95	11.04	13.18	0.95	14.13	6.95	0.95	7.90	10.09	0.95	11.04	13.18	0.95	14.13	6.95	0.95	7.90
Feb-32	10.10	0.95	11.05	13.20	0.95	14.15	6.96	0.95	7.91	10.10	0.95	11.05	13.20	0.95	14.15	6.96	0.95	7.91
Mar-32	10.12	0.95	11.07	13.22	0.95	14.17	6.97	0.95	7.92	10.12	0.95	11.07	13.22	0.95	14.17	6.97	0.95	7.92
Abr-32	10.13	0.95	11.08	13.24	0.95	14.19	6.98	0.95	7.93	10.13	0.95	11.08	13.24	0.95	14.19	6.98	0.95	7.93
May-32	10.15	0.95	11.10	13.26	0.95	14.21	6.99	0.95	7.94	10.15	0.95	11.10	13.26	0.95	14.21	6.99	0.95	7.94
Jun-32	10.16	0.95	11.11	13.28	0.95	14.23	7.00	0.95	7.95	10.16	0.95	11.11	13.28	0.95	14.23	7.00	0.95	7.95
Jul-32	10.18	0.95	11.13	13.30	0.95	14.25	7.01	0.95	7.96	10.18	0.95	11.13	13.30	0.95	14.25	7.01	0.95	7.96
Ago-32	10.19	0.95	11.14	13.32	0.95	14.27	7.02	0.95	7.97	10.19	0.95	11.14	13.32	0.95	14.27	7.02	0.95	7.97
Sep-32	10.21	0.95	11.16	13.34	0.95	14.29	7.03	0.95	7.98	10.21	0.95	11.16	13.34	0.95	14.29	7.03	0.95	7.98
Oct-32	10.23	0.95	11.17	13.36	0.95	14.31	7.04	0.95	7.99	10.23	0.95	11.17	13.36	0.95	14.31	7.04	0.95	7.99
Nov-32	10.24	0.95	11.19	13.38	0.95	14.33	7.05	0.95	8.00	10.24	0.95	11.19	13.38	0.95	14.33	7.05	0.95	8.00
Dic-32	10.26	0.95	11.20	13.40	0.95	14.35	7.06	0.95	8.01	10.26	0.95	11.20	13.40	0.95	14.35	7.06	0.95	8.01
Ene-33	10.27	0.95	11.22	13.42	0.95	14.37	7.08	0.95	8.02	10.27	0.95	11.22	13.42	0.95	14.37	7.08	0.95	8.02

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Candelaria										Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Cartagena									
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo		
Feb-33	10.29	0.95	11.23	13.44	0.95	14.39	7.09	0.95	8.04	10.29	0.95	11.23	13.44	0.95	14.39	7.09	0.95	8.04		
Mar-33	10.30	0.95	11.25	13.46	0.95	14.41	7.11	0.95	8.05	10.30	0.95	11.25	13.46	0.95	14.41	7.11	0.95	8.05		
Abr-33	10.32	0.95	11.27	13.48	0.95	14.43	7.12	0.95	8.07	10.32	0.95	11.27	13.48	0.95	14.43	7.12	0.95	8.07		
May-33	10.33	0.95	11.28	13.50	0.95	14.45	7.14	0.95	8.08	10.33	0.95	11.28	13.50	0.95	14.45	7.14	0.95	8.08		
Jun-33	10.35	0.95	11.30	13.52	0.95	14.47	7.15	0.95	8.10	10.35	0.95	11.30	13.52	0.95	14.47	7.15	0.95	8.10		
Jul-33	10.36	0.95	11.31	13.54	0.95	14.49	7.17	0.95	8.11	10.36	0.95	11.31	13.54	0.95	14.49	7.17	0.95	8.11		
Ago-33	10.38	0.95	11.33	13.56	0.95	14.51	7.18	0.95	8.13	10.38	0.95	11.33	13.56	0.95	14.51	7.18	0.95	8.13		
Sep-33	10.40	0.95	11.34	13.58	0.95	14.53	7.19	0.95	8.14	10.40	0.95	11.34	13.58	0.95	14.53	7.19	0.95	8.14		
Oct-33	10.41	0.95	11.36	13.60	0.95	14.55	7.21	0.95	8.16	10.41	0.95	11.36	13.60	0.95	14.55	7.21	0.95	8.16		
Nov-33	10.43	0.95	11.37	13.62	0.95	14.57	7.22	0.95	8.17	10.43	0.95	11.37	13.62	0.95	14.57	7.22	0.95	8.17		
Dic-33	10.44	0.95	11.39	13.65	0.95	14.59	7.24	0.95	8.19	10.44	0.95	11.39	13.65	0.95	14.59	7.24	0.95	8.19		
Ene-34	10.46	0.95	11.41	13.67	0.95	14.61	7.27	0.95	8.21	10.46	0.95	11.41	13.67	0.95	14.61	7.27	0.95	8.21		
Feb-34	10.47	0.95	11.42	13.69	0.95	14.63	7.29	0.95	8.24	10.47	0.95	11.42	13.69	0.95	14.63	7.29	0.95	8.24		
Mar-34	10.49	0.95	11.44	13.71	0.95	14.65	7.32	0.95	8.27	10.49	0.95	11.44	13.71	0.95	14.65	7.32	0.95	8.27		
Abr-34	10.51	0.95	11.45	13.73	0.95	14.67	7.35	0.95	8.30	10.51	0.95	11.45	13.73	0.95	14.67	7.35	0.95	8.30		
May-34	10.52	0.95	11.47	13.75	0.95	14.70	7.38	0.95	8.32	10.52	0.95	11.47	13.75	0.95	14.70	7.38	0.95	8.32		
Jun-34	10.54	0.95	11.48	13.77	0.95	14.72	7.40	0.95	8.35	10.54	0.95	11.48	13.77	0.95	14.72	7.40	0.95	8.35		
Jul-34	10.55	0.95	11.50	13.79	0.95	14.74	7.43	0.95	8.38	10.55	0.95	11.50	13.79	0.95	14.74	7.43	0.95	8.38		
Ago-34	10.57	0.95	11.52	13.81	0.95	14.76	7.46	0.95	8.41	10.57	0.95	11.52	13.81	0.95	14.76	7.46	0.95	8.41		
Sep-34	10.58	0.95	11.53	13.83	0.95	14.78	7.49	0.95	8.43	10.58	0.95	11.53	13.83	0.95	14.78	7.49	0.95	8.43		
Oct-34	10.60	0.95	11.55	13.85	0.95	14.80	7.51	0.95	8.46	10.60	0.95	11.55	13.85	0.95	14.80	7.51	0.95	8.46		
Nov-34	10.62	0.95	11.56	13.87	0.95	14.82	7.54	0.95	8.49	10.62	0.95	11.56	13.87	0.95	14.82	7.54	0.95	8.49		
Dic-34	10.63	0.95	11.58	13.89	0.95	14.84	7.57	0.95	8.52	10.63	0.95	11.58	13.89	0.95	14.84	7.57	0.95	8.52		
Ene-35	10.65	0.95	11.60	13.91	0.95	14.86	7.60	0.95	8.55	10.65	0.95	11.60	13.91	0.95	14.86	7.60	0.95	8.55		
Feb-35	10.66	0.95	11.61	13.94	0.95	14.88	7.63	0.95	8.58	10.66	0.95	11.61	13.94	0.95	14.88	7.63	0.95	8.58		
Mar-35	10.68	0.95	11.63	13.96	0.95	14.90	7.66	0.95	8.61	10.68	0.95	11.63	13.96	0.95	14.90	7.66	0.95	8.61		
Abr-35	10.70	0.95	11.64	13.98	0.95	14.92	7.69	0.95	8.64	10.70	0.95	11.64	13.98	0.95	14.92	7.69	0.95	8.64		
May-35	10.71	0.95	11.66	14.00	0.95	14.95	7.72	0.95	8.67	10.71	0.95	11.66	14.00	0.95	14.95	7.72	0.95	8.67		
Jun-35	10.73	0.95	11.68	14.02	0.95	14.97	7.75	0.95	8.70	10.73	0.95	11.68	14.02	0.95	14.97	7.75	0.95	8.70		
Jul-35	10.75	0.95	11.69	14.04	0.95	14.99	7.78	0.95	8.73	10.75	0.95	11.69	14.04	0.95	14.99	7.78	0.95	8.73		
Ago-35	10.76	0.95	11.71	14.06	0.95	15.01	7.81	0.95	8.76	10.76	0.95	11.71	14.06	0.95	15.01	7.81	0.95	8.76		
Sep-35	10.78	0.95	11.72	14.08	0.95	15.03	7.84	0.95	8.79	10.78	0.95	11.72	14.08	0.95	15.03	7.84	0.95	8.79		
Oct-35	10.79	0.95	11.74	14.10	0.95	15.05	7.87	0.95	8.82	10.79	0.95	11.74	14.10	0.95	15.05	7.87	0.95	8.82		
Nov-35	10.81	0.95	11.76	14.12	0.95	15.07	7.90	0.95	8.85	10.81	0.95	11.76	14.12	0.95	15.07	7.90	0.95	8.85		
Dic-35	10.83	0.95	11.77	14.15	0.95	15.09	7.93	0.95	8.88	10.83	0.95	11.77	14.15	0.95	15.09	7.93	0.95	8.88		
Ene-36	10.84	0.95	11.79	14.17	0.95	15.11	7.97	0.95	8.91	10.84	0.95	11.79	14.17	0.95	15.11	7.97	0.95	8.91		
Feb-36	10.86	0.95	11.81	14.19	0.95	15.14	8.00	0.95	8.95	10.86	0.95	11.81	14.19	0.95	15.14	8.00	0.95	8.95		
Mar-36	10.87	0.95	11.82	14.21	0.95	15.16	8.04	0.95	8.99	10.87	0.95	11.82	14.21	0.95	15.16	8.04	0.95	8.99		
Abr-36	10.89	0.95	11.84	14.23	0.95	15.18	8.08	0.95	9.03	10.89	0.95	11.84	14.23	0.95	15.18	8.08	0.95	9.03		
May-36	10.91	0.95	11.86	14.25	0.95	15.20	8.12	0.95	9.07	10.91	0.95	11.86	14.25	0.95	15.20	8.12	0.95	9.07		
Jun-36	10.92	0.95	11.87	14.27	0.95	15.22	8.16	0.95	9.11	10.92	0.95	11.87	14.27	0.95	15.22	8.16	0.95	9.11		
Jul-36	10.94	0.95	11.89	14.30	0.95	15.24	8.20	0.95	9.15	10.94	0.95	11.89	14.30	0.95	15.24	8.20	0.95	9.15		
Ago-36	10.96	0.95	11.90	14.32	0.95	15.26	8.24	0.95	9.18	10.96	0.95	11.90	14.32	0.95	15.26	8.24	0.95	9.18		
Sep-36	10.97	0.95	11.92	14.34	0.95	15.29	8.28	0.95	9.22	10.97	0.95	11.92	14.34	0.95	15.29	8.28	0.95	9.22		
Oct-36	10.99	0.95	11.94	14.36	0.95	15.31	8.32	0.95	9.26	10.99	0.95	11.94	14.36	0.95	15.31	8.32	0.95	9.26		
Nov-36	11.01	0.95	11.95	14.38	0.95	15.33	8.36	0.95	9.30	11.01	0.95	11.95	14.38	0.95	15.33	8.36	0.95	9.30		
Dic-36	11.01	0.95	11.95	14.38	0.95	15.33	8.40	0.95	9.34	11.01	0.95	11.95	14.38	0.95	15.33	8.40	0.95	9.34		

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Proeléctrica										Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Merieléctrica									
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo		
Ene-13	5.92	0.95	6.86	5.92	0.95	6.86	5.92	0.95	6.86	3.88	2.02	5.90	3.88	2.02	5.90	3.88	2.02	5.90		
Feb-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	3.82	2.02	5.84	3.82	2.02	5.84	3.82	2.02	5.84		
Mar-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	3.81	2.02	5.83	3.81	2.02	5.83	3.81	2.02	5.83		
Abr-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	3.78	2.02	5.80	3.78	2.02	5.80	3.78	2.02	5.80		
May-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	3.79	2.02	5.81	3.79	2.02	5.81	3.79	2.02	5.81		
Jun-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	3.77	2.02	5.79	3.77	2.02	5.79	3.77	2.02	5.79		
Jul-13	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	5.77	0.95	6.72	3.79	2.02	5.81	3.79	2.02	5.81	3.79	2.02	5.81		
Ago-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	3.77	2.02	5.79	3.77	2.02	5.79	3.77	2.02	5.79		
Sep-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	3.76	2.02	5.78	3.76	2.02	5.78	3.76	2.02	5.78		
Oct-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	3.75	2.02	5.77	3.75	2.02	5.77	3.75	2.02	5.77		
Nov-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	3.73	2.02	5.75	3.73	2.02	5.75	3.73	2.02	5.75		
Dic-13	5.53	0.95	6.48	8.12	0.95	9.06	4.00	0.95	4.95	3.75	2.02	5.78	3.75	2.02	5.78	3.75	2.02	5.78		
Ene-14	6.75	0.95	7.70	11.02	0.95	11.97	3.92	0.95	4.86	5.05	2.02	12.27	7.07	2.02	14.29	3.77	2.02	5.79		
Feb-14	6.45	0.95	7.40	11.06	0.95	12.00	3.85	0.95	4.80	4.98	2.02	7.00	12.30	2.02	14.32	3.70	2.02	5.72		
Mar-14	6.13	0.95	7.08	11.09	0.95	12.04	3.66	0.95	4.61	4.80	2.02	6.82	12.34	2.02	14.36	3.52	2.02	5.54		
Abr-14	6.02	0.95	6.97	11.13	0.95	12.07	3.59	0.95	4.54	4.73	2.02	6.75	12.37	2.02	14.39	3.46	2.02	5.48		
May-14	6.05	0.95	7.00	11.16	0.95	12.11	3.61	0.95	4.56	4.75	2.02	6.77	12.41	2.02	14.43	3.47	2.02	5.49		
Jun-14	6.11	0.95	7.06	11.20	0.95	12.14	3.65	0.95	4.60	4.79	2.02	6.81	12.44	2.02	14.46	3.51	2.02	5.53		
Jul-14	6.03	0.95	6.98	11.23	0.95	12.18	3.60	0.95	4.55	4.74	2.02	6.76	12.48	2.02	14.50	3.46	2.02	5.49		
Ago-14	6.11	0.95	7.06	11.27	0.95	12.22	3.65	0.95	4.60	4.79	2.02	6.81	12.51	2.02	14.53	3.51	2.02	5.53		
Sep-14	6.13	0.95	7.08	11.30	0.95	12.25	3.66	0.95	4.61	4.80	2.02	6.82	12.55	2.02	14.57	3.52	2.02	5.54		
Oct-14	6.26	0.95	7.20	11.34	0.95	12.29	3.73	0.95	4.68	4.87	2.02	6.89	12.58	2.02	14.60	3.59	2.02	5.61		
Nov-14	6.35	0.95	7.30	11.37	0.95	12.32	3.79	0.95	4.74	4.93	2.02	6.95	12.62	2.02	14.64	3.65	2.02	5.67		
Dic-14	6.56	0.95	7.51	11.37	0.95	12.31	3.92	0.95	4.86	5.05	2.02	7.07	12.65	2.02	14.67	3.77	2.02	5.79		
Ene-15	6.41	0.95	7.36	11.36	0.95	12.30	3.92	0.95	4.86	5.05	2.02	7.07	12.64	2.02	14.67	3.77	2.02	5.79		
Feb-15	6.41	0.95	7.36	11.35	0.95	12.30	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.07	12.64	2.02	14.66	3.77	2.02	5.79		
Mar-15	6.41	0.95	7.36	11.34	0.95	12.29	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.07	12.63	2.02	14.65	3.77	2.02	5.79		
Abr-15	6.41	0.95	7.36	11.33	0.95	12.28	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.62	2.02	14.64	3.77	2.02	5.79		
May-15	6.41	0.95	7.36	11.32	0.95	12.27	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.61	2.02	14.63	3.76	2.02	5.79		
Jun-15	6.41	0.95	7.35	11.31	0.95	12.26	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.60	2.02	14.62	3.76	2.02	5.79		
Jul-15	6.41	0.95	7.35	11.30	0.95	12.25	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.59	2.02	14.61	3.76	2.02	5.79		
Ago-15	6.41	0.95	7.35	11.30	0.95	12.24	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.58	2.02	14.60	3.76	2.02	5.78		
Sep-15	6.41	0.95	7.35	11.29	0.95	12.23	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.57	2.02	14.60	3.76	2.02	5.78		
Oct-15	6.40	0.95	7.35	11.28	0.95	12.23	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.57	2.02	14.59	3.76	2.02	5.78		
Nov-15	6.40	0.95	7.35	11.27	0.95	12.22	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.56	2.02	14.58	3.76	2.02	5.78		
Dic-15	6.40	0.95	7.35	11.26	0.95	12.21	3.91	0.95	4.86	5.04	2.02	7.06	12.55	2.02	14.57	3.76	2.02	5.78		
Ene-16	6.45	0.95	7.40	11.25	0.95	12.20	3.95	0.95	4.90	5.08	2.02	7.10	12.54	2.02	14.56	3.80	2.02	5.83		
Feb-16	6.52	0.95	7.47	11.24	0.95	12.19	4.00	0.95	4.95	5.13	2.02	7.15	12.53	2.02	14.55	3.85	2.02	5.87		
Mar-16	6.60	0.95	7.54	11.23	0.95	12.18	4.04	0.95	4.99	5.17	2.02	7.19	12.52	2.02	14.54	3.89	2.02	5.91		
Abr-16	6.67	0.95	7.62	11.23	0.95	12.17	4.09	0.95	5.04	5.21	2.02	7.23	12.51	2.02	14.53	3.93	2.02	5.96		
May-16	6.74	0.95	7.69	11.22	0.95	12.16	4.14	0.95	5.08	5.26	2.02	7.28	12.50	2.02	14.52	3.98	2.02	6.00		
Jun-16	6.82	0.95	7.77	11.21	0.95	12.16	4.18	0.95	5.13	5.30	2.02	7.32	12.50	2.02	14.52	4.02	2.02	6.04		
Jul-16	6.90	0.95	7.84	11.20	0.95	12.15	4.23	0.95	5.18	5.35	2.02	7.37	12.49	2.02	14.51	4.07	2.02	6.09		
Ago-16	6.97	0.95	7.92	11.19	0.95	12.14	4.28	0.95	5.22	5.39	2.02	7.41	12.48	2.02	14.50	4.11	2.02	6.13		
Sep-16	7.05	0.95	8.00	11.18	0.95	12.13	4.32	0.95	5.27	5.44	2.02	7.46	12.47	2.02	14.49	4.16	2.02	6.18		
Oct-16	7.13	0.95	8.08	11.17	0.95	12.12	4.37	0.95	5.32	5.49	2.02	7.51	12.46	2.02	14.48	4.21	2.02	6.23		
Nov-16	7.21	0.95	8.16	11.16	0.95	12.11	4.42	0.95	5.37	5.53	2.02	7.55	12.45	2.02	14.47	4.25	2.02	6.28		
Dic-16	7.29	0.95	8.24	11.13	0.95	12.08	4.47	0.95	5.42	5.58	2.02	7.60	12.44	2.02	14.46	4.30	2.02	6.32		

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Proeléctrica									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Merieléctrica								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-17	7.17	0.95	8.12	11.09	0.95	12.04	4.49	0.95	5.43	5.59	2.02	7.61	12.41	2.02	14.43	4.32	2.02	6.34
Feb-17	7.20	0.95	8.14	11.06	0.95	12.00	4.50	0.95	5.45	5.61	2.02	7.63	12.37	2.02	14.39	4.33	2.02	6.35
Mar-17	7.22	0.95	8.17	11.02	0.95	11.97	4.51	0.95	5.46	5.62	2.02	7.64	12.34	2.02	14.36	4.34	2.02	6.36
Abr-17	7.24	0.95	8.19	10.99	0.95	11.93	4.53	0.95	5.47	5.63	2.02	7.65	12.30	2.02	14.32	4.35	2.02	6.38
May-17	7.26	0.95	8.21	10.95	0.95	11.90	4.54	0.95	5.49	5.65	2.02	7.67	12.27	2.02	14.29	4.37	2.02	6.39
Jun-17	7.28	0.95	8.23	10.92	0.95	11.86	4.55	0.95	5.50	5.66	2.02	7.68	12.23	2.02	14.25	4.38	2.02	6.40
Jul-17	7.31	0.95	8.25	10.88	0.95	11.83	4.57	0.95	5.51	5.67	2.02	7.69	12.19	2.02	14.22	4.39	2.02	6.41
Ago-17	7.33	0.95	8.28	10.85	0.95	11.79	4.58	0.95	5.53	5.69	2.02	7.71	12.16	2.02	14.18	4.41	2.02	6.43
Sep-17	7.35	0.95	8.30	10.81	0.95	11.76	4.60	0.95	5.54	5.70	2.02	7.72	12.13	2.02	14.15	4.42	2.02	6.44
Oct-17	7.37	0.95	8.32	10.78	0.95	11.72	4.61	0.95	5.56	5.71	2.02	7.73	12.09	2.02	14.11	4.43	2.02	6.45
Nov-17	7.39	0.95	8.34	10.74	0.95	11.69	4.62	0.95	5.57	5.73	2.02	7.75	12.06	2.02	14.08	4.45	2.02	6.47
Dic-17	7.42	0.95	8.36	10.71	0.95	11.65	4.64	0.95	5.58	5.74	2.02	7.76	12.02	2.02	14.04	4.46	2.02	6.48
Ene-18	7.41	0.95	8.36	10.67	0.95	11.62	4.66	0.95	5.61	5.76	2.02	7.79	11.99	2.02	14.01	4.49	2.02	6.51
Feb-18	7.46	0.95	8.40	10.64	0.95	11.58	4.69	0.95	5.64	5.79	2.02	7.81	11.95	2.02	13.97	4.51	2.02	6.53
Mar-18	7.50	0.95	8.45	10.60	0.95	11.55	4.72	0.95	5.66	5.82	2.02	7.84	11.91	2.02	13.94	4.54	2.02	6.56
Abr-18	7.54	0.95	8.49	10.56	0.95	11.51	4.74	0.95	5.69	5.84	2.02	7.86	11.88	2.02	13.90	4.56	2.02	6.58
May-18	7.58	0.95	8.53	10.53	0.95	11.48	4.77	0.95	5.72	5.87	2.02	7.89	11.84	2.02	13.86	4.59	2.02	6.61
Jun-18	7.63	0.95	8.58	10.49	0.95	11.44	4.80	0.95	5.75	5.89	2.02	7.91	11.81	2.02	13.83	4.62	2.02	6.64
Jul-18	7.67	0.95	8.62	10.46	0.95	11.41	4.82	0.95	5.77	5.92	2.02	7.94	11.77	2.02	13.79	4.64	2.02	6.66
Ago-18	7.72	0.95	8.66	10.43	0.95	11.37	4.85	0.95	5.80	5.95	2.02	7.97	11.74	2.02	13.76	4.67	2.02	6.69
Sep-18	7.76	0.95	8.71	10.39	0.95	11.34	4.88	0.95	5.83	5.97	2.02	7.99	11.70	2.02	13.72	4.69	2.02	6.72
Oct-18	7.80	0.95	8.75	10.36	0.95	11.30	4.91	0.95	5.86	7.23	2.02	9.25	11.67	2.02	13.69	4.72	2.02	6.74
Nov-18	7.85	0.95	8.79	10.32	0.95	11.27	4.94	0.95	5.88	7.21	2.02	9.23	11.63	2.02	13.66	4.75	2.02	6.77
Dic-18	7.89	0.95	8.84	10.31	0.95	11.26	4.96	0.95	5.91	7.20	2.02	9.22	11.60	2.02	13.62	4.78	2.02	6.80
Ene-19	7.89	0.95	8.83	10.30	0.95	11.25	4.97	0.95	5.92	7.20	2.02	9.22	11.59	2.02	13.61	4.78	2.02	6.80
Feb-19	7.88	0.95	8.83	10.29	0.95	11.24	4.98	0.95	5.93	7.19	2.02	9.21	11.58	2.02	13.60	4.79	2.02	6.81
Mar-19	7.87	0.95	8.82	10.29	0.95	11.23	4.99	0.95	5.94	7.18	2.02	9.20	11.57	2.02	13.59	4.80	2.02	6.82
Abr-19	7.87	0.95	8.81	10.28	0.95	11.22	5.00	0.95	5.95	7.18	2.02	9.20	11.56	2.02	13.59	4.81	2.02	6.83
May-19	7.86	0.95	8.81	10.27	0.95	11.22	5.01	0.95	5.96	7.17	2.02	9.19	11.56	2.02	13.58	4.82	2.02	6.84
Jun-19	7.85	0.95	8.80	10.26	0.95	11.21	5.02	0.95	5.97	7.17	2.02	9.19	11.55	2.02	13.57	4.83	2.02	6.85
Jul-19	7.85	0.95	8.79	10.25	0.95	11.20	5.03	0.95	5.98	7.16	2.02	9.18	11.54	2.02	13.56	4.84	2.02	6.86
Ago-19	7.84	0.95	8.79	10.24	0.95	11.19	5.04	0.95	5.99	7.15	2.02	9.17	11.53	2.02	13.55	4.85	2.02	6.87
Sep-19	7.83	0.95	8.78	10.23	0.95	11.18	5.05	0.95	5.99	7.15	2.02	9.17	11.52	2.02	13.54	4.86	2.02	6.88
Oct-19	7.83	0.95	8.77	10.22	0.95	11.17	5.06	0.95	6.00	7.14	2.02	9.16	11.51	2.02	13.53	4.86	2.02	6.89
Nov-19	7.82	0.95	8.77	10.22	0.95	11.16	5.07	0.95	6.01	7.13	2.02	9.16	11.50	2.02	13.52	4.87	2.02	6.89
Dic-19	7.84	0.95	8.79	10.24	0.95	11.19	5.08	0.95	6.02	7.15	2.02	9.17	11.49	2.02	13.52	4.88	2.02	6.90
Ene-20	7.86	0.95	8.81	10.27	0.95	11.22	5.08	0.95	6.03	7.17	2.02	9.19	11.52	2.02	13.54	4.89	2.02	6.91
Feb-20	7.88	0.95	8.83	10.29	0.95	11.24	5.09	0.95	6.04	7.19	2.02	9.21	11.55	2.02	13.57	4.90	2.02	6.92
Mar-20	7.90	0.95	8.85	10.32	0.95	11.27	5.10	0.95	6.05	7.21	2.02	9.23	11.57	2.02	13.59	4.91	2.02	6.93
Abr-20	7.92	0.95	8.87	10.35	0.95	11.29	5.11	0.95	6.06	7.23	2.02	9.25	11.60	2.02	13.62	4.92	2.02	6.94
May-20	7.94	0.95	8.89	10.37	0.95	11.32	5.12	0.95	6.07	7.24	2.02	9.26	11.63	2.02	13.65	4.93	2.02	6.95
Jun-20	7.96	0.95	8.91	10.40	0.95	11.35	5.13	0.95	6.08	7.26	2.02	9.28	11.65	2.02	13.67	4.93	2.02	6.96
Jul-20	7.98	0.95	8.93	10.43	0.95	11.37	5.14	0.95	6.09	7.28	2.02	9.30	11.68	2.02	13.70	4.94	2.02	6.96
Ago-20	8.00	0.95	8.95	10.45	0.95	11.40	5.15	0.95	6.10	7.30	2.02	9.32	11.70	2.02	13.73	4.95	2.02	6.97
Sep-20	8.02	0.95	8.97	10.48	0.95	11.43	5.16	0.95	6.10	7.32	2.02	9.34	11.73	2.02	13.75	4.96	2.02	6.98
Oct-20	8.04	0.95	8.99	10.51	0.95	11.45	5.17	0.95	6.11	7.34	2.02	9.36	11.76	2.02	13.78	4.97	2.02	6.99
Nov-20	8.06	0.95	9.01	10.53	0.95	11.48	5.18	0.95	6.12	7.36	2.02	9.38	11.78	2.02	13.80	4.98	2.02	7.00
Dic-20	8.09	0.95	9.04	10.57	0.95	11.52	5.18	0.95	6.13	7.39	2.02	9.41	11.81	2.02	13.83	4.99	2.02	7.01

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Proeléctrica									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Merieléctrica								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-21	8.13	0.95	9.07	10.62	0.95	11.57	5.20	0.95	6.14	7.42	2.02	9.44	11.85	2.02	13.87	5.00	2.02	7.02
Feb-21	8.16	0.95	9.11	10.66	0.95	11.61	5.21	0.95	6.16	7.45	2.02	9.47	11.90	2.02	13.92	5.01	2.02	7.03
Mar-21	8.19	0.95	9.14	10.70	0.95	11.65	5.22	0.95	6.17	7.48	2.02	9.50	11.94	2.02	13.96	5.02	2.02	7.05
Abr-21	8.23	0.95	9.17	10.75	0.95	11.70	5.24	0.95	6.18	7.51	2.02	9.53	11.98	2.02	14.00	5.04	2.02	7.06
May-21	8.26	0.95	9.21	10.79	0.95	11.74	5.25	0.95	6.20	7.54	2.02	9.56	12.03	2.02	14.05	5.05	2.02	7.07
Jun-21	8.29	0.95	9.24	10.84	0.95	11.78	5.26	0.95	6.21	7.57	2.02	9.59	12.07	2.02	14.09	5.06	2.02	7.08
Jul-21	8.33	0.95	9.27	10.88	0.95	11.83	5.28	0.95	6.22	7.60	2.02	9.62	12.11	2.02	14.14	5.07	2.02	7.10
Ago-21	8.36	0.95	9.31	10.92	0.95	11.87	5.29	0.95	6.24	7.63	2.02	9.65	12.16	2.02	14.18	5.09	2.02	7.11
Sep-21	8.39	0.95	9.34	10.97	0.95	11.92	5.30	0.95	6.25	7.66	2.02	9.68	12.20	2.02	14.22	5.10	2.02	7.12
Oct-21	8.43	0.95	9.38	11.01	0.95	11.96	5.31	0.95	6.26	7.69	2.02	9.71	12.25	2.02	14.27	5.11	2.02	7.13
Nov-21	8.46	0.95	9.41	11.06	0.95	12.01	5.33	0.95	6.27	7.72	2.02	9.74	12.29	2.02	14.31	5.12	2.02	7.15
Dic-21	8.48	0.95	9.42	11.08	0.95	12.02	5.34	0.95	6.29	7.74	2.02	9.76	12.34	2.02	14.36	5.14	2.02	7.16
Ene-22	8.49	0.95	9.44	11.09	0.95	12.04	5.36	0.95	6.31	7.75	2.02	9.77	12.35	2.02	14.38	5.16	2.02	7.18
Feb-22	8.50	0.95	9.45	11.11	0.95	12.06	5.39	0.95	6.33	7.76	2.02	9.78	12.37	2.02	14.39	5.18	2.02	7.20
Mar-22	8.52	0.95	9.46	11.13	0.95	12.08	5.41	0.95	6.36	7.77	2.02	9.79	12.39	2.02	14.41	5.20	2.02	7.22
Abr-22	8.53	0.95	9.48	11.15	0.95	12.09	5.43	0.95	6.38	7.78	2.02	9.80	12.41	2.02	14.43	5.22	2.02	7.24
May-22	8.54	0.95	9.49	11.16	0.95	12.11	5.45	0.95	6.40	7.80	2.02	9.82	12.42	2.02	14.45	5.25	2.02	7.27
Jun-22	8.56	0.95	9.50	11.18	0.95	12.13	5.48	0.95	6.42	7.81	2.02	9.83	12.44	2.02	14.46	5.27	2.02	7.29
Jul-22	8.57	0.95	9.52	11.20	0.95	12.15	5.50	0.95	6.45	7.82	2.02	9.84	12.46	2.02	14.48	5.29	2.02	7.31
Ago-22	8.58	0.95	9.53	11.22	0.95	12.16	5.52	0.95	6.47	7.83	2.02	9.85	12.48	2.02	14.50	5.31	2.02	7.33
Sep-22	8.60	0.95	9.54	11.23	0.95	12.18	5.54	0.95	6.49	7.85	2.02	9.87	12.49	2.02	14.52	5.33	2.02	7.35
Oct-22	8.61	0.95	9.56	11.25	0.95	12.20	5.57	0.95	6.52	7.86	2.02	9.88	12.51	2.02	14.53	5.36	2.02	7.38
Nov-22	8.62	0.95	9.57	11.27	0.95	12.22	5.59	0.95	6.54	7.87	2.02	9.89	12.53	2.02	14.55	5.38	2.02	7.40
Dic-22	8.63	0.95	9.58	11.28	0.95	12.23	5.61	0.95	6.56	7.88	2.02	9.90	12.55	2.02	14.57	5.40	2.02	7.42
Ene-23	8.64	0.95	9.59	11.30	0.95	12.24	5.63	0.95	6.58	7.89	2.02	9.91	12.56	2.02	14.58	5.42	2.02	7.44
Feb-23	8.65	0.95	9.60	11.31	0.95	12.26	5.66	0.95	6.60	7.90	2.02	9.92	12.57	2.02	14.59	5.44	2.02	7.46
Mar-23	8.66	0.95	9.61	11.32	0.95	12.27	5.68	0.95	6.62	7.91	2.02	9.93	12.59	2.02	14.61	5.46	2.02	7.48
Abr-23	8.67	0.95	9.62	11.33	0.95	12.28	5.70	0.95	6.64	7.92	2.02	9.94	12.60	2.02	14.62	5.48	2.02	7.50
May-23	8.68	0.95	9.63	11.35	0.95	12.30	5.72	0.95	6.66	7.93	2.02	9.95	12.61	2.02	14.63	5.50	2.02	7.52
Jun-23	8.69	0.95	9.64	11.36	0.95	12.31	5.74	0.95	6.68	7.93	2.02	9.96	12.63	2.02	14.65	5.52	2.02	7.54
Jul-23	8.70	0.95	9.65	11.37	0.95	12.32	5.76	0.95	6.71	7.94	2.02	9.96	12.64	2.02	14.66	5.54	2.02	7.56
Ago-23	8.71	0.95	9.66	11.39	0.95	12.33	5.78	0.95	6.73	7.95	2.02	9.97	12.65	2.02	14.67	5.56	2.02	7.58
Sep-23	8.73	0.95	9.67	11.40	0.95	12.35	5.80	0.95	6.75	7.96	2.02	9.98	12.67	2.02	14.69	5.58	2.02	7.60
Oct-23	8.74	0.95	9.68	11.41	0.95	12.36	5.82	0.95	6.77	7.97	2.02	9.99	12.68	2.02	14.70	5.60	2.02	7.62
Nov-23	8.75	0.95	9.69	11.43	0.95	12.37	5.84	0.95	6.79	7.98	2.02	10.00	12.69	2.02	14.71	5.62	2.02	7.64
Dic-23	8.76	0.95	9.70	11.44	0.95	12.39	5.86	0.95	6.81	7.99	2.02	10.01	12.71	2.02	14.73	5.64	2.02	7.66
Ene-24	8.77	0.95	9.71	11.45	0.95	12.40	5.87	0.95	6.82	8.00	2.02	10.02	12.72	2.02	14.74	5.65	2.02	7.67
Feb-24	8.78	0.95	9.72	11.47	0.95	12.41	5.89	0.95	6.83	8.01	2.02	10.03	12.73	2.02	14.75	5.66	2.02	7.68
Mar-24	8.79	0.95	9.73	11.48	0.95	12.43	5.90	0.95	6.84	8.02	2.02	10.04	12.75	2.02	14.77	5.67	2.02	7.69
Abr-24	8.80	0.95	9.74	11.49	0.95	12.44	5.91	0.95	6.86	8.03	2.02	10.05	12.76	2.02	14.78	5.68	2.02	7.71
May-24	8.81	0.95	9.75	11.51	0.95	12.45	5.92	0.95	6.87	8.04	2.02	10.06	12.77	2.02	14.79	5.70	2.02	7.72
Jun-24	8.82	0.95	9.76	11.52	0.95	12.47	5.93	0.95	6.88	8.04	2.02	10.07	12.78	2.02	14.81	5.71	2.02	7.73
Jul-24	8.83	0.95	9.77	11.53	0.95	12.48	5.94	0.95	6.89	8.05	2.02	10.07	12.80	2.02	14.82	5.72	2.02	7.74
Ago-24	8.84	0.95	9.78	11.55	0.95	12.49	5.96	0.95	6.90	8.06	2.02	10.08	12.81	2.02	14.83	5.73	2.02	7.75
Sep-24	8.85	0.95	9.79	11.56	0.95	12.51	5.97	0.95	6.92	8.07	2.02	10.09	12.82	2.02	14.85	5.74	2.02	7.76
Oct-24	8.86	0.95	9.80	11.57	0.95	12.52	5.98	0.95	6.93	8.08	2.02	10.10	12.84	2.02	14.86	5.75	2.02	7.77
Nov-24	8.87	0.95	9.81	11.59	0.95	12.53	5.99	0.95	6.94	8.09	2.02	10.11	12.85	2.02	14.87	5.76	2.02	7.78
Dic-24	8.88	0.95	9.83	11.60	0.95	12.55	6.00	0.95	6.95	8.10	2.02	10.12	12.86	2.02	14.88	5.78	2.02	7.80

Tabla -. Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU) – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Proeléctrica									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Merieléctrica								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-25	8.89	0.95	9.84	11.62	0.95	12.57	6.01	0.95	6.96	8.12	2.02	10.14	12.88	2.02	14.90	5.78	2.02	7.80
Feb-25	8.91	0.95	9.85	11.64	0.95	12.58	6.02	0.95	6.97	8.13	2.02	10.15	12.90	2.02	14.92	5.79	2.02	7.81
Mar-25	8.92	0.95	9.87	11.65	0.95	12.60	6.03	0.95	6.98	8.14	2.02	10.16	12.92	2.02	14.94	5.80	2.02	7.82
Abr-25	8.93	0.95	9.88	11.67	0.95	12.62	6.04	0.95	6.99	8.15	2.02	10.17	12.93	2.02	14.95	5.81	2.02	7.83
May-25	8.95	0.95	9.89	11.69	0.95	12.64	6.05	0.95	6.99	8.16	2.02	10.18	12.95	2.02	14.97	5.82	2.02	7.84
Jun-25	8.96	0.95	9.91	11.71	0.95	12.65	6.06	0.95	7.00	8.18	2.02	10.20	12.97	2.02	14.99	5.83	2.02	7.85
Jul-25	8.97	0.95	9.92	11.73	0.95	12.67	6.06	0.95	7.01	8.19	2.02	10.21	12.99	2.02	15.01	5.83	2.02	7.86
Ago-25	8.99	0.95	9.93	11.74	0.95	12.69	6.07	0.95	7.02	8.20	2.02	10.22	13.00	2.02	15.02	5.84	2.02	7.86
Sep-25	9.00	0.95	9.95	11.76	0.95	12.71	6.08	0.95	7.03	8.21	2.02	10.23	13.02	2.02	15.04	5.85	2.02	7.87
Oct-25	9.01	0.95	9.96	11.78	0.95	12.73	6.09	0.95	7.04	8.23	2.02	10.25	13.04	2.02	15.06	5.86	2.02	7.88
Nov-25	9.03	0.95	9.97	11.80	0.95	12.74	6.10	0.95	7.05	8.24	2.02	10.26	13.06	2.02	15.08	5.87	2.02	7.89
Dic-25	9.04	0.95	9.99	11.81	0.95	12.76	6.11	0.95	7.06	8.25	2.02	10.27	13.07	2.02	15.10	5.88	2.02	7.90
Ene-26	9.05	0.95	10.00	11.83	0.95	12.78	6.12	0.95	7.07	8.26	2.02	10.28	13.09	2.02	15.11	5.89	2.02	7.91
Feb-26	9.07	0.95	10.02	11.85	0.95	12.80	6.14	0.95	7.09	8.27	2.02	10.30	13.11	2.02	15.13	5.91	2.02	7.93
Mar-26	9.08	0.95	10.03	11.87	0.95	12.81	6.16	0.95	7.10	8.29	2.02	10.31	13.13	2.02	15.15	5.92	2.02	7.94
Abr-26	9.10	0.95	10.04	11.88	0.95	12.83	6.17	0.95	7.12	8.30	2.02	10.32	13.15	2.02	15.17	5.94	2.02	7.96
May-26	9.11	0.95	10.06	11.90	0.95	12.85	6.19	0.95	7.13	8.31	2.02	10.33	13.16	2.02	15.18	5.95	2.02	7.97
Jun-26	9.12	0.95	10.07	11.92	0.95	12.87	6.20	0.95	7.15	8.32	2.02	10.35	13.18	2.02	15.20	5.97	2.02	7.99
Jul-26	9.14	0.95	10.08	11.94	0.95	12.89	6.22	0.95	7.16	8.34	2.02	10.36	13.20	2.02	15.22	5.98	2.02	8.00
Ago-26	9.15	0.95	10.10	11.96	0.95	12.90	6.23	0.95	7.18	8.35	2.02	10.37	13.22	2.02	15.24	6.00	2.02	8.02
Sep-26	9.16	0.95	10.11	11.97	0.95	12.92	6.25	0.95	7.20	8.36	2.02	10.38	13.24	2.02	15.26	6.01	2.02	8.03
Oct-26	9.18	0.95	10.13	11.99	0.95	12.94	6.26	0.95	7.21	8.37	2.02	10.40	13.25	2.02	15.27	6.03	2.02	8.05
Nov-26	9.19	0.95	10.14	12.01	0.95	12.96	6.28	0.95	7.23	8.39	2.02	10.41	13.27	2.02	15.29	6.04	2.02	8.06
Dic-26	9.21	0.95	10.15	12.03	0.95	12.98	6.30	0.95	7.24	8.40	2.02	10.42	13.29	2.02	15.31	6.06	2.02	8.08
Ene-27	9.22	0.95	10.17	12.05	0.95	12.99	6.30	0.95	7.25	8.41	2.02	10.43	13.31	2.02	15.33	6.06	2.02	8.09
Feb-27	9.23	0.95	10.18	12.06	0.95	13.01	6.31	0.95	7.26	8.43	2.02	10.45	13.33	2.02	15.35	6.07	2.02	8.09
Mar-27	9.25	0.95	10.19	12.08	0.95	13.03	6.32	0.95	7.27	8.44	2.02	10.46	13.34	2.02	15.36	6.08	2.02	8.10
Abr-27	9.26	0.95	10.21	12.10	0.95	13.05	6.33	0.95	7.27	8.45	2.02	10.47	13.36	2.02	15.38	6.09	2.02	8.11
May-27	9.27	0.95	10.22	12.12	0.95	13.07	6.33	0.95	7.28	8.46	2.02	10.48	13.38	2.02	15.40	6.09	2.02	8.11
Jun-27	9.29	0.95	10.24	12.14	0.95	13.08	6.34	0.95	7.29	8.48	2.02	10.50	13.40	2.02	15.42	6.10	2.02	8.12
Jul-27	9.30	0.95	10.25	12.16	0.95	13.10	6.35	0.95	7.30	8.49	2.02	10.51	13.42	2.02	15.44	6.11	2.02	8.13
Ago-27	9.32	0.95	10.26	12.17	0.95	13.12	6.36	0.95	7.31	8.50	2.02	10.52	13.43	2.02	15.45	6.12	2.02	8.14
Sep-27	9.33	0.95	10.28	12.19	0.95	13.14	6.37	0.95	7.31	8.51	2.02	10.54	13.45	2.02	15.47	6.12	2.02	8.14
Oct-27	9.34	0.95	10.29	12.21	0.95	13.16	6.37	0.95	7.32	8.53	2.02	10.55	13.47	2.02	15.49	6.13	2.02	8.15
Nov-27	9.36	0.95	10.31	12.23	0.95	13.18	6.38	0.95	7.33	8.54	2.02	10.56	13.49	2.02	15.51	6.14	2.02	8.16
Dic-27	9.37	0.95	10.32	12.25	0.95	13.19	6.39	0.95	7.34	8.55	2.02	10.57	13.51	2.02	15.53	6.15	2.02	8.17
Ene-28	9.39	0.95	10.33	12.27	0.95	13.21	6.40	0.95	7.35	8.57	2.02	10.59	13.53	2.02	15.55	6.16	2.02	8.18
Feb-28	9.40	0.95	10.35	12.28	0.95	13.23	6.41	0.95	7.36	8.58	2.02	10.60	13.54	2.02	15.57	6.17	2.02	8.19
Mar-28	9.42	0.95	10.36	12.30	0.95	13.25	6.43	0.95	7.38	8.59	2.02	10.61	13.56	2.02	15.58	6.18	2.02	8.20
Abr-28	9.43	0.95	10.38	12.32	0.95	13.27	6.44	0.95	7.39	8.60	2.02	10.63	13.58	2.02	15.60	6.20	2.02	8.22
May-28	9.44	0.95	10.39	12.34	0.95	13.29	6.45	0.95	7.40	8.62	2.02	10.64	13.60	2.02	15.62	6.21	2.02	8.23
Jun-28	9.46	0.95	10.40	12.36	0.95	13.31	6.47	0.95	7.41	8.63	2.02	10.65	13.62	2.02	15.64	6.22	2.02	8.24
Jul-28	9.47	0.95	10.42	12.38	0.95	13.32	6.48	0.95	7.43	8.64	2.02	10.66	13.64	2.02	15.66	6.23	2.02	8.25
Ago-28	9.49	0.95	10.43	12.39	0.95	13.34	6.49	0.95	7.44	8.66	2.02	10.68	13.66	2.02	15.68	6.25	2.02	8.27
Sep-28	9.50	0.95	10.45	12.41	0.95	13.36	6.51	0.95	7.45	8.67	2.02	10.69	13.67	2.02	15.69	6.26	2.02	8.28
Oct-28	9.51	0.95	10.46	12.43	0.95	13.38	6.52	0.95	7.47	8.68	2.02	10.70	13.69	2.02	15.71	6.27	2.02	8.29
Nov-28	9.53	0.95	10.48	12.45	0.95	13.40	6.53	0.95	7.48	8.70	2.02	10.72	13.71	2.02	15.73	6.28	2.02	8.31
Dic-28	9.54	0.95	10.49	12.47	0.95	13.42	6.55	0.95	7.49	8.71	2.02	10.73	13.73	2.02	15.75	6.30	2.02	8.32

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Proeléctrica									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Merieléctrica								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-29	9.56	0.95	10.50	12.49	0.95	13.44	6.55	0.95	7.50	8.72	2.02	10.74	13.75	2.02	15.77	6.31	2.02	8.33
Feb-29	9.57	0.95	10.52	12.51	0.95	13.45	6.56	0.95	7.51	8.73	2.02	10.76	13.77	2.02	15.79	6.31	2.02	8.33
Mar-29	9.59	0.95	10.53	12.53	0.95	13.47	6.57	0.95	7.52	8.75	2.02	10.77	13.79	2.02	15.81	6.32	2.02	8.34
Abr-29	9.60	0.95	10.55	12.54	0.95	13.49	6.58	0.95	7.53	8.76	2.02	10.78	13.80	2.02	15.83	6.33	2.02	8.35
May-29	9.62	0.95	10.56	12.56	0.95	13.51	6.59	0.95	7.53	8.77	2.02	10.79	13.82	2.02	15.84	6.34	2.02	8.36
Jun-29	9.63	0.95	10.58	12.58	0.95	13.53	6.60	0.95	7.54	8.79	2.02	10.81	13.84	2.02	15.86	6.34	2.02	8.37
Jul-29	9.64	0.95	10.59	12.60	0.95	13.55	6.60	0.95	7.55	8.80	2.02	10.82	13.86	2.02	15.88	6.35	2.02	8.37
Ago-29	9.66	0.95	10.61	12.62	0.95	13.57	6.61	0.95	7.56	8.81	2.02	10.83	13.88	2.02	15.90	6.36	2.02	8.38
Sep-29	9.67	0.95	10.62	12.64	0.95	13.59	6.62	0.95	7.57	8.83	2.02	10.85	13.90	2.02	15.92	6.37	2.02	8.39
Oct-29	9.69	0.95	10.63	12.66	0.95	13.61	6.63	0.95	7.58	8.84	2.02	10.86	13.92	2.02	15.94	6.38	2.02	8.40
Nov-29	9.70	0.95	10.65	12.68	0.95	13.62	6.64	0.95	7.58	8.85	2.02	10.87	13.94	2.02	15.96	6.39	2.02	8.41
Dic-29	9.72	0.95	10.66	12.70	0.95	13.64	6.65	0.95	7.59	8.87	2.02	10.89	13.96	2.02	15.98	6.39	2.02	8.41
Ene-30	9.73	0.95	10.68	12.72	0.95	13.66	6.66	0.95	7.60	8.88	2.02	10.90	13.98	2.02	16.00	6.40	2.02	8.42
Feb-30	9.75	0.95	10.69	12.73	0.95	13.68	6.67	0.95	7.61	8.89	2.02	10.91	13.99	2.02	16.02	6.41	2.02	8.43
Mar-30	9.76	0.95	10.71	12.75	0.95	13.70	6.68	0.95	7.62	8.91	2.02	10.93	14.01	2.02	16.03	6.42	2.02	8.44
Abr-30	9.78	0.95	10.72	12.77	0.95	13.72	6.69	0.95	7.63	8.92	2.02	10.94	14.03	2.02	16.05	6.43	2.02	8.45
May-30	9.79	0.95	10.74	12.79	0.95	13.74	6.70	0.95	7.64	8.93	2.02	10.95	14.05	2.02	16.07	6.44	2.02	8.46
Jun-30	9.80	0.95	10.75	12.81	0.95	13.76	6.71	0.95	7.65	8.95	2.02	10.97	14.07	2.02	16.09	6.45	2.02	8.47
Jul-30	9.82	0.95	10.77	12.83	0.95	13.78	6.72	0.95	7.67	8.96	2.02	10.98	14.09	2.02	16.11	6.46	2.02	8.48
Ago-30	9.83	0.95	10.78	12.85	0.95	13.80	6.73	0.95	7.68	8.97	2.02	10.99	14.11	2.02	16.13	6.47	2.02	8.49
Sep-30	9.85	0.95	10.80	12.87	0.95	13.82	6.74	0.95	7.69	8.99	2.02	11.01	14.13	2.02	16.15	6.48	2.02	8.50
Oct-30	9.86	0.95	10.81	12.89	0.95	13.84	6.75	0.95	7.70	9.00	2.02	11.02	14.15	2.02	16.17	6.49	2.02	8.51
Nov-30	9.88	0.95	10.83	12.91	0.95	13.86	6.76	0.95	7.71	9.01	2.02	11.04	14.17	2.02	16.19	6.50	2.02	8.52
Dic-30	9.89	0.95	10.84	12.93	0.95	13.87	6.77	0.95	7.72	9.03	2.02	11.05	14.19	2.02	16.21	6.51	2.02	8.53
Ene-31	9.91	0.95	10.86	12.95	0.95	13.89	6.78	0.95	7.73	9.04	2.02	11.06	14.21	2.02	16.23	6.53	2.02	8.55
Feb-31	9.92	0.95	10.87	12.97	0.95	13.91	6.80	0.95	7.75	9.06	2.02	11.08	14.23	2.02	16.25	6.54	2.02	8.56
Mar-31	9.94	0.95	10.89	12.99	0.95	13.93	6.81	0.95	7.76	9.07	2.02	11.09	14.24	2.02	16.27	6.55	2.02	8.57
Abr-31	9.95	0.95	10.90	13.01	0.95	13.95	6.83	0.95	7.77	9.08	2.02	11.10	14.26	2.02	16.29	6.57	2.02	8.59
May-31	9.97	0.95	10.92	13.02	0.95	13.97	6.84	0.95	7.79	9.10	2.02	11.12	14.28	2.02	16.30	6.58	2.02	8.60
Jun-31	9.98	0.95	10.93	13.04	0.95	13.99	6.86	0.95	7.80	9.11	2.02	11.13	14.30	2.02	16.32	6.59	2.02	8.62
Jul-31	10.00	0.95	10.95	13.06	0.95	14.01	6.87	0.95	7.82	9.12	2.02	11.14	14.32	2.02	16.34	6.61	2.02	8.63
Ago-31	10.01	0.95	10.96	13.08	0.95	14.03	6.88	0.95	7.83	9.14	2.02	11.16	14.34	2.02	16.36	6.62	2.02	8.64
Sep-31	10.03	0.95	10.98	13.10	0.95	14.05	6.90	0.95	7.85	9.15	2.02	11.17	14.36	2.02	16.38	6.64	2.02	8.66
Oct-31	10.04	0.95	10.99	13.12	0.95	14.07	6.91	0.95	7.86	9.16	2.02	11.19	14.38	2.02	16.40	6.65	2.02	8.67
Nov-31	10.06	0.95	11.01	13.14	0.95	14.09	6.93	0.95	7.87	9.18	2.02	11.20	14.40	2.02	16.42	6.66	2.02	8.68
Dic-31	10.07	0.95	11.02	13.16	0.95	14.11	6.94	0.95	7.89	9.19	2.02	11.21	14.42	2.02	16.44	6.68	2.02	8.70
Ene-32	10.09	0.95	11.04	13.18	0.95	14.13	6.95	0.95	7.90	9.21	2.02	11.23	14.44	2.02	16.46	6.69	2.02	8.71
Feb-32	10.10	0.95	11.05	13.20	0.95	14.15	6.96	0.95	7.91	9.22	2.02	11.24	14.46	2.02	16.48	6.70	2.02	8.72
Mar-32	10.12	0.95	11.07	13.22	0.95	14.17	6.97	0.95	7.92	9.23	2.02	11.25	14.48	2.02	16.50	6.71	2.02	8.73
Abr-32	10.13	0.95	11.08	13.24	0.95	14.19	6.98	0.95	7.93	9.25	2.02	11.27	14.50	2.02	16.52	6.72	2.02	8.74
May-32	10.15	0.95	11.10	13.26	0.95	14.21	6.99	0.95	7.94	9.26	2.02	11.28	14.52	2.02	16.54	6.73	2.02	8.75
Jun-32	10.16	0.95	11.11	13.28	0.95	14.23	7.00	0.95	7.95	9.28	2.02	11.30	14.54	2.02	16.56	6.74	2.02	8.76
Jul-32	10.18	0.95	11.13	13.30	0.95	14.25	7.01	0.95	7.96	9.29	2.02	11.31	14.56	2.02	16.58	6.75	2.02	8.77
Ago-32	10.19	0.95	11.14	13.32	0.95	14.27	7.02	0.95	7.97	9.30	2.02	11.32	14.58	2.02	16.60	6.75	2.02	8.78
Sep-32	10.21	0.95	11.16	13.34	0.95	14.29	7.03	0.95	7.98	9.32	2.02	11.34	14.60	2.02	16.62	6.76	2.02	8.79
Oct-32	10.23	0.95	11.17	13.36	0.95	14.31	7.04	0.95	7.99	9.33	2.02	11.35	14.62	2.02	16.64	6.77	2.02	8.79
Nov-32	10.24	0.95	11.19	13.38	0.95	14.33	7.05	0.95	8.00	9.35	2.02	11.37	14.64	2.02	16.66	6.78	2.02	8.80
Dic-32	10.26	0.95	11.20	13.40	0.95	14.35	7.06	0.95	8.01	9.36	2.02	11.38	14.66	2.02	16.68	6.79	2.02	8.81
Ene-33	10.27	0.95	11.22	13.42	0.95	14.37	7.08	0.95	8.02	9.37	2.02	11.39	14.68	2.02	16.70	6.81	2.02	8.83

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Proeléctrica										Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Merieléctrica									
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo		
Feb-33	10.29	0.95	11.23	13.44	0.95	14.39	7.09	0.95	8.04	9.39	2.02	11.41	14.70	2.02	16.72	6.82	2.02	8.84		
Mar-33	10.30	0.95	11.25	13.46	0.95	14.41	7.11	0.95	8.05	9.40	2.02	11.42	14.72	2.02	16.74	6.84	2.02	8.86		
Abr-33	10.32	0.95	11.27	13.48	0.95	14.43	7.12	0.95	8.07	9.42	2.02	11.44	14.74	2.02	16.76	6.85	2.02	8.87		
May-33	10.33	0.95	11.28	13.50	0.95	14.45	7.14	0.95	8.08	9.43	2.02	11.45	14.76	2.02	16.78	6.86	2.02	8.88		
Jun-33	10.35	0.95	11.30	13.52	0.95	14.47	7.15	0.95	8.10	9.44	2.02	11.46	14.78	2.02	16.80	6.88	2.02	8.90		
Jul-33	10.36	0.95	11.31	13.54	0.95	14.49	7.17	0.95	8.11	9.46	2.02	11.48	14.80	2.02	16.82	6.89	2.02	8.91		
Ago-33	10.38	0.95	11.33	13.56	0.95	14.51	7.18	0.95	8.13	9.47	2.02	11.49	14.82	2.02	16.84	6.91	2.02	8.93		
Sep-33	10.40	0.95	11.34	13.58	0.95	14.53	7.19	0.95	8.14	9.49	2.02	11.51	14.84	2.02	16.86	6.92	2.02	8.94		
Oct-33	10.41	0.95	11.36	13.60	0.95	14.55	7.21	0.95	8.16	9.50	2.02	11.52	14.86	2.02	16.88	6.94	2.02	8.96		
Nov-33	10.43	0.95	11.37	13.62	0.95	14.57	7.22	0.95	8.17	9.52	2.02	11.54	14.88	2.02	16.90	6.95	2.02	8.97		
Dic-33	10.44	0.95	11.39	13.65	0.95	14.59	7.24	0.95	8.19	9.53	2.02	11.55	14.90	2.02	16.92	6.96	2.02	8.99		
Ene-34	10.46	0.95	11.41	13.67	0.95	14.61	7.27	0.95	8.21	9.54	2.02	11.56	14.92	2.02	16.94	6.99	2.02	9.01		
Feb-34	10.47	0.95	11.42	13.69	0.95	14.63	7.29	0.95	8.24	9.56	2.02	11.58	14.94	2.02	16.97	7.02	2.02	9.04		
Mar-34	10.49	0.95	11.44	13.71	0.95	14.65	7.32	0.95	8.27	9.57	2.02	11.59	14.97	2.02	16.99	7.04	2.02	9.06		
Abr-34	10.51	0.95	11.45	13.73	0.95	14.67	7.35	0.95	8.30	9.59	2.02	11.61	14.99	2.02	17.01	7.07	2.02	9.09		
May-34	10.52	0.95	11.47	13.75	0.95	14.70	7.38	0.95	8.32	9.60	2.02	11.62	15.01	2.02	17.03	7.10	2.02	9.12		
Jun-34	10.54	0.95	11.48	13.77	0.95	14.72	7.40	0.95	8.35	9.62	2.02	11.64	15.03	2.02	17.05	7.12	2.02	9.14		
Jul-34	10.55	0.95	11.50	13.79	0.95	14.74	7.43	0.95	8.38	9.63	2.02	11.65	15.05	2.02	17.07	7.15	2.02	9.17		
Ago-34	10.57	0.95	11.52	13.81	0.95	14.76	7.46	0.95	8.41	9.64	2.02	11.67	15.07	2.02	17.09	7.18	2.02	9.20		
Sep-34	10.58	0.95	11.53	13.83	0.95	14.78	7.49	0.95	8.43	9.66	2.02	11.68	15.09	2.02	17.11	7.20	2.02	9.22		
Oct-34	10.60	0.95	11.55	13.85	0.95	14.80	7.51	0.95	8.46	9.67	2.02	11.69	15.11	2.02	17.13	7.23	2.02	9.25		
Nov-34	10.62	0.95	11.56	13.87	0.95	14.82	7.54	0.95	8.49	9.69	2.02	11.71	15.13	2.02	17.15	7.26	2.02	9.28		
Dic-34	10.63	0.95	11.58	13.89	0.95	14.84	7.57	0.95	8.52	9.70	2.02	11.72	15.15	2.02	17.17	7.28	2.02	9.30		
Ene-35	10.65	0.95	11.60	13.91	0.95	14.86	7.60	0.95	8.55	9.72	2.02	11.74	15.17	2.02	17.19	7.31	2.02	9.33		
Feb-35	10.66	0.95	11.61	13.94	0.95	14.88	7.63	0.95	8.58	9.73	2.02	11.75	15.19	2.02	17.21	7.34	2.02	9.36		
Mar-35	10.68	0.95	11.63	13.96	0.95	14.90	7.66	0.95	8.61	9.75	2.02	11.77	15.21	2.02	17.23	7.37	2.02	9.39		
Abr-35	10.70	0.95	11.64	13.98	0.95	14.92	7.69	0.95	8.64	9.76	2.02	11.78	15.23	2.02	17.26	7.40	2.02	9.42		
May-35	10.71	0.95	11.66	14.00	0.95	14.95	7.72	0.95	8.67	9.78	2.02	11.80	15.26	2.02	17.28	7.42	2.02	9.45		
Jun-35	10.73	0.95	11.68	14.02	0.95	14.97	7.75	0.95	8.70	9.79	2.02	11.81	15.28	2.02	17.30	7.45	2.02	9.47		
Jul-35	10.75	0.95	11.69	14.04	0.95	14.99	7.78	0.95	8.73	9.81	2.02	11.83	15.30	2.02	17.32	7.48	2.02	9.50		
Ago-35	10.76	0.95	11.71	14.06	0.95	15.01	7.81	0.95	8.76	9.82	2.02	11.84	15.32	2.02	17.34	7.51	2.02	9.53		
Sep-35	10.78	0.95	11.72	14.08	0.95	15.03	7.84	0.95	8.79	9.83	2.02	11.86	15.34	2.02	17.36	7.54	2.02	9.56		
Oct-35	10.79	0.95	11.74	14.10	0.95	15.05	7.87	0.95	8.82	9.85	2.02	11.87	15.36	2.02	17.38	7.57	2.02	9.59		
Nov-35	10.81	0.95	11.76	14.12	0.95	15.07	7.90	0.95	8.85	9.86	2.02	11.89	15.38	2.02	17.40	7.60	2.02	9.62		
Dic-35	10.83	0.95	11.77	14.15	0.95	15.09	7.93	0.95	8.88	9.88	2.02	11.90	15.40	2.02	17.42	7.63	2.02	9.65		
Ene-36	10.84	0.95	11.79	14.17	0.95	15.11	7.97	0.95	8.91	9.89	2.02	11.91	15.42	2.02	17.45	7.66	2.02	9.68		
Feb-36	10.86	0.95	11.81	14.19	0.95	15.14	8.00	0.95	8.95	9.91	2.02	11.93	15.45	2.02	17.47	7.70	2.02	9.72		
Mar-36	10.87	0.95	11.82	14.21	0.95	15.16	8.04	0.95	8.99	9.92	2.02	11.94	15.47	2.02	17.49	7.74	2.02	9.76		
Abr-36	10.89	0.95	11.84	14.23	0.95	15.18	8.08	0.95	9.03	9.94	2.02	11.96	15.49	2.02	17.51	7.77	2.02	9.80		
May-36	10.91	0.95	11.86	14.25	0.95	15.20	8.12	0.95	9.07	9.95	2.02	11.97	15.51	2.02	17.53	7.81	2.02	9.83		
Jun-36	10.92	0.95	11.87	14.27	0.95	15.22	8.16	0.95	9.11	9.97	2.02	11.99	15.53	2.02	17.55	7.85	2.02	9.87		
Jul-36	10.94	0.95	11.89	14.30	0.95	15.24	8.20	0.95	9.15	9.98	2.02	12.00	15.55	2.02	17.57	7.89	2.02	9.91		
Ago-36	10.96	0.95	11.90	14.32	0.95	15.26	8.24	0.95	9.18	10.00	2.02	12.02	15.57	2.02	17.60	7.92	2.02	9.94		
Sep-36	10.97	0.95	11.92	14.34	0.95	15.29	8.28	0.95	9.22	10.01	2.02	12.03	15.60	2.02	17.62	7.96	2.02	9.98		
Oct-36	10.99	0.95	11.94	14.36	0.95	15.31	8.32	0.95	9.26	10.03	2.02	12.05	15.62	2.02	17.64	8.00	2.02	10.02		
Nov-36	11.01	0.95	11.95	14.38	0.95	15.33	8.36	0.95	9.30	10.04	2.02	12.06	15.64	2.02	17.66	8.04	2.02	10.06		
Dic-36	11.01	0.95	11.95	14.38	0.95	15.33	8.40	0.95	9.34	10.04	2.02	12.06	15.66	2.02	17.68	8.08	2.02	10.10		

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termocentro									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termosierra								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-13	3.88	1.55	5.42	3.88	1.55	5.42	3.88	1.55	5.42	3.88	1.55	5.42	3.88	1.55	5.42	3.88	1.55	5.42
Feb-13	3.82	1.55	5.37	3.82	1.55	5.37	3.82	1.55	5.37	3.82	1.55	5.37	3.82	1.55	5.37	3.82	1.55	5.37
Mar-13	3.81	1.55	5.36	3.81	1.55	5.36	3.81	1.55	5.36	3.81	1.55	5.36	3.81	1.55	5.36	3.81	1.55	5.36
Abr-13	3.78	1.55	5.33	3.78	1.55	5.33	3.78	1.55	5.33	3.78	1.55	5.33	3.78	1.55	5.33	3.78	1.55	5.33
May-13	3.79	1.55	5.33	3.79	1.55	5.33	3.79	1.55	5.33	3.79	1.55	5.33	3.79	1.55	5.33	3.79	1.55	5.33
Jun-13	3.77	1.55	5.31	3.77	1.55	5.31	3.77	1.55	5.31	3.77	1.55	5.31	3.77	1.55	5.31	3.77	1.55	5.31
Jul-13	3.79	1.55	5.34	3.79	1.55	5.34	3.79	1.55	5.34	3.79	1.55	5.34	3.79	1.55	5.34	3.79	1.55	5.34
Ago-13	3.77	1.55	5.32	3.77	1.55	5.32	3.77	1.55	5.32	3.77	1.55	5.32	3.77	1.55	5.32	3.77	1.55	5.32
Sep-13	3.76	1.55	5.31	3.76	1.55	5.31	3.76	1.55	5.31	3.76	1.55	5.31	3.76	1.55	5.31	3.76	1.55	5.31
Oct-13	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30
Nov-13	3.73	1.55	5.27	3.73	1.55	5.27	3.73	1.55	5.27	3.73	1.55	5.27	3.73	1.55	5.27	3.73	1.55	5.27
Dic-13	3.75	1.55	5.29	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30	3.75	1.55	5.30
Ene-14	5.05	1.55	6.59	12.27	1.55	13.81	3.77	1.55	5.31	5.05	1.55	6.59	12.27	1.55	13.81	3.77	1.55	5.31
Feb-14	4.98	1.55	6.53	12.30	1.55	13.85	3.70	1.55	5.25	4.98	1.55	6.53	12.30	1.55	13.85	3.70	1.55	5.25
Mar-14	4.80	1.55	6.35	12.34	1.55	13.88	3.52	1.55	5.07	4.80	1.55	6.35	12.34	1.55	13.88	3.52	1.55	5.07
Abr-14	4.73	1.55	6.28	12.37	1.55	13.92	3.46	1.55	5.00	4.73	1.55	6.28	12.37	1.55	13.92	3.46	1.55	5.00
May-14	4.75	1.55	6.30	12.41	1.55	13.95	3.47	1.55	5.02	4.75	1.55	6.30	12.41	1.55	13.95	3.47	1.55	5.02
Jun-14	4.79	1.55	6.34	12.44	1.55	13.99	3.51	1.55	5.06	4.79	1.55	6.34	12.44	1.55	13.99	3.51	1.55	5.06
Jul-14	4.74	1.55	6.29	12.48	1.55	14.02	3.46	1.55	5.01	4.74	1.55	6.29	12.48	1.55	14.02	3.46	1.55	5.01
Ago-14	4.79	1.55	6.34	12.51	1.55	14.06	3.51	1.55	5.06	4.79	1.55	6.34	12.51	1.55	14.06	3.51	1.55	5.06
Sep-14	4.80	1.55	6.35	12.55	1.55	14.09	3.52	1.55	5.07	4.80	1.55	6.35	12.55	1.55	14.09	3.52	1.55	5.07
Oct-14	4.87	1.55	6.42	12.58	1.55	14.13	3.59	1.55	5.14	4.87	1.55	6.42	12.58	1.55	14.13	3.59	1.55	5.14
Nov-14	4.93	1.55	6.47	12.62	1.55	14.17	3.65	1.55	5.20	4.93	1.55	6.47	12.62	1.55	14.17	3.65	1.55	5.20
Dic-14	5.05	1.55	6.59	12.65	1.55	14.20	3.77	1.55	5.31	5.05	1.55	6.59	12.65	1.55	14.20	3.77	1.55	5.31
Ene-15	5.05	1.55	6.59	12.64	1.55	14.19	3.77	1.55	5.31	5.05	1.55	6.59	12.64	1.55	14.19	3.77	1.55	5.31
Feb-15	5.04	1.55	6.59	12.64	1.55	14.18	3.77	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.64	1.55	14.18	3.77	1.55	5.31
Mar-15	5.04	1.55	6.59	12.63	1.55	14.17	3.77	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.63	1.55	14.17	3.77	1.55	5.31
Abr-15	5.04	1.55	6.59	12.62	1.55	14.17	3.77	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.62	1.55	14.17	3.77	1.55	5.31
May-15	5.04	1.55	6.59	12.61	1.55	14.16	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.61	1.55	14.16	3.76	1.55	5.31
Jun-15	5.04	1.55	6.59	12.60	1.55	14.15	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.60	1.55	14.15	3.76	1.55	5.31
Jul-15	5.04	1.55	6.59	12.59	1.55	14.14	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.59	1.55	14.14	3.76	1.55	5.31
Ago-15	5.04	1.55	6.59	12.58	1.55	14.13	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.58	1.55	14.13	3.76	1.55	5.31
Sep-15	5.04	1.55	6.59	12.57	1.55	14.12	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.57	1.55	14.12	3.76	1.55	5.31
Oct-15	5.04	1.55	6.59	12.57	1.55	14.11	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.57	1.55	14.11	3.76	1.55	5.31
Nov-15	5.04	1.55	6.59	12.56	1.55	14.10	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.56	1.55	14.10	3.76	1.55	5.31
Dic-15	5.04	1.55	6.59	12.55	1.55	14.10	3.76	1.55	5.31	5.04	1.55	6.59	12.55	1.55	14.10	3.76	1.55	5.31
Ene-16	5.08	1.55	6.63	12.54	1.55	14.09	3.80	1.55	5.35	5.08	1.55	6.63	12.54	1.55	14.09	3.80	1.55	5.35
Feb-16	5.13	1.55	6.67	12.53	1.55	14.08	3.85	1.55	5.40	5.13	1.55	6.67	12.53	1.55	14.08	3.85	1.55	5.40
Mar-16	5.17	1.55	6.72	12.52	1.55	14.07	3.89	1.55	5.44	5.17	1.55	6.72	12.52	1.55	14.07	3.89	1.55	5.44
Abr-16	5.21	1.55	6.76	12.51	1.55	14.06	3.93	1.55	5.48	5.21	1.55	6.76	12.51	1.55	14.06	3.93	1.55	5.48
May-16	5.26	1.55	6.81	12.50	1.55	14.05	3.98	1.55	5.53	5.26	1.55	6.81	12.50	1.55	14.05	3.98	1.55	5.53
Jun-16	5.30	1.55	6.85	12.50	1.55	14.04	4.02	1.55	5.57	5.30	1.55	6.85	12.50	1.55	14.04	4.02	1.55	5.57
Jul-16	5.35	1.55	6.90	12.49	1.55	14.03	4.07	1.55	5.62	5.35	1.55	6.90	12.49	1.55	14.03	4.07	1.55	5.62
Ago-16	5.39	1.55	6.94	12.48	1.55	14.03	4.11	1.55	5.66	5.39	1.55	6.94	12.48	1.55	14.03	4.11	1.55	5.66
Sep-16	5.44	1.55	6.99	12.47	1.55	14.02	4.16	1.55	5.71	5.44	1.55	6.99	12.47	1.55	14.02	4.16	1.55	5.71
Oct-16	5.49	1.55	7.03	12.46	1.55	14.01	4.21	1.55	5.76	5.49	1.55	7.03	12.46	1.55	14.01	4.21	1.55	5.76
Nov-16	5.53	1.55	7.08	12.45	1.55	14.00	4.25	1.55	5.80	5.53	1.55	7.08	12.45	1.55	14.00	4.25	1.55	5.80
Dic-16	5.58	1.55	7.13	12.44	1.55	13.99	4.30	1.55	5.85	5.58	1.55	7.13	12.44	1.55	13.99	4.30	1.55	5.85

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termocentro									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termosierra								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-17	5.59	1.55	7.14	12.41	1.55	13.95	4.32	1.55	5.86	5.59	1.55	7.14	12.41	1.55	13.95	4.32	1.55	5.86
Feb-17	5.61	1.55	7.16	12.37	1.55	13.92	4.33	1.55	5.88	5.61	1.55	7.16	12.37	1.55	13.92	4.33	1.55	5.88
Mar-17	5.62	1.55	7.17	12.34	1.55	13.88	4.34	1.55	5.89	5.62	1.55	7.17	12.34	1.55	13.88	4.34	1.55	5.89
Abr-17	5.63	1.55	7.18	12.30	1.55	13.85	4.35	1.55	5.90	5.63	1.55	7.18	12.30	1.55	13.85	4.35	1.55	5.90
May-17	5.65	1.55	7.19	12.27	1.55	13.81	4.37	1.55	5.92	5.65	1.55	7.19	12.27	1.55	13.81	4.37	1.55	5.92
Jun-17	5.66	1.55	7.21	12.23	1.55	13.78	4.38	1.55	5.93	5.66	1.55	7.21	12.23	1.55	13.78	4.38	1.55	5.93
Jul-17	5.67	1.55	7.22	12.19	1.55	13.74	4.39	1.55	5.94	5.67	1.55	7.22	12.19	1.55	13.74	4.39	1.55	5.94
Ago-17	5.69	1.55	7.23	12.16	1.55	13.71	4.41	1.55	5.96	5.69	1.55	7.23	12.16	1.55	13.71	4.41	1.55	5.96
Sep-17	5.70	1.55	7.25	12.13	1.55	13.67	4.42	1.55	5.97	5.70	1.55	7.25	12.13	1.55	13.67	4.42	1.55	5.97
Oct-17	5.71	1.55	7.26	12.09	1.55	13.64	4.43	1.55	5.98	5.71	1.55	7.26	12.09	1.55	13.64	4.43	1.55	5.98
Nov-17	5.73	1.55	7.27	12.06	1.55	13.60	4.45	1.55	6.00	5.73	1.55	7.27	12.06	1.55	13.60	4.45	1.55	6.00
Dic-17	5.74	1.55	7.29	12.02	1.55	13.57	4.46	1.55	6.01	5.74	1.55	7.29	12.02	1.55	13.57	4.46	1.55	6.01
Ene-18	5.76	1.55	7.31	11.99	1.55	13.53	4.49	1.55	6.03	5.76	1.55	7.31	11.99	1.55	13.53	4.49	1.55	6.03
Feb-18	5.79	1.55	7.34	11.95	1.55	13.50	4.51	1.55	6.06	5.79	1.55	7.34	11.95	1.55	13.50	4.51	1.55	6.06
Mar-18	5.82	1.55	7.36	11.91	1.55	13.46	4.54	1.55	6.09	5.82	1.55	7.36	11.91	1.55	13.46	4.54	1.55	6.09
Abr-18	5.84	1.55	7.39	11.88	1.55	13.43	4.56	1.55	6.11	5.84	1.55	7.39	11.88	1.55	13.43	4.56	1.55	6.11
May-18	5.87	1.55	7.42	11.84	1.55	13.39	4.59	1.55	6.14	5.87	1.55	7.42	11.84	1.55	13.39	4.59	1.55	6.14
Jun-18	5.89	1.55	7.44	11.81	1.55	13.36	4.62	1.55	6.16	5.89	1.55	7.44	11.81	1.55	13.36	4.62	1.55	6.16
Jul-18	5.92	1.55	7.47	11.77	1.55	13.32	4.64	1.55	6.19	5.92	1.55	7.47	11.77	1.55	13.32	4.64	1.55	6.19
Ago-18	5.95	1.55	7.49	11.74	1.55	13.29	4.67	1.55	6.22	5.95	1.55	7.49	11.74	1.55	13.29	4.67	1.55	6.22
Sep-18	5.97	1.55	7.52	11.70	1.55	13.25	4.69	1.55	6.24	5.97	1.55	7.52	11.70	1.55	13.25	4.69	1.55	6.24
Oct-18	7.23	1.55	8.78	11.67	1.55	13.22	4.72	1.55	6.27	7.23	1.55	8.78	11.67	1.55	13.22	4.72	1.55	6.27
Nov-18	7.21	1.55	8.76	11.63	1.55	13.18	4.75	1.55	6.30	7.21	1.55	8.76	11.63	1.55	13.18	4.75	1.55	6.30
Dic-18	7.20	1.55	8.75	11.60	1.55	13.15	4.78	1.55	6.32	7.20	1.55	8.75	11.60	1.55	13.15	4.78	1.55	6.32
Ene-19	7.20	1.55	8.74	11.59	1.55	13.14	4.78	1.55	6.33	7.20	1.55	8.74	11.59	1.55	13.14	4.78	1.55	6.33
Feb-19	7.19	1.55	8.74	11.58	1.55	13.13	4.79	1.55	6.34	7.19	1.55	8.74	11.58	1.55	13.13	4.79	1.55	6.34
Mar-19	7.18	1.55	8.73	11.57	1.55	13.12	4.80	1.55	6.35	7.18	1.55	8.73	11.57	1.55	13.12	4.80	1.55	6.35
Abr-19	7.18	1.55	8.73	11.56	1.55	13.11	4.81	1.55	6.36	7.18	1.55	8.73	11.56	1.55	13.11	4.81	1.55	6.36
May-19	7.17	1.55	8.72	11.56	1.55	13.10	4.82	1.55	6.37	7.17	1.55	8.72	11.56	1.55	13.10	4.82	1.55	6.37
Jun-19	7.17	1.55	8.71	11.55	1.55	13.10	4.83	1.55	6.38	7.17	1.55	8.71	11.55	1.55	13.10	4.83	1.55	6.38
Jul-19	7.16	1.55	8.71	11.54	1.55	13.09	4.84	1.55	6.39	7.16	1.55	8.71	11.54	1.55	13.09	4.84	1.55	6.39
Ago-19	7.15	1.55	8.70	11.53	1.55	13.08	4.85	1.55	6.39	7.15	1.55	8.70	11.53	1.55	13.08	4.85	1.55	6.39
Sep-19	7.15	1.55	8.69	11.52	1.55	13.07	4.86	1.55	6.40	7.15	1.55	8.69	11.52	1.55	13.07	4.86	1.55	6.40
Oct-19	7.14	1.55	8.69	11.51	1.55	13.06	4.86	1.55	6.41	7.14	1.55	8.69	11.51	1.55	13.06	4.86	1.55	6.41
Nov-19	7.13	1.55	8.68	11.50	1.55	13.05	4.87	1.55	6.42	7.13	1.55	8.68	11.50	1.55	13.05	4.87	1.55	6.42
Dic-19	7.15	1.55	8.70	11.49	1.55	13.04	4.88	1.55	6.43	7.15	1.55	8.70	11.49	1.55	13.04	4.88	1.55	6.43
Ene-20	7.17	1.55	8.72	11.52	1.55	13.07	4.89	1.55	6.44	7.17	1.55	8.72	11.52	1.55	13.07	4.89	1.55	6.44
Feb-20	7.19	1.55	8.74	11.55	1.55	13.09	4.90	1.55	6.45	7.19	1.55	8.74	11.55	1.55	13.09	4.90	1.55	6.45
Mar-20	7.21	1.55	8.76	11.57	1.55	13.12	4.91	1.55	6.46	7.21	1.55	8.76	11.57	1.55	13.12	4.91	1.55	6.46
Abr-20	7.23	1.55	8.77	11.60	1.55	13.15	4.92	1.55	6.47	7.23	1.55	8.77	11.60	1.55	13.15	4.92	1.55	6.47
May-20	7.24	1.55	8.79	11.63	1.55	13.17	4.93	1.55	6.47	7.24	1.55	8.79	11.63	1.55	13.17	4.93	1.55	6.47
Jun-20	7.26	1.55	8.81	11.65	1.55	13.20	4.93	1.55	6.48	7.26	1.55	8.81	11.65	1.55	13.20	4.93	1.55	6.48
Jul-20	7.28	1.55	8.83	11.68	1.55	13.23	4.94	1.55	6.49	7.28	1.55	8.83	11.68	1.55	13.23	4.94	1.55	6.49
Ago-20	7.30	1.55	8.85	11.70	1.55	13.25	4.95	1.55	6.50	7.30	1.55	8.85	11.70	1.55	13.25	4.95	1.55	6.50
Sep-20	7.32	1.55	8.87	11.73	1.55	13.28	4.96	1.55	6.51	7.32	1.55	8.87	11.73	1.55	13.28	4.96	1.55	6.51
Oct-20	7.34	1.55	8.88	11.76	1.55	13.31	4.97	1.55	6.52	7.34	1.55	8.88	11.76	1.55	13.31	4.97	1.55	6.52
Nov-20	7.36	1.55	8.90	11.78	1.55	13.33	4.98	1.55	6.53	7.36	1.55	8.90	11.78	1.55	13.33	4.98	1.55	6.53
Dic-20	7.39	1.55	8.93	11.81	1.55	13.36	4.99	1.55	6.54	7.39	1.55	8.93	11.81	1.55	13.36	4.99	1.55	6.54

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termocentro									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termosierra								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-21	7.42	1.55	8.96	11.85	1.55	13.40	5.00	1.55	6.55	7.42	1.55	8.96	11.85	1.55	13.40	5.00	1.55	6.55
Feb-21	7.45	1.55	8.99	11.90	1.55	13.44	5.01	1.55	6.56	7.45	1.55	8.99	11.90	1.55	13.44	5.01	1.55	6.56
Mar-21	7.48	1.55	9.02	11.94	1.55	13.49	5.02	1.55	6.57	7.48	1.55	9.02	11.94	1.55	13.49	5.02	1.55	6.57
Abr-21	7.51	1.55	9.05	11.98	1.55	13.53	5.04	1.55	6.59	7.51	1.55	9.05	11.98	1.55	13.53	5.04	1.55	6.59
May-21	7.54	1.55	9.08	12.03	1.55	13.58	5.05	1.55	6.60	7.54	1.55	9.08	12.03	1.55	13.58	5.05	1.55	6.60
Jun-21	7.57	1.55	9.12	12.07	1.55	13.62	5.06	1.55	6.61	7.57	1.55	9.12	12.07	1.55	13.62	5.06	1.55	6.61
Jul-21	7.60	1.55	9.15	12.11	1.55	13.66	5.07	1.55	6.62	7.60	1.55	9.15	12.11	1.55	13.66	5.07	1.55	6.62
Ago-21	7.63	1.55	9.18	12.16	1.55	13.71	5.09	1.55	6.64	7.63	1.55	9.18	12.16	1.55	13.71	5.09	1.55	6.64
Sep-21	7.66	1.55	9.21	12.20	1.55	13.75	5.10	1.55	6.65	7.66	1.55	9.21	12.20	1.55	13.75	5.10	1.55	6.65
Oct-21	7.69	1.55	9.24	12.25	1.55	13.80	5.11	1.55	6.66	7.69	1.55	9.24	12.25	1.55	13.80	5.11	1.55	6.66
Nov-21	7.72	1.55	9.27	12.29	1.55	13.84	5.12	1.55	6.67	7.72	1.55	9.27	12.29	1.55	13.84	5.12	1.55	6.67
Dic-21	7.74	1.55	9.28	12.34	1.55	13.89	5.14	1.55	6.69	7.74	1.55	9.28	12.34	1.55	13.89	5.14	1.55	6.69
Ene-22	7.75	1.55	9.30	12.35	1.55	13.90	5.16	1.55	6.71	7.75	1.55	9.30	12.35	1.55	13.90	5.16	1.55	6.71
Feb-22	7.76	1.55	9.31	12.37	1.55	13.92	5.18	1.55	6.73	7.76	1.55	9.31	12.37	1.55	13.92	5.18	1.55	6.73
Mar-22	7.77	1.55	9.32	12.39	1.55	13.94	5.20	1.55	6.75	7.77	1.55	9.32	12.39	1.55	13.94	5.20	1.55	6.75
Abr-22	7.78	1.55	9.33	12.41	1.55	13.96	5.22	1.55	6.77	7.78	1.55	9.33	12.41	1.55	13.96	5.22	1.55	6.77
May-22	7.80	1.55	9.34	12.42	1.55	13.97	5.25	1.55	6.79	7.80	1.55	9.34	12.42	1.55	13.97	5.25	1.55	6.79
Jun-22	7.81	1.55	9.36	12.44	1.55	13.99	5.27	1.55	6.82	7.81	1.55	9.36	12.44	1.55	13.99	5.27	1.55	6.82
Jul-22	7.82	1.55	9.37	12.46	1.55	14.01	5.29	1.55	6.84	7.82	1.55	9.37	12.46	1.55	14.01	5.29	1.55	6.84
Ago-22	7.83	1.55	9.38	12.48	1.55	14.03	5.31	1.55	6.86	7.83	1.55	9.38	12.48	1.55	14.03	5.31	1.55	6.86
Sep-22	7.85	1.55	9.39	12.49	1.55	14.04	5.33	1.55	6.88	7.85	1.55	9.39	12.49	1.55	14.04	5.33	1.55	6.88
Oct-22	7.86	1.55	9.41	12.51	1.55	14.06	5.36	1.55	6.90	7.86	1.55	9.41	12.51	1.55	14.06	5.36	1.55	6.90
Nov-22	7.87	1.55	9.42	12.53	1.55	14.08	5.38	1.55	6.93	7.87	1.55	9.42	12.53	1.55	14.08	5.38	1.55	6.93
Dic-22	7.88	1.55	9.43	12.55	1.55	14.10	5.40	1.55	6.95	7.88	1.55	9.43	12.55	1.55	14.10	5.40	1.55	6.95
Ene-23	7.89	1.55	9.44	12.56	1.55	14.11	5.42	1.55	6.97	7.89	1.55	9.44	12.56	1.55	14.11	5.42	1.55	6.97
Feb-23	7.90	1.55	9.45	12.57	1.55	14.12	5.44	1.55	6.99	7.90	1.55	9.45	12.57	1.55	14.12	5.44	1.55	6.99
Mar-23	7.91	1.55	9.45	12.59	1.55	14.14	5.46	1.55	7.01	7.91	1.55	9.45	12.59	1.55	14.14	5.46	1.55	7.01
Abr-23	7.92	1.55	9.46	12.60	1.55	14.15	5.48	1.55	7.03	7.92	1.55	9.46	12.60	1.55	14.15	5.48	1.55	7.03
May-23	7.93	1.55	9.47	12.61	1.55	14.16	5.50	1.55	7.05	7.93	1.55	9.47	12.61	1.55	14.16	5.50	1.55	7.05
Jun-23	7.93	1.55	9.48	12.63	1.55	14.17	5.52	1.55	7.07	7.93	1.55	9.48	12.63	1.55	14.17	5.52	1.55	7.07
Jul-23	7.94	1.55	9.49	12.64	1.55	14.19	5.54	1.55	7.09	7.94	1.55	9.49	12.64	1.55	14.19	5.54	1.55	7.09
Ago-23	7.95	1.55	9.50	12.65	1.55	14.20	5.56	1.55	7.11	7.95	1.55	9.50	12.65	1.55	14.20	5.56	1.55	7.11
Sep-23	7.96	1.55	9.51	12.67	1.55	14.21	5.58	1.55	7.13	7.96	1.55	9.51	12.67	1.55	14.21	5.58	1.55	7.13
Oct-23	7.97	1.55	9.52	12.68	1.55	14.23	5.60	1.55	7.15	7.97	1.55	9.52	12.68	1.55	14.23	5.60	1.55	7.15
Nov-23	7.98	1.55	9.53	12.69	1.55	14.24	5.62	1.55	7.17	7.98	1.55	9.53	12.69	1.55	14.24	5.62	1.55	7.17
Dic-23	7.99	1.55	9.54	12.71	1.55	14.25	5.64	1.55	7.19	7.99	1.55	9.54	12.71	1.55	14.25	5.64	1.55	7.19
Ene-24	8.00	1.55	9.55	12.72	1.55	14.27	5.65	1.55	7.20	8.00	1.55	9.55	12.72	1.55	14.27	5.65	1.55	7.20
Feb-24	8.01	1.55	9.56	12.73	1.55	14.28	5.66	1.55	7.21	8.01	1.55	9.56	12.73	1.55	14.28	5.66	1.55	7.21
Mar-24	8.02	1.55	9.57	12.75	1.55	14.29	5.67	1.55	7.22	8.02	1.55	9.57	12.75	1.55	14.29	5.67	1.55	7.22
Abr-24	8.03	1.55	9.57	12.76	1.55	14.31	5.68	1.55	7.23	8.03	1.55	9.57	12.76	1.55	14.31	5.68	1.55	7.23
May-24	8.04	1.55	9.58	12.77	1.55	14.32	5.70	1.55	7.24	8.04	1.55	9.58	12.77	1.55	14.32	5.70	1.55	7.24
Jun-24	8.04	1.55	9.59	12.78	1.55	14.33	5.71	1.55	7.26	8.04	1.55	9.59	12.78	1.55	14.33	5.71	1.55	7.26
Jul-24	8.05	1.55	9.60	12.80	1.55	14.35	5.72	1.55	7.27	8.05	1.55	9.60	12.80	1.55	14.35	5.72	1.55	7.27
Ago-24	8.06	1.55	9.61	12.81	1.55	14.36	5.73	1.55	7.28	8.06	1.55	9.61	12.81	1.55	14.36	5.73	1.55	7.28
Sep-24	8.07	1.55	9.62	12.82	1.55	14.37	5.74	1.55	7.29	8.07	1.55	9.62	12.82	1.55	14.37	5.74	1.55	7.29
Oct-24	8.08	1.55	9.63	12.84	1.55	14.39	5.75	1.55	7.30	8.08	1.55	9.63	12.84	1.55	14.39	5.75	1.55	7.30
Nov-24	8.09	1.55	9.64	12.85	1.55	14.40	5.76	1.55	7.31	8.09	1.55	9.64	12.85	1.55	14.40	5.76	1.55	7.31
Dic-24	8.10	1.55	9.65	12.86	1.55	14.41	5.78	1.55	7.32	8.10	1.55	9.65	12.86	1.55	14.41	5.78	1.55	7.32

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termocentro									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termosierra								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-25	8.12	1.55	9.66	12.88	1.55	14.43	5.78	1.55	7.33	8.12	1.55	9.66	12.88	1.55	14.43	5.78	1.55	7.33
Feb-25	8.13	1.55	9.68	12.90	1.55	14.45	5.79	1.55	7.34	8.13	1.55	9.68	12.90	1.55	14.45	5.79	1.55	7.34
Mar-25	8.14	1.55	9.69	12.92	1.55	14.46	5.80	1.55	7.35	8.14	1.55	9.69	12.92	1.55	14.46	5.80	1.55	7.35
Abr-25	8.15	1.55	9.70	12.93	1.55	14.48	5.81	1.55	7.36	8.15	1.55	9.70	12.93	1.55	14.48	5.81	1.55	7.36
May-25	8.16	1.55	9.71	12.95	1.55	14.50	5.82	1.55	7.37	8.16	1.55	9.71	12.95	1.55	14.50	5.82	1.55	7.37
Jun-25	8.18	1.55	9.72	12.97	1.55	14.52	5.83	1.55	7.37	8.18	1.55	9.72	12.97	1.55	14.52	5.83	1.55	7.37
Jul-25	8.19	1.55	9.74	12.99	1.55	14.53	5.83	1.55	7.38	8.19	1.55	9.74	12.99	1.55	14.53	5.83	1.55	7.38
Ago-25	8.20	1.55	9.75	13.00	1.55	14.55	5.84	1.55	7.39	8.20	1.55	9.75	13.00	1.55	14.55	5.84	1.55	7.39
Sep-25	8.21	1.55	9.76	13.02	1.55	14.57	5.85	1.55	7.40	8.21	1.55	9.76	13.02	1.55	14.57	5.85	1.55	7.40
Oct-25	8.23	1.55	9.77	13.04	1.55	14.59	5.86	1.55	7.41	8.23	1.55	9.77	13.04	1.55	14.59	5.86	1.55	7.41
Nov-25	8.24	1.55	9.79	13.06	1.55	14.60	5.87	1.55	7.42	8.24	1.55	9.79	13.06	1.55	14.60	5.87	1.55	7.42
Dic-25	8.25	1.55	9.80	13.07	1.55	14.62	5.88	1.55	7.42	8.25	1.55	9.80	13.07	1.55	14.62	5.88	1.55	7.42
Ene-26	8.26	1.55	9.81	13.09	1.55	14.64	5.89	1.55	7.44	8.26	1.55	9.81	13.09	1.55	14.64	5.89	1.55	7.44
Feb-26	8.27	1.55	9.82	13.11	1.55	14.66	5.91	1.55	7.45	8.27	1.55	9.82	13.11	1.55	14.66	5.91	1.55	7.45
Mar-26	8.29	1.55	9.84	13.13	1.55	14.68	5.92	1.55	7.47	8.29	1.55	9.84	13.13	1.55	14.68	5.92	1.55	7.47
Abr-26	8.30	1.55	9.85	13.15	1.55	14.69	5.94	1.55	7.48	8.30	1.55	9.85	13.15	1.55	14.69	5.94	1.55	7.48
May-26	8.31	1.55	9.86	13.16	1.55	14.71	5.95	1.55	7.50	8.31	1.55	9.86	13.16	1.55	14.71	5.95	1.55	7.50
Jun-26	8.32	1.55	9.87	13.18	1.55	14.73	5.97	1.55	7.51	8.32	1.55	9.87	13.18	1.55	14.73	5.97	1.55	7.51
Jul-26	8.34	1.55	9.89	13.20	1.55	14.75	5.98	1.55	7.53	8.34	1.55	9.89	13.20	1.55	14.75	5.98	1.55	7.53
Ago-26	8.35	1.55	9.90	13.22	1.55	14.77	6.00	1.55	7.54	8.35	1.55	9.90	13.22	1.55	14.77	6.00	1.55	7.54
Sep-26	8.36	1.55	9.91	13.24	1.55	14.78	6.01	1.55	7.56	8.36	1.55	9.91	13.24	1.55	14.78	6.01	1.55	7.56
Oct-26	8.37	1.55	9.92	13.25	1.55	14.80	6.03	1.55	7.57	8.37	1.55	9.92	13.25	1.55	14.80	6.03	1.55	7.57
Nov-26	8.39	1.55	9.94	13.27	1.55	14.82	6.04	1.55	7.59	8.39	1.55	9.94	13.27	1.55	14.82	6.04	1.55	7.59
Dic-26	8.40	1.55	9.95	13.29	1.55	14.84	6.06	1.55	7.60	8.40	1.55	9.95	13.29	1.55	14.84	6.06	1.55	7.60
Ene-27	8.41	1.55	9.96	13.31	1.55	14.86	6.06	1.55	7.61	8.41	1.55	9.96	13.31	1.55	14.86	6.06	1.55	7.61
Feb-27	8.43	1.55	9.97	13.33	1.55	14.87	6.07	1.55	7.62	8.43	1.55	9.97	13.33	1.55	14.87	6.07	1.55	7.62
Mar-27	8.44	1.55	9.99	13.34	1.55	14.89	6.08	1.55	7.63	8.44	1.55	9.99	13.34	1.55	14.89	6.08	1.55	7.63
Abr-27	8.45	1.55	10.00	13.36	1.55	14.91	6.09	1.55	7.63	8.45	1.55	10.00	13.36	1.55	14.91	6.09	1.55	7.63
May-27	8.46	1.55	10.01	13.38	1.55	14.93	6.09	1.55	7.64	8.46	1.55	10.01	13.38	1.55	14.93	6.09	1.55	7.64
Jun-27	8.48	1.55	10.02	13.40	1.55	14.95	6.10	1.55	7.65	8.48	1.55	10.02	13.40	1.55	14.95	6.10	1.55	7.65
Jul-27	8.49	1.55	10.04	13.42	1.55	14.96	6.11	1.55	7.66	8.49	1.55	10.04	13.42	1.55	14.96	6.11	1.55	7.66
Ago-27	8.50	1.55	10.05	13.43	1.55	14.98	6.12	1.55	7.66	8.50	1.55	10.05	13.43	1.55	14.98	6.12	1.55	7.66
Sep-27	8.51	1.55	10.06	13.45	1.55	15.00	6.12	1.55	7.67	8.51	1.55	10.06	13.45	1.55	15.00	6.12	1.55	7.67
Oct-27	8.53	1.55	10.08	13.47	1.55	15.02	6.13	1.55	7.68	8.53	1.55	10.08	13.47	1.55	15.02	6.13	1.55	7.68
Nov-27	8.54	1.55	10.09	13.49	1.55	15.04	6.14	1.55	7.69	8.54	1.55	10.09	13.49	1.55	15.04	6.14	1.55	7.69
Dic-27	8.55	1.55	10.10	13.51	1.55	15.06	6.15	1.55	7.69	8.55	1.55	10.10	13.51	1.55	15.06	6.15	1.55	7.69
Ene-28	8.57	1.55	10.11	13.53	1.55	15.07	6.16	1.55	7.71	8.57	1.55	10.11	13.53	1.55	15.07	6.16	1.55	7.71
Feb-28	8.58	1.55	10.13	13.54	1.55	15.09	6.17	1.55	7.72	8.58	1.55	10.13	13.54	1.55	15.09	6.17	1.55	7.72
Mar-28	8.59	1.55	10.14	13.56	1.55	15.11	6.18	1.55	7.73	8.59	1.55	10.14	13.56	1.55	15.11	6.18	1.55	7.73
Abr-28	8.60	1.55	10.15	13.58	1.55	15.13	6.20	1.55	7.74	8.60	1.55	10.15	13.58	1.55	15.13	6.20	1.55	7.74
May-28	8.62	1.55	10.17	13.60	1.55	15.15	6.21	1.55	7.76	8.62	1.55	10.17	13.60	1.55	15.15	6.21	1.55	7.76
Jun-28	8.63	1.55	10.18	13.62	1.55	15.17	6.22	1.55	7.77	8.63	1.55	10.18	13.62	1.55	15.17	6.22	1.55	7.77
Jul-28	8.64	1.55	10.19	13.64	1.55	15.18	6.23	1.55	7.78	8.64	1.55	10.19	13.64	1.55	15.18	6.23	1.55	7.78
Ago-28	8.66	1.55	10.20	13.66	1.55	15.20	6.25	1.55	7.79	8.66	1.55	10.20	13.66	1.55	15.20	6.25	1.55	7.79
Sep-28	8.67	1.55	10.22	13.67	1.55	15.22	6.26	1.55	7.81	8.67	1.55	10.22	13.67	1.55	15.22	6.26	1.55	7.81
Oct-28	8.68	1.55	10.23	13.69	1.55	15.24	6.27	1.55	7.82	8.68	1.55	10.23	13.69	1.55	15.24	6.27	1.55	7.82
Nov-28	8.70	1.55	10.24	13.71	1.55	15.26	6.28	1.55	7.83	8.70	1.55	10.24	13.71	1.55	15.26	6.28	1.55	7.83
Dic-28	8.71	1.55	10.26	13.73	1.55	15.28	6.30	1.55	7.85	8.71	1.55	10.26	13.73	1.55	15.28	6.30	1.55	7.85

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termocentro									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termosierra								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-29	8.72	1.55	10.27	13.75	1.55	15.30	6.31	1.55	7.85	8.72	1.55	10.27	13.75	1.55	15.30	6.31	1.55	7.85
Feb-29	8.73	1.55	10.28	13.77	1.55	15.32	6.31	1.55	7.86	8.73	1.55	10.28	13.77	1.55	15.32	6.31	1.55	7.86
Mar-29	8.75	1.55	10.30	13.79	1.55	15.33	6.32	1.55	7.87	8.75	1.55	10.30	13.79	1.55	15.33	6.32	1.55	7.87
Abr-29	8.76	1.55	10.31	13.80	1.55	15.35	6.33	1.55	7.88	8.76	1.55	10.31	13.80	1.55	15.35	6.33	1.55	7.88
May-29	8.77	1.55	10.32	13.82	1.55	15.37	6.34	1.55	7.89	8.77	1.55	10.32	13.82	1.55	15.37	6.34	1.55	7.89
Jun-29	8.79	1.55	10.34	13.84	1.55	15.39	6.34	1.55	7.89	8.79	1.55	10.34	13.84	1.55	15.39	6.34	1.55	7.89
Jul-29	8.80	1.55	10.35	13.86	1.55	15.41	6.35	1.55	7.90	8.80	1.55	10.35	13.86	1.55	15.41	6.35	1.55	7.90
Ago-29	8.81	1.55	10.36	13.88	1.55	15.43	6.36	1.55	7.91	8.81	1.55	10.36	13.88	1.55	15.43	6.36	1.55	7.91
Sep-29	8.83	1.55	10.38	13.90	1.55	15.45	6.37	1.55	7.92	8.83	1.55	10.38	13.90	1.55	15.45	6.37	1.55	7.92
Oct-29	8.84	1.55	10.39	13.92	1.55	15.47	6.38	1.55	7.93	8.84	1.55	10.39	13.92	1.55	15.47	6.38	1.55	7.93
Nov-29	8.85	1.55	10.40	13.94	1.55	15.49	6.39	1.55	7.93	8.85	1.55	10.40	13.94	1.55	15.49	6.39	1.55	7.93
Dic-29	8.87	1.55	10.41	13.96	1.55	15.50	6.39	1.55	7.94	8.87	1.55	10.41	13.96	1.55	15.50	6.39	1.55	7.94
Ene-30	8.88	1.55	10.43	13.98	1.55	15.52	6.40	1.55	7.95	8.88	1.55	10.43	13.98	1.55	15.52	6.40	1.55	7.95
Feb-30	8.89	1.55	10.44	13.99	1.55	15.54	6.41	1.55	7.96	8.89	1.55	10.44	13.99	1.55	15.54	6.41	1.55	7.96
Mar-30	8.91	1.55	10.45	14.01	1.55	15.56	6.42	1.55	7.97	8.91	1.55	10.45	14.01	1.55	15.56	6.42	1.55	7.97
Abr-30	8.92	1.55	10.47	14.03	1.55	15.58	6.43	1.55	7.98	8.92	1.55	10.47	14.03	1.55	15.58	6.43	1.55	7.98
May-30	8.93	1.55	10.48	14.05	1.55	15.60	6.44	1.55	7.99	8.93	1.55	10.48	14.05	1.55	15.60	6.44	1.55	7.99
Jun-30	8.95	1.55	10.50	14.07	1.55	15.62	6.45	1.55	8.00	8.95	1.55	10.50	14.07	1.55	15.62	6.45	1.55	8.00
Jul-30	8.96	1.55	10.51	14.09	1.55	15.64	6.46	1.55	8.01	8.96	1.55	10.51	14.09	1.55	15.64	6.46	1.55	8.01
Ago-30	8.97	1.55	10.52	14.11	1.55	15.66	6.47	1.55	8.02	8.97	1.55	10.52	14.11	1.55	15.66	6.47	1.55	8.02
Sep-30	8.99	1.55	10.54	14.13	1.55	15.68	6.48	1.55	8.03	8.99	1.55	10.54	14.13	1.55	15.68	6.48	1.55	8.03
Oct-30	9.00	1.55	10.55	14.15	1.55	15.70	6.49	1.55	8.04	9.00	1.55	10.55	14.15	1.55	15.70	6.49	1.55	8.04
Nov-30	9.01	1.55	10.56	14.17	1.55	15.72	6.50	1.55	8.05	9.01	1.55	10.56	14.17	1.55	15.72	6.50	1.55	8.05
Dic-30	9.03	1.55	10.58	14.19	1.55	15.73	6.51	1.55	8.06	9.03	1.55	10.58	14.19	1.55	15.73	6.51	1.55	8.06
Ene-31	9.04	1.55	10.59	14.21	1.55	15.75	6.53	1.55	8.07	9.04	1.55	10.59	14.21	1.55	15.75	6.53	1.55	8.07
Feb-31	9.06	1.55	10.60	14.23	1.55	15.77	6.54	1.55	8.09	9.06	1.55	10.60	14.23	1.55	15.77	6.54	1.55	8.09
Mar-31	9.07	1.55	10.62	14.24	1.55	15.79	6.55	1.55	8.10	9.07	1.55	10.62	14.24	1.55	15.79	6.55	1.55	8.10
Abr-31	9.08	1.55	10.63	14.26	1.55	15.81	6.57	1.55	8.12	9.08	1.55	10.63	14.26	1.55	15.81	6.57	1.55	8.12
May-31	9.10	1.55	10.64	14.28	1.55	15.83	6.58	1.55	8.13	9.10	1.55	10.64	14.28	1.55	15.83	6.58	1.55	8.13
Jun-31	9.11	1.55	10.66	14.30	1.55	15.85	6.59	1.55	8.14	9.11	1.55	10.66	14.30	1.55	15.85	6.59	1.55	8.14
Jul-31	9.12	1.55	10.67	14.32	1.55	15.87	6.61	1.55	8.16	9.12	1.55	10.67	14.32	1.55	15.87	6.61	1.55	8.16
Ago-31	9.14	1.55	10.69	14.34	1.55	15.89	6.62	1.55	8.17	9.14	1.55	10.69	14.34	1.55	15.89	6.62	1.55	8.17
Sep-31	9.15	1.55	10.70	14.36	1.55	15.91	6.64	1.55	8.18	9.15	1.55	10.70	14.36	1.55	15.91	6.64	1.55	8.18
Oct-31	9.16	1.55	10.71	14.38	1.55	15.93	6.65	1.55	8.20	9.16	1.55	10.71	14.38	1.55	15.93	6.65	1.55	8.20
Nov-31	9.18	1.55	10.73	14.40	1.55	15.95	6.66	1.55	8.21	9.18	1.55	10.73	14.40	1.55	15.95	6.66	1.55	8.21
Dic-31	9.19	1.55	10.74	14.42	1.55	15.97	6.68	1.55	8.23	9.19	1.55	10.74	14.42	1.55	15.97	6.68	1.55	8.23
Ene-32	9.21	1.55	10.75	14.44	1.55	15.99	6.69	1.55	8.24	9.21	1.55	10.75	14.44	1.55	15.99	6.69	1.55	8.24
Feb-32	9.22	1.55	10.77	14.46	1.55	16.01	6.70	1.55	8.25	9.22	1.55	10.77	14.46	1.55	16.01	6.70	1.55	8.25
Mar-32	9.23	1.55	10.78	14.48	1.55	16.03	6.71	1.55	8.25	9.23	1.55	10.78	14.48	1.55	16.03	6.71	1.55	8.25
Abr-32	9.25	1.55	10.80	14.50	1.55	16.05	6.72	1.55	8.26	9.25	1.55	10.80	14.50	1.55	16.05	6.72	1.55	8.26
May-32	9.26	1.55	10.81	14.52	1.55	16.07	6.73	1.55	8.27	9.26	1.55	10.81	14.52	1.55	16.07	6.73	1.55	8.27
Jun-32	9.28	1.55	10.82	14.54	1.55	16.09	6.74	1.55	8.28	9.28	1.55	10.82	14.54	1.55	16.09	6.74	1.55	8.28
Jul-32	9.29	1.55	10.84	14.56	1.55	16.11	6.75	1.55	8.29	9.29	1.55	10.84	14.56	1.55	16.11	6.75	1.55	8.29
Ago-32	9.30	1.55	10.85	14.58	1.55	16.13	6.75	1.55	8.30	9.30	1.55	10.85	14.58	1.55	16.13	6.75	1.55	8.30
Sep-32	9.32	1.55	10.87	14.60	1.55	16.15	6.76	1.55	8.31	9.32	1.55	10.87	14.60	1.55	16.15	6.76	1.55	8.31
Oct-32	9.33	1.55	10.88	14.62	1.55	16.17	6.77	1.55	8.32	9.33	1.55	10.88	14.62	1.55	16.17	6.77	1.55	8.32
Nov-32	9.35	1.55	10.89	14.64	1.55	16.19	6.78	1.55	8.33	9.35	1.55	10.89	14.64	1.55	16.19	6.78	1.55	8.33
Dic-32	9.36	1.55	10.91	14.66	1.55	16.21	6.79	1.55	8.34	9.36	1.55	10.91	14.66	1.55	16.21	6.79	1.55	8.34
Ene-33	9.37	1.55	10.92	14.68	1.55	16.23	6.81	1.55	8.36	9.37	1.55	10.92	14.68	1.55	16.23	6.81	1.55	8.36

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termocentro									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termosierra								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Feb-33	9.39	1.55	10.94	14.70	1.55	16.25	6.82	1.55	8.37	9.39	1.55	10.94	14.70	1.55	16.25	6.82	1.55	8.37
Mar-33	9.40	1.55	10.95	14.72	1.55	16.27	6.84	1.55	8.38	9.40	1.55	10.95	14.72	1.55	16.27	6.84	1.55	8.38
Abr-33	9.42	1.55	10.96	14.74	1.55	16.29	6.85	1.55	8.40	9.42	1.55	10.96	14.74	1.55	16.29	6.85	1.55	8.40
May-33	9.43	1.55	10.98	14.76	1.55	16.31	6.86	1.55	8.41	9.43	1.55	10.98	14.76	1.55	16.31	6.86	1.55	8.41
Jun-33	9.44	1.55	10.99	14.78	1.55	16.33	6.88	1.55	8.43	9.44	1.55	10.99	14.78	1.55	16.33	6.88	1.55	8.43
Jul-33	9.46	1.55	11.01	14.80	1.55	16.35	6.89	1.55	8.44	9.46	1.55	11.01	14.80	1.55	16.35	6.89	1.55	8.44
Ago-33	9.47	1.55	11.02	14.82	1.55	16.37	6.91	1.55	8.45	9.47	1.55	11.02	14.82	1.55	16.37	6.91	1.55	8.45
Sep-33	9.49	1.55	11.03	14.84	1.55	16.39	6.92	1.55	8.47	9.49	1.55	11.03	14.84	1.55	16.39	6.92	1.55	8.47
Oct-33	9.50	1.55	11.05	14.86	1.55	16.41	6.94	1.55	8.48	9.50	1.55	11.05	14.86	1.55	16.41	6.94	1.55	8.48
Nov-33	9.52	1.55	11.06	14.88	1.55	16.43	6.95	1.55	8.50	9.52	1.55	11.06	14.88	1.55	16.43	6.95	1.55	8.50
Dic-33	9.53	1.55	11.08	14.90	1.55	16.45	6.96	1.55	8.51	9.53	1.55	11.08	14.90	1.55	16.45	6.96	1.55	8.51
Ene-34	9.54	1.55	11.09	14.92	1.55	16.47	6.99	1.55	8.54	9.54	1.55	11.09	14.92	1.55	16.47	6.99	1.55	8.54
Feb-34	9.56	1.55	11.11	14.94	1.55	16.49	7.02	1.55	8.56	9.56	1.55	11.11	14.94	1.55	16.49	7.02	1.55	8.56
Mar-34	9.57	1.55	11.12	14.97	1.55	16.51	7.04	1.55	8.59	9.57	1.55	11.12	14.97	1.55	16.51	7.04	1.55	8.59
Abr-34	9.59	1.55	11.13	14.99	1.55	16.53	7.07	1.55	8.62	9.59	1.55	11.13	14.99	1.55	16.53	7.07	1.55	8.62
May-34	9.60	1.55	11.15	15.01	1.55	16.55	7.10	1.55	8.64	9.60	1.55	11.15	15.01	1.55	16.55	7.10	1.55	8.64
Jun-34	9.62	1.55	11.16	15.03	1.55	16.57	7.12	1.55	8.67	9.62	1.55	11.16	15.03	1.55	16.57	7.12	1.55	8.67
Jul-34	9.63	1.55	11.18	15.05	1.55	16.60	7.15	1.55	8.70	9.63	1.55	11.18	15.05	1.55	16.60	7.15	1.55	8.70
Ago-34	9.64	1.55	11.19	15.07	1.55	16.62	7.18	1.55	8.72	9.64	1.55	11.19	15.07	1.55	16.62	7.18	1.55	8.72
Sep-34	9.66	1.55	11.21	15.09	1.55	16.64	7.20	1.55	8.75	9.66	1.55	11.21	15.09	1.55	16.64	7.20	1.55	8.75
Oct-34	9.67	1.55	11.22	15.11	1.55	16.66	7.23	1.55	8.78	9.67	1.55	11.22	15.11	1.55	16.66	7.23	1.55	8.78
Nov-34	9.69	1.55	11.24	15.13	1.55	16.68	7.26	1.55	8.80	9.69	1.55	11.24	15.13	1.55	16.68	7.26	1.55	8.80
Dic-34	9.70	1.55	11.25	15.15	1.55	16.70	7.28	1.55	8.83	9.70	1.55	11.25	15.15	1.55	16.70	7.28	1.55	8.83
Ene-35	9.72	1.55	11.27	15.17	1.55	16.72	7.31	1.55	8.86	9.72	1.55	11.27	15.17	1.55	16.72	7.31	1.55	8.86
Feb-35	9.73	1.55	11.28	15.19	1.55	16.74	7.34	1.55	8.89	9.73	1.55	11.28	15.19	1.55	16.74	7.34	1.55	8.89
Mar-35	9.75	1.55	11.29	15.21	1.55	16.76	7.37	1.55	8.92	9.75	1.55	11.29	15.21	1.55	16.76	7.37	1.55	8.92
Abr-35	9.76	1.55	11.31	15.23	1.55	16.78	7.40	1.55	8.94	9.76	1.55	11.31	15.23	1.55	16.78	7.40	1.55	8.94
May-35	9.78	1.55	11.32	15.26	1.55	16.80	7.42	1.55	8.97	9.78	1.55	11.32	15.26	1.55	16.80	7.42	1.55	8.97
Jun-35	9.79	1.55	11.34	15.28	1.55	16.82	7.45	1.55	9.00	9.79	1.55	11.34	15.28	1.55	16.82	7.45	1.55	9.00
Jul-35	9.81	1.55	11.35	15.30	1.55	16.85	7.48	1.55	9.03	9.81	1.55	11.35	15.30	1.55	16.85	7.48	1.55	9.03
Ago-35	9.82	1.55	11.37	15.32	1.55	16.87	7.51	1.55	9.06	9.82	1.55	11.37	15.32	1.55	16.87	7.51	1.55	9.06
Sep-35	9.83	1.55	11.38	15.34	1.55	16.89	7.54	1.55	9.09	9.83	1.55	11.38	15.34	1.55	16.89	7.54	1.55	9.09
Oct-35	9.85	1.55	11.40	15.36	1.55	16.91	7.57	1.55	9.12	9.85	1.55	11.40	15.36	1.55	16.91	7.57	1.55	9.12
Nov-35	9.86	1.55	11.41	15.38	1.55	16.93	7.60	1.55	9.15	9.86	1.55	11.41	15.38	1.55	16.93	7.60	1.55	9.15
Dic-35	9.88	1.55	11.43	15.40	1.55	16.95	7.63	1.55	9.18	9.88	1.55	11.43	15.40	1.55	16.95	7.63	1.55	9.18
Ene-36	9.89	1.55	11.44	15.42	1.55	16.97	7.66	1.55	9.21	9.89	1.55	11.44	15.42	1.55	16.97	7.66	1.55	9.21
Feb-36	9.91	1.55	11.46	15.45	1.55	16.99	7.70	1.55	9.25	9.91	1.55	11.46	15.45	1.55	16.99	7.70	1.55	9.25
Mar-36	9.92	1.55	11.47	15.47	1.55	17.02	7.74	1.55	9.29	9.92	1.55	11.47	15.47	1.55	17.02	7.74	1.55	9.29
Abr-36	9.94	1.55	11.49	15.49	1.55	17.04	7.77	1.55	9.32	9.94	1.55	11.49	15.49	1.55	17.04	7.77	1.55	9.32
May-36	9.95	1.55	11.50	15.51	1.55	17.06	7.81	1.55	9.36	9.95	1.55	11.50	15.51	1.55	17.06	7.81	1.55	9.36
Jun-36	9.97	1.55	11.52	15.53	1.55	17.08	7.85	1.55	9.40	9.97	1.55	11.52	15.53	1.55	17.08	7.85	1.55	9.40
Jul-36	9.98	1.55	11.53	15.55	1.55	17.10	7.89	1.55	9.43	9.98	1.55	11.53	15.55	1.55	17.10	7.89	1.55	9.43
Ago-36	10.00	1.55	11.55	15.57	1.55	17.12	7.92	1.55	9.47	10.00	1.55	11.55	15.57	1.55	17.12	7.92	1.55	9.47
Sep-36	10.01	1.55	11.56	15.60	1.55	17.14	7.96	1.55	9.51	10.01	1.55	11.56	15.60	1.55	17.14	7.96	1.55	9.51
Oct-36	10.03	1.55	11.58	15.62	1.55	17.17	8.00	1.55	9.55	10.03	1.55	11.58	15.62	1.55	17.17	8.00	1.55	9.55
Nov-36	10.04	1.55	11.59	15.64	1.55	17.19	8.04	1.55	9.59	10.04	1.55	11.59	15.64	1.55	17.19	8.04	1.55	9.59
Dic-36	10.04	1.55	11.59	15.66	1.55	17.21	8.08	1.55	9.62	10.04	1.55	11.59	15.66	1.55	17.21	8.08	1.55	9.62

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termodorada										Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termoemcall									
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo		
Ene-13	3.88	1.68	5.56	3.88	1.68	5.56	3.88	1.68	5.56	3.88	3.51	7.39	3.88	3.51	7.39	3.88	3.51	7.39		
Feb-13	3.82	1.68	5.50	3.82	1.68	5.50	3.82	1.68	5.50	3.82	3.51	7.33	3.82	3.51	7.33	3.82	3.51	7.33		
Mar-13	3.81	1.68	5.50	3.81	1.68	5.50	3.81	1.68	5.50	3.81	3.51	7.33	3.81	3.51	7.33	3.81	3.51	7.33		
Abr-13	3.78	1.68	5.46	3.78	1.68	5.46	3.78	1.68	5.46	3.78	3.51	7.30	3.78	3.51	7.30	3.78	3.51	7.30		
May-13	3.79	1.68	5.47	3.79	1.68	5.47	3.79	1.68	5.47	3.79	3.51	7.30	3.79	3.51	7.30	3.79	3.51	7.30		
Jun-13	3.77	1.68	5.45	3.77	1.68	5.45	3.77	1.68	5.45	3.77	3.51	7.28	3.77	3.51	7.28	3.77	3.51	7.28		
Jul-13	3.79	1.68	5.47	3.79	1.68	5.47	3.79	1.68	5.47	3.79	3.51	7.30	3.79	3.51	7.30	3.79	3.51	7.30		
Ago-13	3.77	1.68	5.46	3.77	1.68	5.46	3.77	1.68	5.46	3.77	3.51	7.29	3.77	3.51	7.29	3.77	3.51	7.29		
Sep-13	3.76	1.68	5.45	3.76	1.68	5.45	3.76	1.68	5.45	3.76	3.51	7.28	3.76	3.51	7.28	3.76	3.51	7.28		
Oct-13	3.75	1.68	5.44	3.75	1.68	5.44	3.75	1.68	5.44	3.75	3.51	7.27	3.75	3.51	7.27	3.75	3.51	7.27		
Nov-13	3.73	1.68	5.41	3.73	1.68	5.41	3.73	1.68	5.41	3.73	3.51	7.24	3.73	3.51	7.24	3.73	3.51	7.24		
Dic-13	3.75	1.68	5.44	3.75	1.68	5.44	3.75	1.68	5.44	3.75	3.51	7.27	3.75	3.51	7.27	3.75	3.51	7.27		
Ene-14	5.05	1.68	6.73	12.27	1.68	13.95	3.77	1.68	5.45	5.05	3.51	8.56	12.27	3.51	15.78	3.77	3.51	7.28		
Feb-14	4.98	1.68	6.66	12.30	1.68	13.98	3.70	1.68	5.38	4.98	3.51	8.50	12.30	3.51	15.82	3.70	3.51	7.22		
Mar-14	4.80	1.68	6.48	12.34	1.68	14.02	3.52	1.68	5.20	4.80	3.51	8.31	12.34	3.51	15.85	3.52	3.51	7.03		
Abr-14	4.73	1.68	6.42	12.37	1.68	14.05	3.46	1.68	5.14	4.73	3.51	8.25	12.37	3.51	15.88	3.46	3.51	6.97		
May-14	4.75	1.68	6.43	12.41	1.68	14.09	3.47	1.68	5.16	4.75	3.51	8.27	12.41	3.51	15.92	3.47	3.51	6.99		
Jun-14	4.79	1.68	6.47	12.44	1.68	14.12	3.51	1.68	5.19	4.79	3.51	8.30	12.44	3.51	15.95	3.51	3.51	7.02		
Jul-14	4.74	1.68	6.42	12.48	1.68	14.16	3.46	1.68	5.15	4.74	3.51	8.26	12.48	3.51	15.99	3.46	3.51	6.98		
Ago-14	4.79	1.68	6.47	12.51	1.68	14.19	3.51	1.68	5.19	4.79	3.51	8.30	12.51	3.51	16.03	3.51	3.51	7.02		
Sep-14	4.80	1.68	6.48	12.55	1.68	14.23	3.52	1.68	5.20	4.80	3.51	8.31	12.55	3.51	16.06	3.52	3.51	7.03		
Oct-14	4.87	1.68	6.55	12.58	1.68	14.26	3.59	1.68	5.27	4.87	3.51	8.39	12.58	3.51	16.10	3.59	3.51	7.11		
Nov-14	4.93	1.68	6.61	12.62	1.68	14.30	3.65	1.68	5.33	4.93	3.51	8.44	12.62	3.51	16.13	3.65	3.51	7.16		
Dic-14	5.05	1.68	6.73	12.65	1.68	14.34	3.77	1.68	5.45	5.05	3.51	8.56	12.65	3.51	16.17	3.77	3.51	7.28		
Ene-15	5.05	1.68	6.73	12.64	1.68	14.33	3.77	1.68	5.45	5.05	3.51	8.56	12.64	3.51	16.16	3.77	3.51	7.28		
Feb-15	5.04	1.68	6.73	12.64	1.68	14.32	3.77	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.64	3.51	16.15	3.77	3.51	7.28		
Mar-15	5.04	1.68	6.73	12.63	1.68	14.31	3.77	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.63	3.51	16.14	3.77	3.51	7.28		
Abr-15	5.04	1.68	6.73	12.62	1.68	14.30	3.77	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.62	3.51	16.13	3.77	3.51	7.28		
May-15	5.04	1.68	6.73	12.61	1.68	14.29	3.76	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.61	3.51	16.12	3.76	3.51	7.28		
Jun-15	5.04	1.68	6.73	12.60	1.68	14.28	3.76	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.60	3.51	16.11	3.76	3.51	7.28		
Jul-15	5.04	1.68	6.72	12.59	1.68	14.27	3.76	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.59	3.51	16.11	3.76	3.51	7.28		
Ago-15	5.04	1.68	6.72	12.58	1.68	14.26	3.76	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.58	3.51	16.10	3.76	3.51	7.28		
Sep-15	5.04	1.68	6.72	12.57	1.68	14.26	3.76	1.68	5.45	5.04	3.51	8.56	12.57	3.51	16.09	3.76	3.51	7.28		
Oct-15	5.04	1.68	6.72	12.57	1.68	14.25	3.76	1.68	5.44	5.04	3.51	8.56	12.57	3.51	16.08	3.76	3.51	7.28		
Nov-15	5.04	1.68	6.72	12.56	1.68	14.24	3.76	1.68	5.44	5.04	3.51	8.56	12.56	3.51	16.07	3.76	3.51	7.28		
Dic-15	5.04	1.68	6.72	12.55	1.68	14.23	3.76	1.68	5.44	5.04	3.51	8.56	12.55	3.51	16.06	3.76	3.51	7.28		
Ene-16	5.08	1.68	6.77	12.54	1.68	14.22	3.80	1.68	5.49	5.08	3.51	8.60	12.54	3.51	16.05	3.80	3.51	7.32		
Feb-16	5.13	1.68	6.81	12.53	1.68	14.21	3.85	1.68	5.53	5.13	3.51	8.64	12.53	3.51	16.04	3.85	3.51	7.36		
Mar-16	5.17	1.68	6.85	12.52	1.68	14.20	3.89	1.68	5.57	5.17	3.51	8.68	12.52	3.51	16.04	3.89	3.51	7.40		
Abr-16	5.21	1.68	6.89	12.51	1.68	14.19	3.93	1.68	5.62	5.21	3.51	8.73	12.51	3.51	16.03	3.93	3.51	7.45		
May-16	5.26	1.68	6.94	12.50	1.68	14.19	3.98	1.68	5.66	5.26	3.51	8.77	12.50	3.51	16.02	3.98	3.51	7.49		
Jun-16	5.30	1.68	6.98	12.50	1.68	14.18	4.02	1.68	5.71	5.30	3.51	8.82	12.50	3.51	16.01	4.02	3.51	7.54		
Jul-16	5.35	1.68	7.03	12.49	1.68	14.17	4.07	1.68	5.75	5.35	3.51	8.86	12.49	3.51	16.00	4.07	3.51	7.58		
Ago-16	5.39	1.68	7.07	12.48	1.68	14.16	4.11	1.68	5.80	5.39	3.51	8.91	12.48	3.51	15.99	4.11	3.51	7.63		
Sep-16	5.44	1.68	7.12	12.47	1.68	14.15	4.16	1.68	5.84	5.44	3.51	8.95	12.47	3.51	15.98	4.16	3.51	7.67		
Oct-16	5.49	1.68	7.17	12.46	1.68	14.14	4.21	1.68	5.89	5.49	3.51	9.00	12.46	3.51	15.97	4.21	3.51	7.72		
Nov-16	5.53	1.68	7.21	12.45	1.68	14.13	4.25	1.68	5.94	5.53	3.51	9.05	12.45	3.51	15.97	4.25	3.51	7.77		
Dic-16	5.58	1.68	7.26	12.44	1.68	14.12	4.30	1.68	5.98	5.58	3.51	9.09	12.44	3.51	15.96	4.30	3.51	7.82		

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termodorada										Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termoemcali									
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo		
Ene-17	5.59	1.68	7.28	12.41	1.68	14.09	4.32	1.68	6.00	5.59	3.51	9.11	12.41	3.51	15.92	4.32	3.51	7.83		
Feb-17	5.61	1.68	7.29	12.37	1.68	14.05	4.33	1.68	6.01	5.61	3.51	9.12	12.37	3.51	15.89	4.33	3.51	7.84		
Mar-17	5.62	1.68	7.30	12.34	1.68	14.02	4.34	1.68	6.02	5.62	3.51	9.13	12.34	3.51	15.85	4.34	3.51	7.86		
Abr-17	5.63	1.68	7.31	12.30	1.68	13.98	4.35	1.68	6.04	5.63	3.51	9.15	12.30	3.51	15.81	4.35	3.51	7.87		
May-17	5.65	1.68	7.33	12.27	1.68	13.95	4.37	1.68	6.05	5.65	3.51	9.16	12.27	3.51	15.78	4.37	3.51	7.88		
Jun-17	5.66	1.68	7.34	12.23	1.68	13.91	4.38	1.68	6.06	5.66	3.51	9.17	12.23	3.51	15.74	4.38	3.51	7.89		
Jul-17	5.67	1.68	7.35	12.19	1.68	13.88	4.39	1.68	6.08	5.67	3.51	9.19	12.19	3.51	15.71	4.39	3.51	7.91		
Ago-17	5.69	1.68	7.37	12.16	1.68	13.84	4.41	1.68	6.09	5.69	3.51	9.20	12.16	3.51	15.67	4.41	3.51	7.92		
Sep-17	5.70	1.68	7.38	12.13	1.68	13.81	4.42	1.68	6.10	5.70	3.51	9.21	12.13	3.51	15.64	4.42	3.51	7.93		
Oct-17	5.71	1.68	7.39	12.09	1.68	13.77	4.43	1.68	6.12	5.71	3.51	9.23	12.09	3.51	15.60	4.43	3.51	7.95		
Nov-17	5.73	1.68	7.41	12.06	1.68	13.74	4.45	1.68	6.13	5.73	3.51	9.24	12.06	3.51	15.57	4.45	3.51	7.96		
Dic-17	5.74	1.68	7.42	12.02	1.68	13.70	4.46	1.68	6.14	5.74	3.51	9.25	12.02	3.51	15.54	4.46	3.51	7.97		
Ene-18	5.76	1.68	7.45	11.99	1.68	13.67	4.49	1.68	6.17	5.76	3.51	9.28	11.99	3.51	15.50	4.49	3.51	8.00		
Feb-18	5.79	1.68	7.47	11.95	1.68	13.63	4.51	1.68	6.19	5.79	3.51	9.30	11.95	3.51	15.46	4.51	3.51	8.03		
Mar-18	5.82	1.68	7.50	11.91	1.68	13.60	4.54	1.68	6.22	5.82	3.51	9.33	11.91	3.51	15.43	4.54	3.51	8.05		
Abr-18	5.84	1.68	7.52	11.88	1.68	13.56	4.56	1.68	6.24	5.84	3.51	9.36	11.88	3.51	15.39	4.56	3.51	8.08		
May-18	5.87	1.68	7.55	11.84	1.68	13.53	4.59	1.68	6.27	5.87	3.51	9.38	11.84	3.51	15.36	4.59	3.51	8.10		
Jun-18	5.89	1.68	7.58	11.81	1.68	13.49	4.62	1.68	6.30	5.89	3.51	9.41	11.81	3.51	15.32	4.62	3.51	8.13		
Jul-18	5.92	1.68	7.60	11.77	1.68	13.46	4.64	1.68	6.32	5.92	3.51	9.43	11.77	3.51	15.29	4.64	3.51	8.16		
Ago-18	5.95	1.68	7.63	11.74	1.68	13.42	4.67	1.68	6.35	5.95	3.51	9.46	11.74	3.51	15.25	4.67	3.51	8.18		
Sep-18	5.97	1.68	7.66	11.70	1.68	13.39	4.69	1.68	6.38	5.97	3.51	9.49	11.70	3.51	15.22	4.69	3.51	8.21		
Oct-18	7.23	1.68	8.91	11.67	1.68	13.35	4.72	1.68	6.40	7.23	3.51	10.75	11.67	3.51	15.18	4.72	3.51	8.24		
Nov-18	7.21	1.68	8.89	11.63	1.68	13.32	4.75	1.68	6.43	7.21	3.51	10.72	11.63	3.51	15.15	4.75	3.51	8.26		
Dic-18	7.20	1.68	8.88	11.60	1.68	13.28	4.78	1.68	6.46	7.20	3.51	10.72	11.60	3.51	15.11	4.78	3.51	8.29		
Ene-19	7.20	1.68	8.88	11.59	1.68	13.27	4.78	1.68	6.47	7.20	3.51	10.71	11.59	3.51	15.11	4.78	3.51	8.30		
Feb-19	7.19	1.68	8.87	11.58	1.68	13.26	4.79	1.68	6.47	7.19	3.51	10.70	11.58	3.51	15.10	4.79	3.51	8.31		
Mar-19	7.18	1.68	8.87	11.57	1.68	13.26	4.80	1.68	6.48	7.18	3.51	10.70	11.57	3.51	15.09	4.80	3.51	8.32		
Abr-19	7.18	1.68	8.86	11.56	1.68	13.25	4.81	1.68	6.49	7.18	3.51	10.69	11.56	3.51	15.08	4.81	3.51	8.32		
May-19	7.17	1.68	8.85	11.56	1.68	13.24	4.82	1.68	6.50	7.17	3.51	10.69	11.56	3.51	15.07	4.82	3.51	8.33		
Jun-19	7.17	1.68	8.85	11.55	1.68	13.23	4.83	1.68	6.51	7.17	3.51	10.68	11.55	3.51	15.06	4.83	3.51	8.34		
Jul-19	7.16	1.68	8.84	11.54	1.68	13.22	4.84	1.68	6.52	7.16	3.51	10.67	11.54	3.51	15.05	4.84	3.51	8.35		
Ago-19	7.15	1.68	8.83	11.53	1.68	13.21	4.85	1.68	6.53	7.15	3.51	10.67	11.53	3.51	15.04	4.85	3.51	8.36		
Sep-19	7.15	1.68	8.83	11.52	1.68	13.20	4.86	1.68	6.54	7.15	3.51	10.66	11.52	3.51	15.03	4.86	3.51	8.37		
Oct-19	7.14	1.68	8.82	11.51	1.68	13.19	4.86	1.68	6.55	7.14	3.51	10.65	11.51	3.51	15.03	4.86	3.51	8.38		
Nov-19	7.13	1.68	8.82	11.50	1.68	13.19	4.87	1.68	6.56	7.13	3.51	10.65	11.50	3.51	15.02	4.87	3.51	8.39		
Dic-19	7.15	1.68	8.83	11.49	1.68	13.18	4.88	1.68	6.56	7.15	3.51	10.67	11.49	3.51	15.01	4.88	3.51	8.40		
Ene-20	7.17	1.68	8.85	11.52	1.68	13.20	4.89	1.68	6.57	7.17	3.51	10.68	11.52	3.51	15.03	4.89	3.51	8.40		
Feb-20	7.19	1.68	8.87	11.55	1.68	13.23	4.90	1.68	6.58	7.19	3.51	10.70	11.55	3.51	15.06	4.90	3.51	8.41		
Mar-20	7.21	1.68	8.89	11.57	1.68	13.25	4.91	1.68	6.59	7.21	3.51	10.72	11.57	3.51	15.09	4.91	3.51	8.42		
Abr-20	7.23	1.68	8.91	11.60	1.68	13.28	4.92	1.68	6.60	7.23	3.51	10.74	11.60	3.51	15.11	4.92	3.51	8.43		
May-20	7.24	1.68	8.93	11.63	1.68	13.31	4.93	1.68	6.61	7.24	3.51	10.76	11.63	3.51	15.14	4.93	3.51	8.44		
Jun-20	7.26	1.68	8.94	11.65	1.68	13.33	4.93	1.68	6.62	7.26	3.51	10.78	11.65	3.51	15.17	4.93	3.51	8.45		
Jul-20	7.28	1.68	8.96	11.68	1.68	13.36	4.94	1.68	6.63	7.28	3.51	10.79	11.68	3.51	15.19	4.94	3.51	8.46		
Ago-20	7.30	1.68	8.98	11.70	1.68	13.39	4.95	1.68	6.63	7.30	3.51	10.81	11.70	3.51	15.22	4.95	3.51	8.47		
Sep-20	7.32	1.68	9.00	11.73	1.68	13.41	4.96	1.68	6.64	7.32	3.51	10.83	11.73	3.51	15.24	4.96	3.51	8.48		
Oct-20	7.34	1.68	9.02	11.76	1.68	13.44	4.97	1.68	6.65	7.34	3.51	10.85	11.76	3.51	15.27	4.97	3.51	8.48		
Nov-20	7.36	1.68	9.04	11.78	1.68	13.47	4.98	1.68	6.66	7.36	3.51	10.87	11.78	3.51	15.30	4.98	3.51	8.49		
Dic-20	7.39	1.68	9.07	11.81	1.68	13.49	4.99	1.68	6.67	7.39	3.51	10.90	11.81	3.51	15.32	4.99	3.51	8.50		

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termodorada									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termoemcali								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-21	7.42	1.68	9.10	11.85	1.68	13.54	5.00	1.68	6.68	7.42	3.51	10.93	11.85	3.51	15.37	5.00	3.51	8.51
Feb-21	7.45	1.68	9.13	11.90	1.68	13.58	5.01	1.68	6.69	7.45	3.51	10.96	11.90	3.51	15.41	5.01	3.51	8.53
Mar-21	7.48	1.68	9.16	11.94	1.68	13.62	5.02	1.68	6.71	7.48	3.51	10.99	11.94	3.51	15.45	5.02	3.51	8.54
Abr-21	7.51	1.68	9.19	11.98	1.68	13.67	5.04	1.68	6.72	7.51	3.51	11.02	11.98	3.51	15.50	5.04	3.51	8.55
May-21	7.54	1.68	9.22	12.03	1.68	13.71	5.05	1.68	6.73	7.54	3.51	11.05	12.03	3.51	15.54	5.05	3.51	8.56
Jun-21	7.57	1.68	9.25	12.07	1.68	13.75	5.06	1.68	6.74	7.57	3.51	11.08	12.07	3.51	15.58	5.06	3.51	8.58
Jul-21	7.60	1.68	9.28	12.11	1.68	13.80	5.07	1.68	6.76	7.60	3.51	11.11	12.11	3.51	15.63	5.07	3.51	8.59
Ago-21	7.63	1.68	9.31	12.16	1.68	13.84	5.09	1.68	6.77	7.63	3.51	11.14	12.16	3.51	15.67	5.09	3.51	8.60
Sep-21	7.66	1.68	9.34	12.20	1.68	13.89	5.10	1.68	6.78	7.66	3.51	11.17	12.20	3.51	15.72	5.10	3.51	8.61
Oct-21	7.69	1.68	9.37	12.25	1.68	13.93	5.11	1.68	6.79	7.69	3.51	11.21	12.25	3.51	15.76	5.11	3.51	8.63
Nov-21	7.72	1.68	9.40	12.29	1.68	13.97	5.12	1.68	6.81	7.72	3.51	11.24	12.29	3.51	15.81	5.12	3.51	8.64
Dic-21	7.74	1.68	9.42	12.34	1.68	14.02	5.14	1.68	6.82	7.74	3.51	11.25	12.34	3.51	15.85	5.14	3.51	8.65
Ene-22	7.75	1.68	9.43	12.35	1.68	14.04	5.16	1.68	6.84	7.75	3.51	11.26	12.35	3.51	15.87	5.16	3.51	8.67
Feb-22	7.76	1.68	9.44	12.37	1.68	14.05	5.18	1.68	6.86	7.76	3.51	11.27	12.37	3.51	15.89	5.18	3.51	8.69
Mar-22	7.77	1.68	9.45	12.39	1.68	14.07	5.20	1.68	6.88	7.77	3.51	11.29	12.39	3.51	15.90	5.20	3.51	8.72
Abr-22	7.78	1.68	9.47	12.41	1.68	14.09	5.22	1.68	6.91	7.78	3.51	11.30	12.41	3.51	15.92	5.22	3.51	8.74
May-22	7.80	1.68	9.48	12.42	1.68	14.11	5.25	1.68	6.93	7.80	3.51	11.31	12.42	3.51	15.94	5.25	3.51	8.76
Jun-22	7.81	1.68	9.49	12.44	1.68	14.12	5.27	1.68	6.95	7.81	3.51	11.32	12.44	3.51	15.96	5.27	3.51	8.78
Jul-22	7.82	1.68	9.50	12.46	1.68	14.14	5.29	1.68	6.97	7.82	3.51	11.33	12.46	3.51	15.97	5.29	3.51	8.80
Ago-22	7.83	1.68	9.51	12.48	1.68	14.16	5.31	1.68	6.99	7.83	3.51	11.35	12.48	3.51	15.99	5.31	3.51	8.83
Sep-22	7.85	1.68	9.53	12.49	1.68	14.18	5.33	1.68	7.02	7.85	3.51	11.36	12.49	3.51	16.01	5.33	3.51	8.85
Oct-22	7.86	1.68	9.54	12.51	1.68	14.19	5.36	1.68	7.04	7.86	3.51	11.37	12.51	3.51	16.03	5.36	3.51	8.87
Nov-22	7.87	1.68	9.55	12.53	1.68	14.21	5.38	1.68	7.06	7.87	3.51	11.38	12.53	3.51	16.04	5.38	3.51	8.89
Dic-22	7.88	1.68	9.56	12.55	1.68	14.23	5.40	1.68	7.08	7.88	3.51	11.39	12.55	3.51	16.06	5.40	3.51	8.92
Ene-23	7.89	1.68	9.57	12.56	1.68	14.24	5.42	1.68	7.10	7.89	3.51	11.40	12.56	3.51	16.08	5.42	3.51	8.93
Feb-23	7.90	1.68	9.58	12.57	1.68	14.26	5.44	1.68	7.12	7.90	3.51	11.41	12.57	3.51	16.09	5.44	3.51	8.95
Mar-23	7.91	1.68	9.59	12.59	1.68	14.27	5.46	1.68	7.14	7.91	3.51	11.42	12.59	3.51	16.10	5.46	3.51	8.97
Abr-23	7.92	1.68	9.60	12.60	1.68	14.28	5.48	1.68	7.16	7.92	3.51	11.43	12.60	3.51	16.11	5.48	3.51	8.99
May-23	7.93	1.68	9.61	12.61	1.68	14.30	5.50	1.68	7.18	7.93	3.51	11.44	12.61	3.51	16.13	5.50	3.51	9.01
Jun-23	7.93	1.68	9.62	12.63	1.68	14.31	5.52	1.68	7.20	7.93	3.51	11.45	12.63	3.51	16.14	5.52	3.51	9.03
Jul-23	7.94	1.68	9.63	12.64	1.68	14.32	5.54	1.68	7.22	7.94	3.51	11.46	12.64	3.51	16.15	5.54	3.51	9.05
Ago-23	7.95	1.68	9.63	12.65	1.68	14.33	5.56	1.68	7.24	7.95	3.51	11.47	12.65	3.51	16.17	5.56	3.51	9.07
Sep-23	7.96	1.68	9.64	12.67	1.68	14.35	5.58	1.68	7.26	7.96	3.51	11.48	12.67	3.51	16.18	5.58	3.51	9.09
Oct-23	7.97	1.68	9.65	12.68	1.68	14.36	5.60	1.68	7.28	7.97	3.51	11.49	12.68	3.51	16.19	5.60	3.51	9.11
Nov-23	7.98	1.68	9.66	12.69	1.68	14.37	5.62	1.68	7.30	7.98	3.51	11.49	12.69	3.51	16.21	5.62	3.51	9.13
Dic-23	7.99	1.68	9.67	12.71	1.68	14.39	5.64	1.68	7.32	7.99	3.51	11.50	12.71	3.51	16.22	5.64	3.51	9.15
Ene-24	8.00	1.68	9.68	12.72	1.68	14.40	5.65	1.68	7.33	8.00	3.51	11.51	12.72	3.51	16.23	5.65	3.51	9.16
Feb-24	8.01	1.68	9.69	12.73	1.68	14.41	5.66	1.68	7.34	8.01	3.51	11.52	12.73	3.51	16.25	5.66	3.51	9.18
Mar-24	8.02	1.68	9.70	12.75	1.68	14.43	5.67	1.68	7.36	8.02	3.51	11.53	12.75	3.51	16.26	5.67	3.51	9.19
Abr-24	8.03	1.68	9.71	12.76	1.68	14.44	5.68	1.68	7.37	8.03	3.51	11.54	12.76	3.51	16.27	5.68	3.51	9.20
May-24	8.04	1.68	9.72	12.77	1.68	14.45	5.70	1.68	7.38	8.04	3.51	11.55	12.77	3.51	16.29	5.70	3.51	9.21
Jun-24	8.04	1.68	9.73	12.78	1.68	14.47	5.71	1.68	7.39	8.04	3.51	11.56	12.78	3.51	16.30	5.71	3.51	9.22
Jul-24	8.05	1.68	9.74	12.80	1.68	14.48	5.72	1.68	7.40	8.05	3.51	11.57	12.80	3.51	16.31	5.72	3.51	9.23
Ago-24	8.06	1.68	9.74	12.81	1.68	14.49	5.73	1.68	7.41	8.06	3.51	11.58	12.81	3.51	16.32	5.73	3.51	9.24
Sep-24	8.07	1.68	9.75	12.82	1.68	14.51	5.74	1.68	7.42	8.07	3.51	11.59	12.82	3.51	16.34	5.74	3.51	9.26
Oct-24	8.08	1.68	9.76	12.84	1.68	14.52	5.75	1.68	7.43	8.08	3.51	11.60	12.84	3.51	16.35	5.75	3.51	9.27
Nov-24	8.09	1.68	9.77	12.85	1.68	14.53	5.76	1.68	7.45	8.09	3.51	11.60	12.85	3.51	16.36	5.76	3.51	9.28
Dic-24	8.10	1.68	9.78	12.86	1.68	14.55	5.78	1.68	7.46	8.10	3.51	11.62	12.86	3.51	16.38	5.78	3.51	9.29

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termodorada									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termoemcali								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-25	8.12	1.68	9.80	12.88	1.68	14.56	5.78	1.68	7.47	8.12	3.51	11.63	12.88	3.51	16.40	5.78	3.51	9.30
Feb-25	8.13	1.68	9.81	12.90	1.68	14.58	5.79	1.68	7.47	8.13	3.51	11.64	12.90	3.51	16.41	5.79	3.51	9.31
Mar-25	8.14	1.68	9.82	12.92	1.68	14.60	5.80	1.68	7.48	8.14	3.51	11.65	12.92	3.51	16.43	5.80	3.51	9.31
Abr-25	8.15	1.68	9.83	12.93	1.68	14.62	5.81	1.68	7.49	8.15	3.51	11.67	12.93	3.51	16.45	5.81	3.51	9.32
May-25	8.16	1.68	9.85	12.95	1.68	14.63	5.82	1.68	7.50	8.16	3.51	11.68	12.95	3.51	16.47	5.82	3.51	9.33
Jun-25	8.18	1.68	9.86	12.97	1.68	14.65	5.83	1.68	7.51	8.18	3.51	11.69	12.97	3.51	16.48	5.83	3.51	9.34
Jul-25	8.19	1.68	9.87	12.99	1.68	14.67	5.83	1.68	7.52	8.19	3.51	11.70	12.99	3.51	16.50	5.83	3.51	9.35
Ago-25	8.20	1.68	9.88	13.00	1.68	14.69	5.84	1.68	7.52	8.20	3.51	11.71	13.00	3.51	16.52	5.84	3.51	9.36
Sep-25	8.21	1.68	9.89	13.02	1.68	14.70	5.85	1.68	7.53	8.21	3.51	11.73	13.02	3.51	16.54	5.85	3.51	9.37
Oct-25	8.23	1.68	9.91	13.04	1.68	14.72	5.86	1.68	7.54	8.23	3.51	11.74	13.04	3.51	16.55	5.86	3.51	9.37
Nov-25	8.24	1.68	9.92	13.06	1.68	14.74	5.87	1.68	7.55	8.24	3.51	11.75	13.06	3.51	16.57	5.87	3.51	9.38
Dic-25	8.25	1.68	9.93	13.07	1.68	14.76	5.88	1.68	7.56	8.25	3.51	11.76	13.07	3.51	16.59	5.88	3.51	9.39
Ene-26	8.26	1.68	9.94	13.09	1.68	14.77	5.89	1.68	7.57	8.26	3.51	11.78	13.09	3.51	16.61	5.89	3.51	9.41
Feb-26	8.27	1.68	9.96	13.11	1.68	14.79	5.91	1.68	7.59	8.27	3.51	11.79	13.11	3.51	16.62	5.91	3.51	9.42
Mar-26	8.29	1.68	9.97	13.13	1.68	14.81	5.92	1.68	7.60	8.29	3.51	11.80	13.13	3.51	16.64	5.92	3.51	9.44
Abr-26	8.30	1.68	9.98	13.15	1.68	14.83	5.94	1.68	7.62	8.30	3.51	11.81	13.15	3.51	16.66	5.94	3.51	9.45
May-26	8.31	1.68	9.99	13.16	1.68	14.85	5.95	1.68	7.63	8.31	3.51	11.83	13.16	3.51	16.68	5.95	3.51	9.46
Jun-26	8.32	1.68	10.01	13.18	1.68	14.86	5.97	1.68	7.65	8.32	3.51	11.84	13.18	3.51	16.70	5.97	3.51	9.48
Jul-26	8.34	1.68	10.02	13.20	1.68	14.88	5.98	1.68	7.66	8.34	3.51	11.85	13.20	3.51	16.71	5.98	3.51	9.50
Ago-26	8.35	1.68	10.03	13.22	1.68	14.90	6.00	1.68	7.68	8.35	3.51	11.86	13.22	3.51	16.73	6.00	3.51	9.51
Sep-26	8.36	1.68	10.04	13.24	1.68	14.92	6.01	1.68	7.69	8.36	3.51	11.88	13.24	3.51	16.75	6.01	3.51	9.53
Oct-26	8.37	1.68	10.06	13.25	1.68	14.93	6.03	1.68	7.71	8.37	3.51	11.89	13.25	3.51	16.77	6.03	3.51	9.54
Nov-26	8.39	1.68	10.07	13.27	1.68	14.95	6.04	1.68	7.72	8.39	3.51	11.90	13.27	3.51	16.78	6.04	3.51	9.56
Dic-26	8.40	1.68	10.08	13.29	1.68	14.97	6.06	1.68	7.74	8.40	3.51	11.91	13.29	3.51	16.80	6.06	3.51	9.57
Ene-27	8.41	1.68	10.09	13.31	1.68	14.99	6.06	1.68	7.75	8.41	3.51	11.93	13.31	3.51	16.82	6.06	3.51	9.58
Feb-27	8.43	1.68	10.11	13.33	1.68	15.01	6.07	1.68	7.75	8.43	3.51	11.94	13.33	3.51	16.84	6.07	3.51	9.59
Mar-27	8.44	1.68	10.12	13.34	1.68	15.03	6.08	1.68	7.76	8.44	3.51	11.95	13.34	3.51	16.86	6.08	3.51	9.59
Abr-27	8.45	1.68	10.13	13.36	1.68	15.04	6.09	1.68	7.77	8.45	3.51	11.96	13.36	3.51	16.88	6.09	3.51	9.60
May-27	8.46	1.68	10.15	13.38	1.68	15.06	6.09	1.68	7.78	8.46	3.51	11.98	13.38	3.51	16.89	6.09	3.51	9.61
Jun-27	8.48	1.68	10.16	13.40	1.68	15.08	6.10	1.68	7.78	8.48	3.51	11.99	13.40	3.51	16.91	6.10	3.51	9.62
Jul-27	8.49	1.68	10.17	13.42	1.68	15.10	6.11	1.68	7.79	8.49	3.51	12.00	13.42	3.51	16.93	6.11	3.51	9.62
Ago-27	8.50	1.68	10.18	13.43	1.68	15.12	6.12	1.68	7.80	8.50	3.51	12.02	13.43	3.51	16.95	6.12	3.51	9.63
Sep-27	8.51	1.68	10.20	13.45	1.68	15.13	6.12	1.68	7.81	8.51	3.51	12.03	13.45	3.51	16.97	6.12	3.51	9.64
Oct-27	8.53	1.68	10.21	13.47	1.68	15.15	6.13	1.68	7.81	8.53	3.51	12.04	13.47	3.51	16.98	6.13	3.51	9.65
Nov-27	8.54	1.68	10.22	13.49	1.68	15.17	6.14	1.68	7.82	8.54	3.51	12.05	13.49	3.51	17.00	6.14	3.51	9.65
Dic-27	8.55	1.68	10.23	13.51	1.68	15.19	6.15	1.68	7.83	8.55	3.51	12.07	13.51	3.51	17.02	6.15	3.51	9.66
Ene-28	8.57	1.68	10.25	13.53	1.68	15.21	6.16	1.68	7.84	8.57	3.51	12.08	13.53	3.51	17.04	6.16	3.51	9.67
Feb-28	8.58	1.68	10.26	13.54	1.68	15.23	6.17	1.68	7.85	8.58	3.51	12.09	13.54	3.51	17.06	6.17	3.51	9.68
Mar-28	8.59	1.68	10.27	13.56	1.68	15.24	6.18	1.68	7.87	8.59	3.51	12.11	13.56	3.51	17.08	6.18	3.51	9.70
Abr-28	8.60	1.68	10.29	13.58	1.68	15.26	6.20	1.68	7.88	8.60	3.51	12.12	13.58	3.51	17.10	6.20	3.51	9.71
May-28	8.62	1.68	10.30	13.60	1.68	15.28	6.21	1.68	7.89	8.62	3.51	12.13	13.60	3.51	17.11	6.21	3.51	9.72
Jun-28	8.63	1.68	10.31	13.62	1.68	15.30	6.22	1.68	7.90	8.63	3.51	12.14	13.62	3.51	17.13	6.22	3.51	9.74
Jul-28	8.64	1.68	10.33	13.64	1.68	15.32	6.23	1.68	7.92	8.64	3.51	12.16	13.64	3.51	17.15	6.23	3.51	9.75
Ago-28	8.66	1.68	10.34	13.66	1.68	15.34	6.25	1.68	7.93	8.66	3.51	12.17	13.66	3.51	17.17	6.25	3.51	9.76
Sep-28	8.67	1.68	10.35	13.67	1.68	15.36	6.26	1.68	7.94	8.67	3.51	12.18	13.67	3.51	17.19	6.26	3.51	9.77
Oct-28	8.68	1.68	10.36	13.69	1.68	15.37	6.27	1.68	7.95	8.68	3.51	12.20	13.69	3.51	17.21	6.27	3.51	9.79
Nov-28	8.70	1.68	10.38	13.71	1.68	15.39	6.28	1.68	7.97	8.70	3.51	12.21	13.71	3.51	17.23	6.28	3.51	9.80
Dic-28	8.71	1.68	10.39	13.73	1.68	15.41	6.30	1.68	7.98	8.71	3.51	12.22	13.73	3.51	17.24	6.30	3.51	9.81

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termodorada									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termoemcali								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Ene-29	8.72	1.68	10.40	13.75	1.68	15.43	6.31	1.68	7.99	8.72	3.51	12.24	13.75	3.51	17.26	6.31	3.51	9.82
Feb-29	8.73	1.68	10.42	13.77	1.68	15.45	6.31	1.68	7.99	8.73	3.51	12.25	13.77	3.51	17.28	6.31	3.51	9.83
Mar-29	8.75	1.68	10.43	13.79	1.68	15.47	6.32	1.68	8.00	8.75	3.51	12.26	13.79	3.51	17.30	6.32	3.51	9.84
Abr-29	8.76	1.68	10.44	13.80	1.68	15.49	6.33	1.68	8.01	8.76	3.51	12.27	13.80	3.51	17.32	6.33	3.51	9.84
May-29	8.77	1.68	10.46	13.82	1.68	15.51	6.34	1.68	8.02	8.77	3.51	12.29	13.82	3.51	17.34	6.34	3.51	9.85
Jun-29	8.79	1.68	10.47	13.84	1.68	15.52	6.34	1.68	8.03	8.79	3.51	12.30	13.84	3.51	17.36	6.34	3.51	9.86
Jul-29	8.80	1.68	10.48	13.86	1.68	15.54	6.35	1.68	8.03	8.80	3.51	12.31	13.86	3.51	17.38	6.35	3.51	9.87
Ago-29	8.81	1.68	10.50	13.88	1.68	15.56	6.36	1.68	8.04	8.81	3.51	12.33	13.88	3.51	17.39	6.36	3.51	9.87
Sep-29	8.83	1.68	10.51	13.90	1.68	15.58	6.37	1.68	8.05	8.83	3.51	12.34	13.90	3.51	17.41	6.37	3.51	9.88
Oct-29	8.84	1.68	10.52	13.92	1.68	15.60	6.38	1.68	8.06	8.84	3.51	12.35	13.92	3.51	17.43	6.38	3.51	9.89
Nov-29	8.85	1.68	10.54	13.94	1.68	15.62	6.39	1.68	8.07	8.85	3.51	12.37	13.94	3.51	17.45	6.39	3.51	9.90
Dic-29	8.87	1.68	10.55	13.96	1.68	15.64	6.39	1.68	8.07	8.87	3.51	12.38	13.96	3.51	17.47	6.39	3.51	9.91
Ene-30	8.88	1.68	10.56	13.98	1.68	15.66	6.40	1.68	8.08	8.88	3.51	12.39	13.98	3.51	17.49	6.40	3.51	9.92
Feb-30	8.89	1.68	10.58	13.99	1.68	15.68	6.41	1.68	8.09	8.89	3.51	12.41	13.99	3.51	17.51	6.41	3.51	9.93
Mar-30	8.91	1.68	10.59	14.01	1.68	15.70	6.42	1.68	8.10	8.91	3.51	12.42	14.01	3.51	17.53	6.42	3.51	9.94
Abr-30	8.92	1.68	10.60	14.03	1.68	15.71	6.43	1.68	8.11	8.92	3.51	12.43	14.03	3.51	17.55	6.43	3.51	9.95
May-30	8.93	1.68	10.62	14.05	1.68	15.73	6.44	1.68	8.12	8.93	3.51	12.45	14.05	3.51	17.57	6.44	3.51	9.96
Jun-30	8.95	1.68	10.63	14.07	1.68	15.75	6.45	1.68	8.13	8.95	3.51	12.46	14.07	3.51	17.58	6.45	3.51	9.97
Jul-30	8.96	1.68	10.64	14.09	1.68	15.77	6.46	1.68	8.14	8.96	3.51	12.47	14.09	3.51	17.60	6.46	3.51	9.98
Ago-30	8.97	1.68	10.66	14.11	1.68	15.79	6.47	1.68	8.15	8.97	3.51	12.49	14.11	3.51	17.62	6.47	3.51	9.99
Sep-30	8.99	1.68	10.67	14.13	1.68	15.81	6.48	1.68	8.16	8.99	3.51	12.50	14.13	3.51	17.64	6.48	3.51	10.00
Oct-30	9.00	1.68	10.68	14.15	1.68	15.83	6.49	1.68	8.17	9.00	3.51	12.51	14.15	3.51	17.66	6.49	3.51	10.01
Nov-30	9.01	1.68	10.70	14.17	1.68	15.85	6.50	1.68	8.18	9.01	3.51	12.53	14.17	3.51	17.68	6.50	3.51	10.02
Dic-30	9.03	1.68	10.71	14.19	1.68	15.87	6.51	1.68	8.19	9.03	3.51	12.54	14.19	3.51	17.70	6.51	3.51	10.03
Ene-31	9.04	1.68	10.72	14.21	1.68	15.89	6.53	1.68	8.21	9.04	3.51	12.56	14.21	3.51	17.72	6.53	3.51	10.04
Feb-31	9.06	1.68	10.74	14.23	1.68	15.91	6.54	1.68	8.22	9.06	3.51	12.57	14.23	3.51	17.74	6.54	3.51	10.05
Mar-31	9.07	1.68	10.75	14.24	1.68	15.93	6.55	1.68	8.24	9.07	3.51	12.58	14.24	3.51	17.76	6.55	3.51	10.07
Abr-31	9.08	1.68	10.76	14.26	1.68	15.95	6.57	1.68	8.25	9.08	3.51	12.60	14.26	3.51	17.78	6.57	3.51	10.08
May-31	9.10	1.68	10.78	14.28	1.68	15.97	6.58	1.68	8.26	9.10	3.51	12.61	14.28	3.51	17.80	6.58	3.51	10.09
Jun-31	9.11	1.68	10.79	14.30	1.68	15.99	6.59	1.68	8.28	9.11	3.51	12.62	14.30	3.51	17.82	6.59	3.51	10.11
Jul-31	9.12	1.68	10.81	14.32	1.68	16.00	6.61	1.68	8.29	9.12	3.51	12.64	14.32	3.51	17.84	6.61	3.51	10.12
Ago-31	9.14	1.68	10.82	14.34	1.68	16.02	6.62	1.68	8.30	9.14	3.51	12.65	14.34	3.51	17.86	6.62	3.51	10.14
Sep-31	9.15	1.68	10.83	14.36	1.68	16.04	6.64	1.68	8.32	9.15	3.51	12.66	14.36	3.51	17.88	6.64	3.51	10.15
Oct-31	9.16	1.68	10.85	14.38	1.68	16.06	6.65	1.68	8.33	9.16	3.51	12.68	14.38	3.51	17.90	6.65	3.51	10.16
Nov-31	9.18	1.68	10.86	14.40	1.68	16.08	6.66	1.68	8.35	9.18	3.51	12.69	14.40	3.51	17.92	6.66	3.51	10.18
Dic-31	9.19	1.68	10.87	14.42	1.68	16.10	6.68	1.68	8.36	9.19	3.51	12.71	14.42	3.51	17.94	6.68	3.51	10.19
Ene-32	9.21	1.68	10.89	14.44	1.68	16.12	6.69	1.68	8.37	9.21	3.51	12.72	14.44	3.51	17.96	6.69	3.51	10.20
Feb-32	9.22	1.68	10.90	14.46	1.68	16.14	6.70	1.68	8.38	9.22	3.51	12.73	14.46	3.51	17.97	6.70	3.51	10.21
Mar-32	9.23	1.68	10.92	14.48	1.68	16.16	6.71	1.68	8.39	9.23	3.51	12.75	14.48	3.51	17.99	6.71	3.51	10.22
Abr-32	9.25	1.68	10.93	14.50	1.68	16.18	6.72	1.68	8.40	9.25	3.51	12.76	14.50	3.51	18.01	6.72	3.51	10.23
May-32	9.26	1.68	10.94	14.52	1.68	16.20	6.73	1.68	8.41	9.26	3.51	12.78	14.52	3.51	18.03	6.73	3.51	10.24
Jun-32	9.28	1.68	10.96	14.54	1.68	16.22	6.74	1.68	8.42	9.28	3.51	12.79	14.54	3.51	18.05	6.74	3.51	10.25
Jul-32	9.29	1.68	10.97	14.56	1.68	16.24	6.75	1.68	8.43	9.29	3.51	12.80	14.56	3.51	18.07	6.75	3.51	10.26
Ago-32	9.30	1.68	10.99	14.58	1.68	16.26	6.75	1.68	8.44	9.30	3.51	12.82	14.58	3.51	18.09	6.75	3.51	10.27
Sep-32	9.32	1.68	11.00	14.60	1.68	16.28	6.76	1.68	8.45	9.32	3.51	12.83	14.60	3.51	18.11	6.76	3.51	10.28
Oct-32	9.33	1.68	11.01	14.62	1.68	16.30	6.77	1.68	8.46	9.33	3.51	12.85	14.62	3.51	18.13	6.77	3.51	10.29
Nov-32	9.35	1.68	11.03	14.64	1.68	16.32	6.78	1.68	8.47	9.35	3.51	12.86	14.64	3.51	18.15	6.78	3.51	10.30
Dic-32	9.36	1.68	11.04	14.66	1.68	16.34	6.79	1.68	8.48	9.36	3.51	12.87	14.66	3.51	18.17	6.79	3.51	10.31
Ene-33	9.37	1.68	11.06	14.68	1.68	16.36	6.81	1.68	8.49	9.37	3.51	12.89	14.68	3.51	18.19	6.81	3.51	10.32

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termodorada									Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termoemcali								
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo
Feb-33	9.39	1.68	11.07	14.70	1.68	16.38	6.82	1.68	8.50	9.39	3.51	12.90	14.70	3.51	18.21	6.82	3.51	10.34
Mar-33	9.40	1.68	11.08	14.72	1.68	16.40	6.84	1.68	8.52	9.40	3.51	12.92	14.72	3.51	18.23	6.84	3.51	10.35
Abr-33	9.42	1.68	11.10	14.74	1.68	16.42	6.85	1.68	8.53	9.42	3.51	12.93	14.74	3.51	18.25	6.85	3.51	10.36
May-33	9.43	1.68	11.11	14.76	1.68	16.44	6.86	1.68	8.55	9.43	3.51	12.94	14.76	3.51	18.28	6.86	3.51	10.38
Jun-33	9.44	1.68	11.13	14.78	1.68	16.46	6.88	1.68	8.56	9.44	3.51	12.96	14.78	3.51	18.30	6.88	3.51	10.39
Jul-33	9.46	1.68	11.14	14.80	1.68	16.48	6.89	1.68	8.57	9.46	3.51	12.97	14.80	3.51	18.32	6.89	3.51	10.41
Ago-33	9.47	1.68	11.15	14.82	1.68	16.50	6.91	1.68	8.59	9.47	3.51	12.99	14.82	3.51	18.34	6.91	3.51	10.42
Sep-33	9.49	1.68	11.17	14.84	1.68	16.52	6.92	1.68	8.60	9.49	3.51	13.00	14.84	3.51	18.36	6.92	3.51	10.44
Oct-33	9.50	1.68	11.18	14.86	1.68	16.54	6.94	1.68	8.62	9.50	3.51	13.01	14.86	3.51	18.38	6.94	3.51	10.45
Nov-33	9.52	1.68	11.20	14.88	1.68	16.56	6.95	1.68	8.63	9.52	3.51	13.03	14.88	3.51	18.40	6.95	3.51	10.46
Dic-33	9.53	1.68	11.21	14.90	1.68	16.59	6.96	1.68	8.65	9.53	3.51	13.04	14.90	3.51	18.42	6.96	3.51	10.48
Ene-34	9.54	1.68	11.23	14.92	1.68	16.61	6.99	1.68	8.67	9.54	3.51	13.06	14.92	3.51	18.44	6.99	3.51	10.50
Feb-34	9.56	1.68	11.24	14.94	1.68	16.63	7.02	1.68	8.70	9.56	3.51	13.07	14.94	3.51	18.46	7.02	3.51	10.53
Mar-34	9.57	1.68	11.25	14.97	1.68	16.65	7.04	1.68	8.72	9.57	3.51	13.09	14.97	3.51	18.48	7.04	3.51	10.56
Abr-34	9.59	1.68	11.27	14.99	1.68	16.67	7.07	1.68	8.75	9.59	3.51	13.10	14.99	3.51	18.50	7.07	3.51	10.58
May-34	9.60	1.68	11.28	15.01	1.68	16.69	7.10	1.68	8.78	9.60	3.51	13.12	15.01	3.51	18.52	7.10	3.51	10.61
Jun-34	9.62	1.68	11.30	15.03	1.68	16.71	7.12	1.68	8.80	9.62	3.51	13.13	15.03	3.51	18.54	7.12	3.51	10.64
Jul-34	9.63	1.68	11.31	15.05	1.68	16.73	7.15	1.68	8.83	9.63	3.51	13.14	15.05	3.51	18.56	7.15	3.51	10.66
Ago-34	9.64	1.68	11.33	15.07	1.68	16.75	7.18	1.68	8.86	9.64	3.51	13.16	15.07	3.51	18.58	7.18	3.51	10.69
Sep-34	9.66	1.68	11.34	15.09	1.68	16.77	7.20	1.68	8.88	9.66	3.51	13.17	15.09	3.51	18.60	7.20	3.51	10.72
Oct-34	9.67	1.68	11.36	15.11	1.68	16.79	7.23	1.68	8.91	9.67	3.51	13.19	15.11	3.51	18.62	7.23	3.51	10.74
Nov-34	9.69	1.68	11.37	15.13	1.68	16.81	7.26	1.68	8.94	9.69	3.51	13.20	15.13	3.51	18.64	7.26	3.51	10.77
Dic-34	9.70	1.68	11.38	15.15	1.68	16.83	7.28	1.68	8.96	9.70	3.51	13.22	15.15	3.51	18.67	7.28	3.51	10.80
Ene-35	9.72	1.68	11.40	15.17	1.68	16.85	7.31	1.68	8.99	9.72	3.51	13.23	15.17	3.51	18.69	7.31	3.51	10.82
Feb-35	9.73	1.68	11.41	15.19	1.68	16.87	7.34	1.68	9.02	9.73	3.51	13.25	15.19	3.51	18.71	7.34	3.51	10.85
Mar-35	9.75	1.68	11.43	15.21	1.68	16.90	7.37	1.68	9.05	9.75	3.51	13.26	15.21	3.51	18.73	7.37	3.51	10.88
Abr-35	9.76	1.68	11.44	15.23	1.68	16.92	7.40	1.68	9.08	9.76	3.51	13.28	15.23	3.51	18.75	7.40	3.51	10.91
May-35	9.78	1.68	11.46	15.26	1.68	16.94	7.42	1.68	9.11	9.78	3.51	13.29	15.26	3.51	18.77	7.42	3.51	10.94
Jun-35	9.79	1.68	11.47	15.28	1.68	16.96	7.45	1.68	9.13	9.79	3.51	13.30	15.28	3.51	18.79	7.45	3.51	10.97
Jul-35	9.81	1.68	11.49	15.30	1.68	16.98	7.48	1.68	9.16	9.81	3.51	13.32	15.30	3.51	18.81	7.48	3.51	11.00
Ago-35	9.82	1.68	11.50	15.32	1.68	17.00	7.51	1.68	9.19	9.82	3.51	13.33	15.32	3.51	18.83	7.51	3.51	11.02
Sep-35	9.83	1.68	11.52	15.34	1.68	17.02	7.54	1.68	9.22	9.83	3.51	13.35	15.34	3.51	18.85	7.54	3.51	11.05
Oct-35	9.85	1.68	11.53	15.36	1.68	17.04	7.57	1.68	9.25	9.85	3.51	13.36	15.36	3.51	18.88	7.57	3.51	11.08
Nov-35	9.86	1.68	11.55	15.38	1.68	17.06	7.60	1.68	9.28	9.86	3.51	13.38	15.38	3.51	18.90	7.60	3.51	11.11
Dic-35	9.88	1.68	11.56	15.40	1.68	17.09	7.63	1.68	9.31	9.88	3.51	13.39	15.40	3.51	18.92	7.63	3.51	11.14
Ene-36	9.89	1.68	11.58	15.42	1.68	17.11	7.66	1.68	9.35	9.89	3.51	13.41	15.42	3.51	18.94	7.66	3.51	11.18
Feb-36	9.91	1.68	11.59	15.45	1.68	17.13	7.70	1.68	9.38	9.91	3.51	13.42	15.45	3.51	18.96	7.70	3.51	11.21
Mar-36	9.92	1.68	11.61	15.47	1.68	17.15	7.74	1.68	9.42	9.92	3.51	13.44	15.47	3.51	18.98	7.74	3.51	11.25
Abr-36	9.94	1.68	11.62	15.49	1.68	17.17	7.77	1.68	9.46	9.94	3.51	13.45	15.49	3.51	19.00	7.77	3.51	11.29
May-36	9.95	1.68	11.64	15.51	1.68	17.19	7.81	1.68	9.49	9.95	3.51	13.47	15.51	3.51	19.02	7.81	3.51	11.33
Jun-36	9.97	1.68	11.65	15.53	1.68	17.21	7.85	1.68	9.53	9.97	3.51	13.48	15.53	3.51	19.05	7.85	3.51	11.36
Jul-36	9.98	1.68	11.67	15.55	1.68	17.23	7.89	1.68	9.57	9.98	3.51	13.50	15.55	3.51	19.07	7.89	3.51	11.40
Ago-36	10.00	1.68	11.68	15.57	1.68	17.26	7.92	1.68	9.61	10.00	3.51	13.51	15.57	3.51	19.09	7.92	3.51	11.44
Sep-36	10.01	1.68	11.70	15.60	1.68	17.28	7.96	1.68	9.64	10.01	3.51	13.53	15.60	3.51	19.11	7.96	3.51	11.48
Oct-36	10.03	1.68	11.71	15.62	1.68	17.30	8.00	1.68	9.68	10.03	3.51	13.54	15.62	3.51	19.13	8.00	3.51	11.51
Nov-36	10.04	1.68	11.73	15.64	1.68	17.32	8.04	1.68	9.72	10.04	3.51	13.56	15.64	3.51	19.15	8.04	3.51	11.55
Dic-36	10.04	1.68	11.73	15.66	1.68	17.34	8.08	1.68	9.76	10.04	3.51	13.56	15.66	3.51	19.17	8.08	3.51	11.59

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU) – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termovalle									Precio US\$/MBTU 2011 Termoyopal		
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia
Ene-13	3.88	3.64	7.52	3.88	3.64	7.52	3.88	3.64	7.52	3.88	0.00	3.88
Feb-13	3.82	3.64	7.46	3.82	3.64	7.46	3.82	3.64	7.46	3.82	0.00	3.82
Mar-13	3.81	3.64	7.46	3.81	3.64	7.46	3.81	3.64	7.46	3.81	0.00	3.81
Abr-13	3.78	3.64	7.42	3.78	3.64	7.42	3.78	3.64	7.42	3.78	0.00	3.78
May-13	3.79	3.64	7.43	3.79	3.64	7.43	3.79	3.64	7.43	3.79	0.00	3.79
Jun-13	3.77	3.64	7.41	3.77	3.64	7.41	3.77	3.64	7.41	3.77	0.00	3.77
Jul-13	3.79	3.64	7.43	3.79	3.64	7.43	3.79	3.64	7.43	3.79	0.00	3.79
Ago-13	3.77	3.64	7.42	3.77	3.64	7.42	3.77	3.64	7.42	3.77	0.00	3.77
Sep-13	3.76	3.64	7.41	3.76	3.64	7.41	3.76	3.64	7.41	3.76	0.00	3.76
Oct-13	3.75	3.64	7.40	3.75	3.64	7.40	3.75	3.64	7.40	3.75	0.00	3.75
Nov-13	3.73	3.64	7.37	3.73	3.64	7.37	3.73	3.64	7.37	3.73	0.00	3.73
Dic-13	3.75	3.64	7.40	3.75	3.64	7.40	3.75	3.64	7.40	3.75	0.00	3.75
Ene-14	5.05	3.64	8.69	12.27	3.64	15.91	3.77	3.64	7.41	5.05	0.00	5.05
Feb-14	4.98	3.64	8.62	12.30	3.64	15.94	3.70	3.64	7.35	4.98	0.00	4.98
Mar-14	4.80	3.64	8.44	12.34	3.64	15.98	3.52	3.64	7.16	4.80	0.00	4.80
Abr-14	4.73	3.64	8.38	12.37	3.64	16.01	3.46	3.64	7.10	4.73	0.00	4.73
May-14	4.75	3.64	8.40	12.41	3.64	16.05	3.47	3.64	7.12	4.75	0.00	4.75
Jun-14	4.79	3.64	8.43	12.44	3.64	16.08	3.51	3.64	7.15	4.79	0.00	4.79
Jul-14	4.74	3.64	8.39	12.48	3.64	16.12	3.46	3.64	7.11	4.74	0.00	4.74
Ago-14	4.79	3.64	8.43	12.51	3.64	16.15	3.51	3.64	7.15	4.79	0.00	4.79
Sep-14	4.80	3.64	8.44	12.55	3.64	16.19	3.52	3.64	7.16	4.80	0.00	4.80
Oct-14	4.87	3.64	8.51	12.58	3.64	16.23	3.59	3.64	7.24	4.87	0.00	4.87
Nov-14	4.93	3.64	8.57	12.62	3.64	16.26	3.65	3.64	7.29	4.93	0.00	4.93
Dic-14	5.05	3.64	8.69	12.65	3.64	16.30	3.77	3.64	7.41	5.05	0.00	5.05
Ene-15	5.05	3.64	8.69	12.64	3.64	16.29	3.77	3.64	7.41	5.05	0.00	5.05
Feb-15	5.04	3.64	8.69	12.64	3.64	16.28	3.77	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Mar-15	5.04	3.64	8.69	12.63	3.64	16.27	3.77	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Abr-15	5.04	3.64	8.69	12.62	3.64	16.26	3.77	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
May-15	5.04	3.64	8.69	12.61	3.64	16.25	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Jun-15	5.04	3.64	8.69	12.60	3.64	16.24	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Jul-15	5.04	3.64	8.69	12.59	3.64	16.23	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Ago-15	5.04	3.64	8.69	12.58	3.64	16.23	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Sep-15	5.04	3.64	8.69	12.57	3.64	16.22	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Oct-15	5.04	3.64	8.69	12.57	3.64	16.21	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Nov-15	5.04	3.64	8.68	12.56	3.64	16.20	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Dic-15	5.04	3.64	8.68	12.55	3.64	16.19	3.76	3.64	7.41	5.04	0.00	5.04
Ene-16	5.08	3.64	8.73	12.54	3.64	16.18	3.80	3.64	7.45	5.08	0.00	5.08
Feb-16	5.13	3.64	8.77	12.53	3.64	16.17	3.85	3.64	7.49	5.13	0.00	5.13
Mar-16	5.17	3.64	8.81	12.52	3.64	16.16	3.89	3.64	7.53	5.17	0.00	5.17
Abr-16	5.21	3.64	8.86	12.51	3.64	16.16	3.93	3.64	7.58	5.21	0.00	5.21
May-16	5.26	3.64	8.90	12.50	3.64	16.15	3.98	3.64	7.62	5.26	0.00	5.26
Jun-16	5.30	3.64	8.95	12.50	3.64	16.14	4.02	3.64	7.67	5.30	0.00	5.30
Jul-16	5.35	3.64	8.99	12.49	3.64	16.13	4.07	3.64	7.71	5.35	0.00	5.35
Ago-16	5.39	3.64	9.04	12.48	3.64	16.12	4.11	3.64	7.76	5.39	0.00	5.39
Sep-16	5.44	3.64	9.08	12.47	3.64	16.11	4.16	3.64	7.80	5.44	0.00	5.44
Oct-16	5.49	3.64	9.13	12.46	3.64	16.10	4.21	3.64	7.85	5.49	0.00	5.49
Nov-16	5.53	3.64	9.18	12.45	3.64	16.09	4.25	3.64	7.90	5.53	0.00	5.53
Dic-16	5.58	3.64	9.22	12.44	3.64	16.09	4.30	3.64	7.95	5.58	0.00	5.58

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU) – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termovalle									Precio US\$/MBTU 2011 Termoyopal		
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia
Ene-17	5.59	3.64	9.24	12.41	3.64	16.05	4.32	3.64	7.96	5.59	0.00	5.59
Feb-17	5.61	3.64	9.25	12.37	3.64	16.01	4.33	3.64	7.97	5.61	0.00	5.61
Mar-17	5.62	3.64	9.26	12.34	3.64	15.98	4.34	3.64	7.98	5.62	0.00	5.62
Abr-17	5.63	3.64	9.28	12.30	3.64	15.94	4.35	3.64	8.00	5.63	0.00	5.63
May-17	5.65	3.64	9.29	12.27	3.64	15.91	4.37	3.64	8.01	5.65	0.00	5.65
Jun-17	5.66	3.64	9.30	12.23	3.64	15.87	4.38	3.64	8.02	5.66	0.00	5.66
Jul-17	5.67	3.64	9.32	12.19	3.64	15.84	4.39	3.64	8.04	5.67	0.00	5.67
Ago-17	5.69	3.64	9.33	12.16	3.64	15.80	4.41	3.64	8.05	5.69	0.00	5.69
Sep-17	5.70	3.64	9.34	12.13	3.64	15.77	4.42	3.64	8.06	5.70	0.00	5.70
Oct-17	5.71	3.64	9.36	12.09	3.64	15.73	4.43	3.64	8.08	5.71	0.00	5.71
Nov-17	5.73	3.64	9.37	12.06	3.64	15.70	4.45	3.64	8.09	5.73	0.00	5.73
Dic-17	5.74	3.64	9.38	12.02	3.64	15.66	4.46	3.64	8.10	5.74	0.00	5.74
Ene-18	5.76	3.64	9.41	11.99	3.64	15.63	4.49	3.64	8.13	5.76	0.00	5.76
Feb-18	5.79	3.64	9.43	11.95	3.64	15.59	4.51	3.64	8.15	5.79	0.00	5.79
Mar-18	5.82	3.64	9.46	11.91	3.64	15.56	4.54	3.64	8.18	5.82	0.00	5.82
Abr-18	5.84	3.64	9.49	11.88	3.64	15.52	4.56	3.64	8.21	5.84	0.00	5.84
May-18	5.87	3.64	9.51	11.84	3.64	15.49	4.59	3.64	8.23	5.87	0.00	5.87
Jun-18	5.89	3.64	9.54	11.81	3.64	15.45	4.62	3.64	8.26	5.89	0.00	5.89
Jul-18	5.92	3.64	9.56	11.77	3.64	15.42	4.64	3.64	8.28	5.92	0.00	5.92
Ago-18	5.95	3.64	9.59	11.74	3.64	15.38	4.67	3.64	8.31	5.95	0.00	5.95
Sep-18	5.97	3.64	9.62	11.70	3.64	15.35	4.69	3.64	8.34	5.97	0.00	5.97
Oct-18	7.23	3.64	10.88	11.67	3.64	15.31	4.72	3.64	8.36	7.23	0.00	7.23
Nov-18	7.21	3.64	10.85	11.63	3.64	15.28	4.75	3.64	8.39	7.21	0.00	7.21
Dic-18	7.20	3.64	10.85	11.60	3.64	15.24	4.78	3.64	8.42	7.20	0.00	7.20
Ene-19	7.20	3.64	10.84	11.59	3.64	15.23	4.78	3.64	8.43	7.20	0.00	7.20
Feb-19	7.19	3.64	10.83	11.58	3.64	15.23	4.79	3.64	8.44	7.19	0.00	7.19
Mar-19	7.18	3.64	10.83	11.57	3.64	15.22	4.80	3.64	8.44	7.18	0.00	7.18
Abr-19	7.18	3.64	10.82	11.56	3.64	15.21	4.81	3.64	8.45	7.18	0.00	7.18
May-19	7.17	3.64	10.81	11.55	3.64	15.20	4.82	3.64	8.46	7.17	0.00	7.17
Jun-19	7.17	3.64	10.81	11.55	3.64	15.19	4.83	3.64	8.47	7.17	0.00	7.17
Jul-19	7.16	3.64	10.80	11.54	3.64	15.18	4.84	3.64	8.48	7.16	0.00	7.16
Ago-19	7.15	3.64	10.80	11.53	3.64	15.17	4.85	3.64	8.49	7.15	0.00	7.15
Sep-19	7.15	3.64	10.79	11.52	3.64	15.16	4.86	3.64	8.50	7.15	0.00	7.15
Oct-19	7.14	3.64	10.78	11.51	3.64	15.16	4.86	3.64	8.51	7.14	0.00	7.14
Nov-19	7.13	3.64	10.78	11.50	3.64	15.15	4.87	3.64	8.52	7.13	0.00	7.13
Dic-19	7.15	3.64	10.80	11.49	3.64	15.14	4.88	3.64	8.53	7.15	0.00	7.15
Ene-20	7.17	3.64	10.81	11.52	3.64	15.16	4.89	3.64	8.53	7.17	0.00	7.17
Feb-20	7.19	3.64	10.83	11.55	3.64	15.19	4.90	3.64	8.54	7.19	0.00	7.19
Mar-20	7.21	3.64	10.85	11.57	3.64	15.22	4.91	3.64	8.55	7.21	0.00	7.21
Abr-20	7.23	3.64	10.87	11.60	3.64	15.24	4.92	3.64	8.56	7.23	0.00	7.23
May-20	7.24	3.64	10.89	11.63	3.64	15.27	4.93	3.64	8.57	7.24	0.00	7.24
Jun-20	7.26	3.64	10.91	11.65	3.64	15.29	4.93	3.64	8.58	7.26	0.00	7.26
Jul-20	7.28	3.64	10.92	11.68	3.64	15.32	4.94	3.64	8.59	7.28	0.00	7.28
Ago-20	7.30	3.64	10.94	11.70	3.64	15.35	4.95	3.64	8.60	7.30	0.00	7.30
Sep-20	7.32	3.64	10.96	11.73	3.64	15.37	4.96	3.64	8.60	7.32	0.00	7.32
Oct-20	7.34	3.64	10.98	11.76	3.64	15.40	4.97	3.64	8.61	7.34	0.00	7.34
Nov-20	7.36	3.64	11.00	11.78	3.64	15.43	4.98	3.64	8.62	7.36	0.00	7.36
Dic-20	7.39	3.64	11.03	11.81	3.64	15.45	4.99	3.64	8.63	7.39	0.00	7.39

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termovalle									Precio US\$/MBTU 2011 Termoyopal		
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia
Ene-21	7.42	3.64	11.06	11.85	3.64	15.50	5.00	3.64	8.64	7.42	0.00	7.42
Feb-21	7.45	3.64	11.09	11.90	3.64	15.54	5.01	3.64	8.66	7.45	0.00	7.45
Mar-21	7.48	3.64	11.12	11.94	3.64	15.58	5.02	3.64	8.67	7.48	0.00	7.48
Abr-21	7.51	3.64	11.15	11.98	3.64	15.63	5.04	3.64	8.68	7.51	0.00	7.51
May-21	7.54	3.64	11.18	12.03	3.64	15.67	5.05	3.64	8.69	7.54	0.00	7.54
Jun-21	7.57	3.64	11.21	12.07	3.64	15.71	5.06	3.64	8.71	7.57	0.00	7.57
Jul-21	7.60	3.64	11.24	12.11	3.64	15.76	5.07	3.64	8.72	7.60	0.00	7.60
Ago-21	7.63	3.64	11.27	12.16	3.64	15.80	5.09	3.64	8.73	7.63	0.00	7.63
Sep-21	7.66	3.64	11.30	12.20	3.64	15.85	5.10	3.64	8.74	7.66	0.00	7.66
Oct-21	7.69	3.64	11.33	12.25	3.64	15.89	5.11	3.64	8.76	7.69	0.00	7.69
Nov-21	7.72	3.64	11.37	12.29	3.64	15.94	5.12	3.64	8.77	7.72	0.00	7.72
Dic-21	7.74	3.64	11.38	12.34	3.64	15.98	5.14	3.64	8.78	7.74	0.00	7.74
Ene-22	7.75	3.64	11.39	12.35	3.64	16.00	5.16	3.64	8.80	7.75	0.00	7.75
Feb-22	7.76	3.64	11.40	12.37	3.64	16.02	5.18	3.64	8.82	7.76	0.00	7.76
Mar-22	7.77	3.64	11.41	12.39	3.64	16.03	5.20	3.64	8.85	7.77	0.00	7.77
Abr-22	7.78	3.64	11.43	12.41	3.64	16.05	5.22	3.64	8.87	7.78	0.00	7.78
May-22	7.80	3.64	11.44	12.42	3.64	16.07	5.25	3.64	8.89	7.80	0.00	7.80
Jun-22	7.81	3.64	11.45	12.44	3.64	16.09	5.27	3.64	8.91	7.81	0.00	7.81
Jul-22	7.82	3.64	11.46	12.46	3.64	16.10	5.29	3.64	8.93	7.82	0.00	7.82
Ago-22	7.83	3.64	11.48	12.48	3.64	16.12	5.31	3.64	8.96	7.83	0.00	7.83
Sep-22	7.85	3.64	11.49	12.49	3.64	16.14	5.33	3.64	8.98	7.85	0.00	7.85
Oct-22	7.86	3.64	11.50	12.51	3.64	16.16	5.36	3.64	9.00	7.86	0.00	7.86
Nov-22	7.87	3.64	11.51	12.53	3.64	16.17	5.38	3.64	9.02	7.87	0.00	7.87
Dic-22	7.88	3.64	11.52	12.55	3.64	16.19	5.40	3.64	9.04	7.88	0.00	7.88
Ene-23	7.89	3.64	11.53	12.56	3.64	16.20	5.42	3.64	9.06	7.89	0.00	7.89
Feb-23	7.90	3.64	11.54	12.57	3.64	16.22	5.44	3.64	9.08	7.90	0.00	7.90
Mar-23	7.91	3.64	11.55	12.59	3.64	16.23	5.46	3.64	9.10	7.91	0.00	7.91
Abr-23	7.92	3.64	11.56	12.60	3.64	16.24	5.48	3.64	9.12	7.92	0.00	7.92
May-23	7.93	3.64	11.57	12.61	3.64	16.26	5.50	3.64	9.14	7.93	0.00	7.93
Jun-23	7.93	3.64	11.58	12.63	3.64	16.27	5.52	3.64	9.16	7.93	0.00	7.93
Jul-23	7.94	3.64	11.59	12.64	3.64	16.28	5.54	3.64	9.18	7.94	0.00	7.94
Ago-23	7.95	3.64	11.60	12.65	3.64	16.30	5.56	3.64	9.20	7.95	0.00	7.95
Sep-23	7.96	3.64	11.61	12.67	3.64	16.31	5.58	3.64	9.22	7.96	0.00	7.96
Oct-23	7.97	3.64	11.61	12.68	3.64	16.32	5.60	3.64	9.24	7.97	0.00	7.97
Nov-23	7.98	3.64	11.62	12.69	3.64	16.34	5.62	3.64	9.26	7.98	0.00	7.98
Dic-23	7.99	3.64	11.63	12.71	3.64	16.35	5.64	3.64	9.28	7.99	0.00	7.99
Ene-24	8.00	3.64	11.64	12.72	3.64	16.36	5.65	3.64	9.29	8.00	0.00	8.00
Feb-24	8.01	3.64	11.65	12.73	3.64	16.38	5.66	3.64	9.31	8.01	0.00	8.01
Mar-24	8.02	3.64	11.66	12.75	3.64	16.39	5.67	3.64	9.32	8.02	0.00	8.02
Abr-24	8.03	3.64	11.67	12.76	3.64	16.40	5.68	3.64	9.33	8.03	0.00	8.03
May-24	8.04	3.64	11.68	12.77	3.64	16.41	5.70	3.64	9.34	8.04	0.00	8.04
Jun-24	8.04	3.64	11.69	12.78	3.64	16.43	5.71	3.64	9.35	8.04	0.00	8.04
Jul-24	8.05	3.64	11.70	12.80	3.64	16.44	5.72	3.64	9.36	8.05	0.00	8.05
Ago-24	8.06	3.64	11.71	12.81	3.64	16.45	5.73	3.64	9.37	8.06	0.00	8.06
Sep-24	8.07	3.64	11.72	12.82	3.64	16.47	5.74	3.64	9.38	8.07	0.00	8.07
Oct-24	8.08	3.64	11.72	12.84	3.64	16.48	5.75	3.64	9.40	8.08	0.00	8.08
Nov-24	8.09	3.64	11.73	12.85	3.64	16.49	5.76	3.64	9.41	8.09	0.00	8.09
Dic-24	8.10	3.64	11.75	12.86	3.64	16.51	5.78	3.64	9.42	8.10	0.00	8.10

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termovalle									Precio US\$/MBTU 2011 Termoyopal		
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia
Ene-25	8.12	3.64	11.76	12.88	3.64	16.52	5.78	3.64	9.43	8.12	0.00	8.12
Feb-25	8.13	3.64	11.77	12.90	3.64	16.54	5.79	3.64	9.44	8.13	0.00	8.13
Mar-25	8.14	3.64	11.78	12.92	3.64	16.56	5.80	3.64	9.44	8.14	0.00	8.14
Abr-25	8.15	3.64	11.79	12.93	3.64	16.58	5.81	3.64	9.45	8.15	0.00	8.15
May-25	8.16	3.64	11.81	12.95	3.64	16.59	5.82	3.64	9.46	8.16	0.00	8.16
Jun-25	8.18	3.64	11.82	12.97	3.64	16.61	5.83	3.64	9.47	8.18	0.00	8.18
Jul-25	8.19	3.64	11.83	12.99	3.64	16.63	5.83	3.64	9.48	8.19	0.00	8.19
Ago-25	8.20	3.64	11.84	13.00	3.64	16.65	5.84	3.64	9.49	8.20	0.00	8.20
Sep-25	8.21	3.64	11.86	13.02	3.64	16.66	5.85	3.64	9.49	8.21	0.00	8.21
Oct-25	8.23	3.64	11.87	13.04	3.64	16.68	5.86	3.64	9.50	8.23	0.00	8.23
Nov-25	8.24	3.64	11.88	13.06	3.64	16.70	5.87	3.64	9.51	8.24	0.00	8.24
Dic-25	8.25	3.64	11.89	13.07	3.64	16.72	5.88	3.64	9.52	8.25	0.00	8.25
Ene-26	8.26	3.64	11.91	13.09	3.64	16.74	5.89	3.64	9.53	8.26	0.00	8.26
Feb-26	8.27	3.64	11.92	13.11	3.64	16.75	5.91	3.64	9.55	8.27	0.00	8.27
Mar-26	8.29	3.64	11.93	13.13	3.64	16.77	5.92	3.64	9.56	8.29	0.00	8.29
Abr-26	8.30	3.64	11.94	13.15	3.64	16.79	5.94	3.64	9.58	8.30	0.00	8.30
May-26	8.31	3.64	11.96	13.16	3.64	16.81	5.95	3.64	9.59	8.31	0.00	8.31
Jun-26	8.32	3.64	11.97	13.18	3.64	16.82	5.97	3.64	9.61	8.32	0.00	8.32
Jul-26	8.34	3.64	11.98	13.20	3.64	16.84	5.98	3.64	9.62	8.34	0.00	8.34
Ago-26	8.35	3.64	11.99	13.22	3.64	16.86	6.00	3.64	9.64	8.35	0.00	8.35
Sep-26	8.36	3.64	12.01	13.24	3.64	16.88	6.01	3.64	9.65	8.36	0.00	8.36
Oct-26	8.37	3.64	12.02	13.25	3.64	16.90	6.03	3.64	9.67	8.37	0.00	8.37
Nov-26	8.39	3.64	12.03	13.27	3.64	16.91	6.04	3.64	9.68	8.39	0.00	8.39
Dic-26	8.40	3.64	12.04	13.29	3.64	16.93	6.06	3.64	9.70	8.40	0.00	8.40
Ene-27	8.41	3.64	12.06	13.31	3.64	16.95	6.06	3.64	9.71	8.41	0.00	8.41
Feb-27	8.43	3.64	12.07	13.33	3.64	16.97	6.07	3.64	9.71	8.43	0.00	8.43
Mar-27	8.44	3.64	12.08	13.34	3.64	16.99	6.08	3.64	9.72	8.44	0.00	8.44
Abr-27	8.45	3.64	12.09	13.36	3.64	17.00	6.09	3.64	9.73	8.45	0.00	8.45
May-27	8.46	3.64	12.11	13.38	3.64	17.02	6.09	3.64	9.74	8.46	0.00	8.46
Jun-27	8.48	3.64	12.12	13.40	3.64	17.04	6.10	3.64	9.74	8.48	0.00	8.48
Jul-27	8.49	3.64	12.13	13.42	3.64	17.06	6.11	3.64	9.75	8.49	0.00	8.49
Ago-27	8.50	3.64	12.14	13.43	3.64	17.08	6.12	3.64	9.76	8.50	0.00	8.50
Sep-27	8.51	3.64	12.16	13.45	3.64	17.10	6.12	3.64	9.77	8.51	0.00	8.51
Oct-27	8.53	3.64	12.17	13.47	3.64	17.11	6.13	3.64	9.77	8.53	0.00	8.53
Nov-27	8.54	3.64	12.18	13.49	3.64	17.13	6.14	3.64	9.78	8.54	0.00	8.54
Dic-27	8.55	3.64	12.20	13.51	3.64	17.15	6.15	3.64	9.79	8.55	0.00	8.55
Ene-28	8.57	3.64	12.21	13.53	3.64	17.17	6.16	3.64	9.80	8.57	0.00	8.57
Feb-28	8.58	3.64	12.22	13.54	3.64	17.19	6.17	3.64	9.81	8.58	0.00	8.58
Mar-28	8.59	3.64	12.23	13.56	3.64	17.21	6.18	3.64	9.83	8.59	0.00	8.59
Abr-28	8.60	3.64	12.25	13.58	3.64	17.22	6.20	3.64	9.84	8.60	0.00	8.60
May-28	8.62	3.64	12.26	13.60	3.64	17.24	6.21	3.64	9.85	8.62	0.00	8.62
Jun-28	8.63	3.64	12.27	13.62	3.64	17.26	6.22	3.64	9.86	8.63	0.00	8.63
Jul-28	8.64	3.64	12.29	13.64	3.64	17.28	6.23	3.64	9.88	8.64	0.00	8.64
Ago-28	8.66	3.64	12.30	13.66	3.64	17.30	6.25	3.64	9.89	8.66	0.00	8.66
Sep-28	8.67	3.64	12.31	13.67	3.64	17.32	6.26	3.64	9.90	8.67	0.00	8.67
Oct-28	8.68	3.64	12.33	13.69	3.64	17.34	6.27	3.64	9.92	8.68	0.00	8.68
Nov-28	8.70	3.64	12.34	13.71	3.64	17.35	6.28	3.64	9.93	8.70	0.00	8.70
Dic-28	8.71	3.64	12.35	13.73	3.64	17.37	6.30	3.64	9.94	8.71	0.00	8.71

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU) – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termovalle									Precio US\$/MBTU 2011 Termoyopal		
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia
Ene-29	8.72	3.64	12.36	13.75	3.64	17.39	6.31	3.64	9.95	8.72	0.00	8.72
Feb-29	8.73	3.64	12.38	13.77	3.64	17.41	6.31	3.64	9.96	8.73	0.00	8.73
Mar-29	8.75	3.64	12.39	13.79	3.64	17.43	6.32	3.64	9.96	8.75	0.00	8.75
Abr-29	8.76	3.64	12.40	13.80	3.64	17.45	6.33	3.64	9.97	8.76	0.00	8.76
May-29	8.77	3.64	12.42	13.82	3.64	17.47	6.34	3.64	9.98	8.77	0.00	8.77
Jun-29	8.79	3.64	12.43	13.84	3.64	17.49	6.34	3.64	9.99	8.79	0.00	8.79
Jul-29	8.80	3.64	12.44	13.86	3.64	17.50	6.35	3.64	10.00	8.80	0.00	8.80
Ago-29	8.81	3.64	12.46	13.88	3.64	17.52	6.36	3.64	10.00	8.81	0.00	8.81
Sep-29	8.83	3.64	12.47	13.90	3.64	17.54	6.37	3.64	10.01	8.83	0.00	8.83
Oct-29	8.84	3.64	12.48	13.92	3.64	17.56	6.38	3.64	10.02	8.84	0.00	8.84
Nov-29	8.85	3.64	12.50	13.94	3.64	17.58	6.39	3.64	10.03	8.85	0.00	8.85
Dic-29	8.87	3.64	12.51	13.96	3.64	17.60	6.39	3.64	10.04	8.87	0.00	8.87
Ene-30	8.88	3.64	12.52	13.98	3.64	17.62	6.40	3.64	10.05	8.88	0.00	8.88
Feb-30	8.89	3.64	12.54	13.99	3.64	17.64	6.41	3.64	10.06	8.89	0.00	8.89
Mar-30	8.91	3.64	12.55	14.01	3.64	17.66	6.42	3.64	10.07	8.91	0.00	8.91
Abr-30	8.92	3.64	12.56	14.03	3.64	17.68	6.43	3.64	10.08	8.92	0.00	8.92
May-30	8.93	3.64	12.58	14.05	3.64	17.69	6.44	3.64	10.09	8.93	0.00	8.93
Jun-30	8.95	3.64	12.59	14.07	3.64	17.71	6.45	3.64	10.10	8.95	0.00	8.95
Jul-30	8.96	3.64	12.60	14.09	3.64	17.73	6.46	3.64	10.11	8.96	0.00	8.96
Ago-30	8.97	3.64	12.62	14.11	3.64	17.75	6.47	3.64	10.12	8.97	0.00	8.97
Sep-30	8.99	3.64	12.63	14.13	3.64	17.77	6.48	3.64	10.13	8.99	0.00	8.99
Oct-30	9.00	3.64	12.64	14.15	3.64	17.79	6.49	3.64	10.14	9.00	0.00	9.00
Nov-30	9.01	3.64	12.66	14.17	3.64	17.81	6.50	3.64	10.15	9.01	0.00	9.01
Dic-30	9.03	3.64	12.67	14.19	3.64	17.83	6.51	3.64	10.16	9.03	0.00	9.03
Ene-31	9.04	3.64	12.68	14.21	3.64	17.85	6.53	3.64	10.17	9.04	0.00	9.04
Feb-31	9.06	3.64	12.70	14.23	3.64	17.87	6.54	3.64	10.18	9.06	0.00	9.06
Mar-31	9.07	3.64	12.71	14.24	3.64	17.89	6.55	3.64	10.20	9.07	0.00	9.07
Abr-31	9.08	3.64	12.73	14.26	3.64	17.91	6.57	3.64	10.21	9.08	0.00	9.08
May-31	9.10	3.64	12.74	14.28	3.64	17.93	6.58	3.64	10.22	9.10	0.00	9.10
Jun-31	9.11	3.64	12.75	14.30	3.64	17.95	6.59	3.64	10.24	9.11	0.00	9.11
Jul-31	9.12	3.64	12.77	14.32	3.64	17.97	6.61	3.64	10.25	9.12	0.00	9.12
Ago-31	9.14	3.64	12.78	14.34	3.64	17.99	6.62	3.64	10.27	9.14	0.00	9.14
Sep-31	9.15	3.64	12.79	14.36	3.64	18.01	6.64	3.64	10.28	9.15	0.00	9.15
Oct-31	9.16	3.64	12.81	14.38	3.64	18.03	6.65	3.64	10.29	9.16	0.00	9.16
Nov-31	9.18	3.64	12.82	14.40	3.64	18.04	6.66	3.64	10.31	9.18	0.00	9.18
Dic-31	9.19	3.64	12.84	14.42	3.64	18.06	6.68	3.64	10.32	9.19	0.00	9.19
Ene-32	9.21	3.64	12.85	14.44	3.64	18.08	6.69	3.64	10.33	9.21	0.00	9.21
Feb-32	9.22	3.64	12.86	14.46	3.64	18.10	6.70	3.64	10.34	9.22	0.00	9.22
Mar-32	9.23	3.64	12.88	14.48	3.64	18.12	6.71	3.64	10.35	9.23	0.00	9.23
Abr-32	9.25	3.64	12.89	14.50	3.64	18.14	6.72	3.64	10.36	9.25	0.00	9.25
May-32	9.26	3.64	12.90	14.52	3.64	18.16	6.73	3.64	10.37	9.26	0.00	9.26
Jun-32	9.28	3.64	12.92	14.54	3.64	18.18	6.74	3.64	10.38	9.28	0.00	9.28
Jul-32	9.29	3.64	12.93	14.56	3.64	18.20	6.75	3.64	10.39	9.29	0.00	9.29
Ago-32	9.30	3.64	12.95	14.58	3.64	18.22	6.75	3.64	10.40	9.30	0.00	9.30
Sep-32	9.32	3.64	12.96	14.60	3.64	18.24	6.76	3.64	10.41	9.32	0.00	9.32
Oct-32	9.33	3.64	12.97	14.62	3.64	18.26	6.77	3.64	10.42	9.33	0.00	9.33
Nov-32	9.35	3.64	12.99	14.64	3.64	18.28	6.78	3.64	10.43	9.35	0.00	9.35
Dic-32	9.36	3.64	13.00	14.66	3.64	18.30	6.79	3.64	10.44	9.36	0.00	9.36
Ene-33	9.37	3.64	13.02	14.68	3.64	18.32	6.81	3.64	10.45	9.37	0.00	9.37

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2011) / MBTU – Continuación

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU 2011 Termovalle									Precio US\$/MBTU 2011 Termoyopal		
	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia	Precio Alto Boca Pozo	Transporte	Total Alto	Precio Bajo Boca Pozo	Transporte	Total Bajo	Precio Referencia Boca Pozo	Transporte	Total Referencia
Feb-33	9.39	3.64	13.03	14.70	3.64	18.34	6.82	3.64	10.46	9.39	0.00	9.39
Mar-33	9.40	3.64	13.04	14.72	3.64	18.36	6.84	3.64	10.48	9.40	0.00	9.40
Abr-33	9.42	3.64	13.06	14.74	3.64	18.38	6.85	3.64	10.49	9.42	0.00	9.42
May-33	9.43	3.64	13.07	14.76	3.64	18.40	6.86	3.64	10.51	9.43	0.00	9.43
Jun-33	9.44	3.64	13.09	14.78	3.64	18.42	6.88	3.64	10.52	9.44	0.00	9.44
Jul-33	9.46	3.64	13.10	14.80	3.64	18.44	6.89	3.64	10.54	9.46	0.00	9.46
Ago-33	9.47	3.64	13.12	14.82	3.64	18.47	6.91	3.64	10.55	9.47	0.00	9.47
Sep-33	9.49	3.64	13.13	14.84	3.64	18.49	6.92	3.64	10.56	9.49	0.00	9.49
Oct-33	9.50	3.64	13.14	14.86	3.64	18.51	6.94	3.64	10.58	9.50	0.00	9.50
Nov-33	9.52	3.64	13.16	14.88	3.64	18.53	6.95	3.64	10.59	9.52	0.00	9.52
Dic-33	9.53	3.64	13.17	14.90	3.64	18.55	6.96	3.64	10.61	9.53	0.00	9.53
Ene-34	9.54	3.64	13.19	14.92	3.64	18.57	6.99	3.64	10.63	9.54	0.00	9.54
Feb-34	9.56	3.64	13.20	14.94	3.64	18.59	7.02	3.64	10.66	9.56	0.00	9.56
Mar-34	9.57	3.64	13.22	14.97	3.64	18.61	7.04	3.64	10.69	9.57	0.00	9.57
Abr-34	9.59	3.64	13.23	14.99	3.64	18.63	7.07	3.64	10.71	9.59	0.00	9.59
May-34	9.60	3.64	13.24	15.01	3.64	18.65	7.10	3.64	10.74	9.60	0.00	9.60
Jun-34	9.62	3.64	13.26	15.03	3.64	18.67	7.12	3.64	10.77	9.62	0.00	9.62
Jul-34	9.63	3.64	13.27	15.05	3.64	18.69	7.15	3.64	10.79	9.63	0.00	9.63
Ago-34	9.64	3.64	13.29	15.07	3.64	18.71	7.18	3.64	10.82	9.64	0.00	9.64
Sep-34	9.66	3.64	13.30	15.09	3.64	18.73	7.20	3.64	10.85	9.66	0.00	9.66
Oct-34	9.67	3.64	13.32	15.11	3.64	18.75	7.23	3.64	10.87	9.67	0.00	9.67
Nov-34	9.69	3.64	13.33	15.13	3.64	18.77	7.26	3.64	10.90	9.69	0.00	9.69
Dic-34	9.70	3.64	13.35	15.15	3.64	18.79	7.28	3.64	10.93	9.70	0.00	9.70
Ene-35	9.72	3.64	13.36	15.17	3.64	18.82	7.31	3.64	10.95	9.72	0.00	9.72
Feb-35	9.73	3.64	13.38	15.19	3.64	18.84	7.34	3.64	10.98	9.73	0.00	9.73
Mar-35	9.75	3.64	13.39	15.21	3.64	18.86	7.37	3.64	11.01	9.75	0.00	9.75
Abr-35	9.76	3.64	13.40	15.23	3.64	18.88	7.40	3.64	11.04	9.76	0.00	9.76
May-35	9.78	3.64	13.42	15.26	3.64	18.90	7.42	3.64	11.07	9.78	0.00	9.78
Jun-35	9.79	3.64	13.43	15.28	3.64	18.92	7.45	3.64	11.10	9.79	0.00	9.79
Jul-35	9.81	3.64	13.45	15.30	3.64	18.94	7.48	3.64	11.13	9.81	0.00	9.81
Ago-35	9.82	3.64	13.46	15.32	3.64	18.96	7.51	3.64	11.15	9.82	0.00	9.82
Sep-35	9.83	3.64	13.48	15.34	3.64	18.98	7.54	3.64	11.18	9.83	0.00	9.83
Oct-35	9.85	3.64	13.49	15.36	3.64	19.00	7.57	3.64	11.21	9.85	0.00	9.85
Nov-35	9.86	3.64	13.51	15.38	3.64	19.03	7.60	3.64	11.24	9.86	0.00	9.86
Dic-35	9.88	3.64	13.52	15.40	3.64	19.05	7.63	3.64	11.27	9.88	0.00	9.88
Ene-36	9.89	3.64	13.54	15.42	3.64	19.07	7.66	3.64	11.31	9.89	0.00	9.89
Feb-36	9.91	3.64	13.55	15.45	3.64	19.09	7.70	3.64	11.34	9.91	0.00	9.91
Mar-36	9.92	3.64	13.57	15.47	3.64	19.11	7.74	3.64	11.38	9.92	0.00	9.92
Abr-36	9.94	3.64	13.58	15.49	3.64	19.13	7.77	3.64	11.42	9.94	0.00	9.94
May-36	9.95	3.64	13.60	15.51	3.64	19.15	7.81	3.64	11.45	9.95	0.00	9.95
Jun-36	9.97	3.64	13.61	15.53	3.64	19.17	7.85	3.64	11.49	9.97	0.00	9.97
Jul-36	9.98	3.64	13.63	15.55	3.64	19.20	7.89	3.64	11.53	9.98	0.00	9.98
Ago-36	10.00	3.64	13.64	15.57	3.64	19.22	7.92	3.64	11.57	10.00	0.00	10.00
Sep-36	10.01	3.64	13.66	15.60	3.64	19.24	7.96	3.64	11.61	10.01	0.00	10.01
Oct-36	10.03	3.64	13.67	15.62	3.64	19.26	8.00	3.64	11.64	10.03	0.00	10.03
Nov-36	10.04	3.64	13.69	15.64	3.64	19.28	8.04	3.64	11.68	10.04	0.00	10.04
Dic-36	10.04	3.64	13.69	15.66	3.64	19.30	8.08	3.64	11.72	10.04	0.00	10.04

ANEXO B

Resultados Proyección de Demanda de Gas Natural

Tabla B- 1 Escenarios de proyección de demanda de gas natural total nacional [GBTUD]

a)- Escenario Alto

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	377.7	15.5	90.5	75.7	9.0	8.1	20.1	596.7
	2003	327.5	21.4	96.7	88.2	10.3	7.9	21.7	573.7
	2004	319.0	31.2	98.1	109.8	11.4	9.6	24.6	603.7
	2005	326.8	35.1	103.3	126.5	13.1	12.6	29.2	646.7
	2006	332.1	34.9	112.6	156.5	17.0	15.9	35.6	704.7
	2007	306.8	48.0	122.8	179.5	21.1	20.5	40.0	738.7
	2008	300.9	50.8	113.0	200.8	23.6	23.6	44.4	757.1
	2009	362.6	62.5	120.6	195.4	23.0	23.0	53.7	840.6
	2010	409.8	59.4	124.9	169.1	24.5	22.5	59.4	869.7
	2011	359.3	42.6	146.1	203.2	32.2	23.0	51.2	857.6
	2012	345.7	53.5	144.8	212.6	32.5	24.6	60.2	874.1
	Proyectados	2013	395.7	53.3	180.1	252.9	28.6	27.2	85.7
2014		441.2	86.7	198.5	247.5	30.4	29.5	85.7	1,119.5
2015		519.9	92.8	179.5	261.5	31.9	31.0	89.4	1,206.1
2016		563.2	94.9	182.5	299.8	33.4	32.6	96.0	1,302.5
2017		625.3	100.8	186.5	350.0	34.8	34.2	101.7	1,433.3
2018		761.3	105.8	187.3	395.9	36.1	35.9	107.4	1,629.7
2019		485.8	94.4	165.4	400.6	37.4	35.5	104.5	1,323.8
2020		504.7	97.2	263.5	407.6	38.9	36.8	109.6	1,458.2
2021		525.6	100.5	286.2	416.9	40.3	38.1	115.5	1,523.0
2022		547.0	100.6	285.2	423.4	41.8	39.2	118.0	1,555.3
2023		585.1	107.9	289.1	430.1	43.1	40.2	122.8	1,618.2
2024		623.7	115.4	292.1	436.5	44.3	41.0	127.2	1,680.4
2025		650.6	112.8	293.7	442.8	45.6	41.8	130.0	1,717.3
2026		703.2	118.6	297.3	449.1	47.0	42.8	135.2	1,793.2

b)- Escenario Medio

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	377.7	15.5	90.5	75.7	9.0	8.1	20.1	596.7
	2003	327.5	21.4	96.7	88.2	10.3	7.9	21.7	573.7
	2004	319.0	31.2	98.1	109.8	11.4	9.6	24.6	603.7
	2005	326.8	35.1	103.3	126.5	13.1	12.6	29.2	646.7
	2006	332.1	34.9	112.6	156.5	17.0	15.9	35.6	704.7
	2007	306.8	48.0	122.8	179.5	21.1	20.5	40.0	738.7
	2008	300.9	50.8	113.0	200.8	23.6	23.6	44.4	757.1
	2009	362.6	62.5	120.6	195.4	23.0	23.0	53.7	840.6
	2010	409.8	59.4	124.9	169.1	24.5	22.5	59.4	869.7
	2011	359.3	42.6	146.1	203.2	32.2	23.0	51.2	857.6
2012	345.7	53.5	144.8	212.6	32.5	24.6	60.2	874.1	
Proyectados	2013	395.3	53.2	179.9	252.7	28.6	27.1	85.6	1,022.5
	2014	373.7	79.0	162.5	230.7	29.3	28.2	82.2	985.6
	2015	424.7	79.0	144.1	240.9	30.5	29.3	83.4	1,031.8
	2016	462.6	82.4	146.3	270.6	31.7	30.7	89.4	1,113.5
	2017	506.6	87.2	153.5	313.8	32.7	31.8	93.0	1,218.6
	2018	564.8	83.9	149.2	351.5	33.8	32.8	95.9	1,311.9
	2019	388.7	75.9	139.9	355.6	34.8	32.7	94.5	1,122.0
	2020	401.6	77.9	221.6	360.3	35.8	33.6	98.4	1,229.3
	2021	412.1	81.6	238.9	366.7	36.9	34.5	101.7	1,272.5
	2022	417.0	78.1	238.1	370.8	38.0	35.3	103.0	1,280.4
	2023	437.6	80.9	240.1	375.1	38.9	36.0	106.2	1,314.8
	2024	462.4	83.7	242.0	379.1	39.8	36.5	109.1	1,352.6
	2025	473.4	82.9	242.1	382.9	40.7	37.1	110.6	1,369.8
	2026	497.9	87.0	244.2	386.4	41.7	37.7	113.7	1,408.6

c)- Escenario Bajo

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	377.7	15.5	90.5	75.7	9.0	8.1	20.1	596.7
	2003	327.5	21.4	96.7	88.2	10.3	7.9	21.7	573.7
	2004	319.0	31.2	98.1	109.8	11.4	9.6	24.6	603.7
	2005	326.8	35.1	103.3	126.5	13.1	12.6	29.2	646.7
	2006	332.1	34.9	112.6	156.5	17.0	15.9	35.6	704.7
	2007	306.8	48.0	122.8	179.5	21.1	20.5	40.0	738.7
	2008	300.9	50.8	113.0	200.8	23.6	23.6	44.4	757.1
	2009	362.6	62.5	120.6	195.4	23.0	23.0	53.7	840.6
	2010	409.8	59.4	124.9	169.1	24.5	22.5	59.4	869.7
	2011	359.3	42.6	146.1	203.2	32.2	23.0	51.2	857.6
	2012	345.7	53.5	144.8	212.6	32.5	24.6	60.2	874.1
Proyectados	2013	395.0	53.2	179.8	252.5	28.6	27.1	85.5	1,021.6
	2014	272.6	73.8	120.9	213.3	28.0	26.6	74.8	810.0
	2015	329.1	70.1	111.3	219.9	28.9	27.5	78.6	865.6
	2016	347.1	70.1	112.6	241.4	29.8	28.3	80.5	909.8
	2017	377.6	75.0	122.0	277.8	30.6	29.1	83.0	995.1
	2018	405.6	69.0	118.6	307.8	31.3	29.8	85.3	1,047.4
	2019	306.9	65.4	114.9	311.3	32.0	29.8	84.6	944.9
	2020	313.9	66.1	180.2	314.1	32.8	30.4	87.5	1,024.9
	2021	317.9	67.7	193.3	318.1	33.5	31.0	88.8	1,050.2
	2022	319.6	65.6	193.6	320.2	34.3	31.6	90.5	1,055.4
	2023	329.1	66.3	194.3	322.4	34.9	31.9	91.8	1,070.7
	2024	338.9	68.3	194.8	324.3	35.4	32.3	93.3	1,087.3
	2025	344.0	67.7	195.2	326.0	36.0	32.6	94.5	1,096.1
	2026	358.0	69.0	196.4	327.5	36.6	33.0	96.0	1,116.5

Tabla B- 2 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector doméstico [GBTUD]

a)- Escenario Alto

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	19.0	2.0	8.8	45.0	5.2	3.2	6.9	90.0
	2003	18.7	2.6	8.8	46.9	5.5	3.8	7.7	94.0
	2004	19.1	3.5	9.0	48.9	5.7	4.2	7.7	98.0
	2005	20.0	4.4	9.5	52.5	6.1	4.8	8.8	106.0
	2006	23.3	6.4	11.0	61.4	7.3	6.0	10.7	126.0
	2007	24.1	8.1	11.5	64.1	7.9	6.8	11.5	134.0
	2008	26.3	10.8	12.7	71.2	9.0	8.1	13.0	151.0
	2009	25.6	11.6	12.5	69.7	9.3	8.2	13.0	149.8
	2010	26.3	12.9	13.1	71.4	9.7	9.0	15.7	158.0
	2011	27.3	14.6	13.6	77.2	13.4	9.9	17.2	173.1
	2012	29.8	14.0	13.5	80.4	15.2	10.3	18.1	181.3
Proyectados	2013	31.0	17.8	16.0	90.5	15.4	11.2	19.1	200.9
	2014	33.5	19.8	16.9	94.9	16.2	12.1	20.7	214.2
	2015	34.9	21.7	17.7	98.5	16.9	12.6	22.0	224.3
	2016	36.2	23.7	18.5	101.9	17.6	12.9	23.4	234.3
	2017	37.2	25.5	19.1	104.3	18.1	13.1	24.6	242.0
	2018	38.2	27.2	19.8	106.7	18.7	13.3	25.7	249.6
	2019	39.0	28.7	20.3	108.4	19.2	13.4	26.8	255.7
	2020	40.0	30.2	21.0	110.6	19.8	13.5	27.9	263.0
	2021	40.5	31.4	21.7	112.7	20.4	13.6	29.1	269.4
	2022	41.0	32.0	22.4	114.6	21.0	13.7	30.2	274.7
	2023	41.4	32.1	23.1	116.4	21.6	13.7	31.2	279.7
	2024	41.9	32.3	23.7	118.3	22.3	13.8	32.3	284.5
	2025	42.3	32.4	24.4	119.9	23.0	13.9	33.0	288.9
	2026	42.7	32.5	25.0	121.5	23.7	13.9	33.1	292.5

b)- Escenario Medio

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	19.0	2.0	8.8	45.0	5.2	3.2	6.9	90.0
	2003	18.7	2.6	8.8	46.9	5.5	3.8	7.7	94.0
	2004	19.1	3.5	9.0	48.9	5.7	4.2	7.7	98.0
	2005	20.0	4.4	9.5	52.5	6.1	4.8	8.8	106.0
	2006	23.3	6.4	11.0	61.4	7.3	6.0	10.7	126.0
	2007	24.1	8.1	11.5	64.1	7.9	6.8	11.5	134.0
	2008	26.3	10.8	12.7	71.2	9.0	8.1	13.0	151.0
	2009	25.6	11.6	12.5	69.7	9.3	8.2	13.0	149.8
	2010	26.3	12.9	13.1	71.4	9.7	9.0	15.7	158.0
	2011	27.3	14.6	13.6	77.2	13.4	9.9	17.2	173.1
	2012	29.8	14.0	13.5	80.4	15.2	10.3	18.1	181.3
	Proyectados	2013	31.0	17.7	15.9	90.4	15.3	11.2	19.1
2014		31.4	19.4	16.4	92.2	15.8	11.8	20.1	207.1
2015		32.1	21.2	17.1	95.1	16.3	12.1	21.3	215.3
2016		32.8	23.0	17.8	97.9	16.9	12.4	22.5	223.3
2017		33.1	24.6	18.3	99.7	17.3	12.6	23.5	229.0
2018		33.4	26.1	18.8	101.3	17.8	12.7	24.5	234.6
2019		33.5	27.4	19.2	102.4	18.1	12.7	25.3	238.8
2020		33.9	28.8	19.8	104.0	18.6	12.7	26.3	244.0
2021		34.1	29.7	20.3	105.4	19.1	12.8	27.2	248.7
2022		34.3	30.1	20.8	106.6	19.5	12.8	28.1	252.4
2023		34.6	30.5	21.4	107.8	20.0	12.9	28.9	256.0
2024		34.8	30.7	21.9	108.9	20.5	13.0	29.7	259.4
2025		34.9	30.7	22.4	109.8	21.1	13.0	30.4	262.4
2026		35.1	30.8	22.8	110.7	21.6	13.1	31.0	265.0

c)- Escenario Bajo

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	19.0	2.0	8.8	45.0	5.2	3.2	6.9	90.0
	2003	18.7	2.6	8.8	46.9	5.5	3.8	7.7	94.0
	2004	19.1	3.5	9.0	48.9	5.7	4.2	7.7	98.0
	2005	20.0	4.4	9.5	52.5	6.1	4.8	8.8	106.0
	2006	23.3	6.4	11.0	61.4	7.3	6.0	10.7	126.0
	2007	24.1	8.1	11.5	64.1	7.9	6.8	11.5	134.0
	2008	26.3	10.8	12.7	71.2	9.0	8.1	13.0	151.0
	2009	25.6	11.6	12.5	69.7	9.3	8.2	13.0	149.8
	2010	26.3	12.9	13.1	71.4	9.7	9.0	15.7	158.0
	2011	27.3	14.6	13.6	77.2	13.4	9.9	17.2	173.1
	2012	29.8	14.0	13.5	80.4	15.2	10.3	18.1	181.3
	Proyectados	2013	31.0	17.7	15.9	90.3	15.3	11.2	19.1
2014		30.4	18.8	15.9	89.2	15.2	11.4	19.5	200.4
2015		30.9	20.4	16.5	91.5	15.7	11.7	20.5	207.2
2016		31.4	22.1	17.0	93.7	16.2	11.9	21.5	213.7
2017		31.5	23.4	17.4	94.9	16.5	12.0	22.4	218.0
2018		31.6	24.7	17.8	95.9	16.8	12.0	23.2	222.1
2019		31.6	25.8	18.1	96.4	17.1	11.9	23.8	224.7
2020		31.7	26.9	18.5	97.3	17.4	11.9	24.6	228.3
2021		31.8	27.6	18.9	98.1	17.7	12.0	25.3	231.4
2022		31.8	27.9	19.3	98.6	18.1	12.0	26.0	233.6
2023		31.8	28.0	19.6	99.1	18.4	12.1	26.6	235.6
2024		31.9	28.1	20.0	99.5	18.8	12.1	27.2	237.5
2025		32.0	28.1	20.3	99.8	19.1	12.2	27.6	239.2
2026		32.1	28.2	20.6	99.9	19.5	12.3	28.0	240.6

Tabla B- 3 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector industrial [GBTUD]

a)- Escenario Alto

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	109.0	9.0	5.5	24.5	2.9	2.6	8.5	162.0
	2003	98.0	13.3	8.1	36.1	4.3	3.8	12.5	176.0
	2004	103.0	16.4	10.0	44.4	5.2	4.7	15.4	199.0
	2005	106.0	18.7	11.4	50.9	6.0	5.4	17.6	216.0
	2006	103.0	21.8	13.3	59.2	7.0	6.3	20.5	231.0
	2007	106.0	25.7	15.7	69.8	8.2	7.4	24.2	257.0
	2008	98.2	27.3	16.6	74.2	8.7	7.8	25.7	258.6
	2009	82.4	24.5	14.9	68.3	7.9	6.9	23.4	228.3
	2010	104.6	18.5	10.8	47.1	9.8	7.2	32.1	230.0
	2011	97.8	20.4	23.9	58.2	14.2	6.8	30.6	251.9
Proyectados	2012	99.0	19.2	17.1	56.4	12.7	7.4	37.1	249.0
	2013	109.2	22.5	14.7	71.8	7.2	7.3	51.7	284.4
	2014	118.3	24.5	15.9	78.0	7.8	7.9	55.8	308.3
	2015	123.5	25.6	16.7	81.5	8.1	8.2	58.3	321.9
	2016	128.9	26.6	17.5	85.1	8.4	8.5	60.7	335.7
	2017	134.1	27.7	18.3	88.6	8.7	8.8	63.2	349.5
	2018	139.5	28.8	19.1	92.2	9.0	9.1	65.7	363.4
	2019	144.9	29.9	19.9	95.8	9.3	9.4	68.2	377.5
	2020	150.3	31.1	20.7	99.5	9.6	9.8	70.7	391.7
	2021	155.8	32.2	21.6	103.2	9.9	10.1	73.2	406.0
	2022	161.3	33.4	22.4	106.9	10.2	10.4	75.8	420.4
	2023	166.5	34.4	23.2	110.5	10.6	10.7	78.3	434.2
	2024	171.6	35.5	23.9	113.9	10.9	11.0	80.7	447.5
	2025	176.6	36.5	24.7	117.3	11.2	11.4	83.1	460.8
2026	181.4	37.5	25.4	120.6	11.5	11.7	85.4	473.5	

b)- Escenario Medio

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	109.0	9.0	5.5	24.5	2.9	2.6	8.5	162.0
	2003	98.0	13.3	8.1	36.1	4.3	3.8	12.5	176.0
	2004	103.0	16.4	10.0	44.4	5.2	4.7	15.4	199.0
	2005	106.0	18.7	11.4	50.9	6.0	5.4	17.6	216.0
	2006	103.0	21.8	13.3	59.2	7.0	6.3	20.5	231.0
	2007	106.0	25.7	15.7	69.8	8.2	7.4	24.2	257.0
	2008	98.2	27.3	16.6	74.2	8.7	7.8	25.7	258.6
	2009	82.4	24.5	14.9	68.3	7.9	6.9	23.4	228.3
	2010	104.6	18.5	10.8	47.1	9.8	7.2	32.1	230.0
	2011	97.8	20.4	23.9	58.2	14.2	6.8	30.6	251.9
	2012	99.0	19.2	17.1	56.4	12.7	7.4	37.1	249.0
	Proyectados	2013	109.1	22.5	14.7	71.8	7.2	7.3	51.7
2014		111.8	23.1	15.1	73.8	7.4	7.4	52.8	291.4
2015		115.6	23.9	15.7	76.3	7.6	7.6	54.5	301.3
2016		119.5	24.7	16.2	78.5	7.8	7.9	56.3	310.9
2017		123.2	25.5	16.8	81.1	8.0	8.1	58.1	320.7
2018		126.8	26.2	17.4	83.6	8.2	8.3	59.8	330.4
2019		130.5	27.0	18.0	86.0	8.4	8.5	61.6	340.0
2020		134.1	27.7	18.5	88.5	8.6	8.7	63.3	349.5
2021		137.7	28.5	19.1	90.9	8.8	8.9	65.0	358.9
2022		141.2	29.2	19.6	93.3	9.0	9.2	66.7	368.1
2023		144.4	29.9	20.1	95.4	9.2	9.4	68.2	376.6
2024		147.3	30.5	20.6	97.5	9.4	9.5	69.7	384.4
2025		150.2	31.1	21.0	99.4	9.6	9.7	71.1	392.1
2026		152.8	31.6	21.4	101.2	9.8	9.9	72.3	399.0

c)- Escenario Bajo

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	109.0	9.0	5.5	24.5	2.9	2.6	8.5	162.0
	2003	98.0	13.3	8.1	36.1	4.3	3.8	12.5	176.0
	2004	103.0	16.4	10.0	44.4	5.2	4.7	15.4	199.0
	2005	106.0	18.7	11.4	50.9	6.0	5.4	17.6	216.0
	2006	103.0	21.8	13.3	59.2	7.0	6.3	20.5	231.0
	2007	106.0	25.7	15.7	69.8	8.2	7.4	24.2	257.0
	2008	98.2	27.3	16.6	74.2	8.7	7.8	25.7	258.6
	2009	82.4	24.5	14.9	68.3	7.9	6.9	23.4	228.3
	2010	104.6	18.5	10.8	47.1	9.8	7.2	32.1	230.0
	2011	97.8	20.4	23.9	58.2	14.2	6.8	30.6	251.9
	2012	99.0	19.2	17.1	56.4	12.7	7.4	37.1	249.0
	Proyectados	2013	109.0	22.4	14.7	71.7	7.2	7.3	51.6
2014		105.4	21.8	14.2	69.5	7.0	7.0	49.8	274.8
2015		108.0	22.3	14.6	71.2	7.1	7.2	51.0	281.4
2016		110.5	22.8	15.0	72.9	7.2	7.3	52.1	287.9
2017		112.8	23.3	15.4	74.6	7.3	7.4	53.2	294.1
2018		115.0	23.8	15.8	76.1	7.4	7.6	54.3	300.0
2019		117.2	24.3	16.2	77.6	7.5	7.7	55.4	305.8
2020		119.3	24.7	16.5	79.0	7.7	7.8	56.4	311.3
2021		121.3	25.1	16.8	80.4	7.8	7.9	57.3	316.6
2022		123.2	25.5	17.1	81.7	7.9	8.0	58.3	321.7
2023		124.7	25.8	17.4	82.9	8.0	8.1	59.0	325.9
2024		126.0	26.1	17.6	83.8	8.0	8.2	59.7	329.5
2025		127.4	26.4	17.8	84.8	8.1	8.3	60.3	333.1
2026		128.7	26.6	18.0	85.5	8.2	8.4	60.9	336.3

Tabla B- 4 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector generación eléctrica [GBTUD]

a)- Escenario Alto

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	211.1	3.0	2.6	1.7	0.8	2.2	4.5	226.0
	2003	170.5	3.8	7.3	0.8	0.5	0.1	1.1	184.0
	2004	154.5	8.9	6.3	7.4	-	0.1	0.7	178.0
	2005	157.6	8.6	11.2	9.0	-	1.2	1.4	189.0
	2006	157.9	2.3	9.5	14.0	-	0.3	2.0	186.0
	2007	123.7	7.8	11.0	13.3	0.0	0.4	0.6	157.0
	2008	122.8	5.1	1.6	19.7	0.0	0.6	1.5	151.2
	2009	203.0	19.2	14.3	23.2	-	0.9	13.2	273.7
	2010	229.6	21.9	13.4	9.6	-	0.5	8.2	283.2
	2011	181.6	1.3	10.9	22.1	-	0.3	0.4	216.7
	2012	168.5	13.5	15.2	26.8	-	0.5	1.7	226.2
Proyectados	2013	200.6	4.4	46.9	36.4	-	0.8	10.5	299.6
	2014	210.3	33.6	23.8	1.4	-	0.9	4.8	274.6
	2015	208.1	36.3	15.3	1.3	-	1.0	4.6	266.6
	2016	246.0	34.9	19.3	1.3	-	1.2	7.1	309.8
	2017	306.5	37.6	28.1	1.5	-	1.6	9.0	384.3
	2018	436.9	39.4	28.6	1.6	-	2.1	10.8	519.4
	2019	155.8	25.0	6.4	1.3	-	0.6	4.3	193.4
	2020	167.9	24.7	6.8	1.3	-	0.7	5.5	206.9
	2021	182.3	25.3	8.8	1.4	-	0.9	7.5	226.3
	2022	197.5	23.4	6.4	1.4	-	0.9	6.2	235.7
	2023	229.1	29.0	8.8	1.4	-	1.0	7.3	276.7
	2024	261.6	35.1	10.3	1.3	-	1.1	8.0	317.4
	2025	282.4	31.1	10.4	1.3	-	1.1	7.6	333.9
	2026	329.0	35.3	12.6	1.4	-	1.3	10.1	389.8

b)- Escenario Medio

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	211.1	3.0	2.6	1.7	0.8	2.2	4.5	226.0
	2003	170.5	3.8	7.3	0.8	0.5	0.1	1.1	184.0
	2004	154.5	8.9	6.3	7.4	-	0.1	0.7	178.0
	2005	157.6	8.6	11.2	9.0	-	1.2	1.4	189.0
	2006	157.9	2.3	9.5	14.0	-	0.3	2.0	186.0
	2007	123.7	7.8	11.0	13.3	0.0	0.4	0.6	157.0
	2008	122.8	5.1	1.6	19.7	0.0	0.6	1.5	151.2
	2009	203.0	19.2	14.3	23.2	-	0.9	13.2	273.7
	2010	229.6	21.9	13.4	9.6	-	0.5	8.2	283.2
	2011	181.6	1.3	10.9	22.1	-	0.3	0.4	216.7
	2012	168.5	13.5	15.2	26.8	-	0.5	1.7	226.2
	Proyectados	2013	200.4	4.4	46.9	36.4	-	0.8	10.5
2014		161.7	28.1	19.9	1.3	-	0.7	5.1	216.9
2015		151.7	25.2	11.3	1.2	-	0.7	3.3	193.4
2016		185.4	25.7	13.3	1.4	-	1.0	6.1	232.8
2017		224.8	27.8	19.4	1.5	-	1.2	6.8	281.5
2018		278.9	22.1	14.0	1.4	-	1.4	6.8	324.5
2019		98.9	11.7	3.6	1.2	-	0.4	2.8	118.7
2020		107.8	11.4	4.2	1.3	-	0.5	3.8	129.0
2021		114.2	13.1	4.5	1.3	-	0.5	4.3	137.9
2022		115.2	8.1	2.6	1.3	-	0.5	3.0	130.7
2023		131.9	9.7	3.5	1.3	-	0.6	3.7	150.8
2024		153.1	11.5	4.5	1.3	-	0.7	4.2	175.2
2025		160.6	9.8	3.6	1.3	-	0.7	3.6	179.6
2026		181.9	13.2	4.8	1.3	-	0.8	4.7	206.5

c)- Escenario Bajo

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	211.1	3.0	2.6	1.7	0.8	2.2	4.5	226.0
	2003	170.5	3.8	7.3	0.8	0.5	0.1	1.1	184.0
	2004	154.5	8.9	6.3	7.4	-	0.1	0.7	178.0
	2005	157.6	8.6	11.2	9.0	-	1.2	1.4	189.0
	2006	157.9	2.3	9.5	14.0	-	0.3	2.0	186.0
	2007	123.7	7.8	11.0	13.3	0.0	0.4	0.6	157.0
	2008	122.8	5.1	1.6	19.7	0.0	0.6	1.5	151.2
	2009	203.0	19.2	14.3	23.2	-	0.9	13.2	273.7
	2010	229.6	21.9	13.4	9.6	-	0.5	8.2	283.2
	2011	181.6	1.3	10.9	22.1	-	0.3	0.4	216.7
	2012	168.5	13.5	15.2	26.8	-	0.5	1.7	226.2
	Proyectados	2013	200.2	4.4	46.8	36.3	-	0.8	10.5
2014		78.6	25.5	10.4	1.2	-	0.3	1.6	117.7
2015		93.4	19.4	9.9	1.3	-	0.5	3.1	127.6
2016		107.8	17.0	9.7	1.2	-	0.5	2.7	138.9
2017		129.9	19.9	12.1	1.3	-	0.6	3.2	166.9
2018		154.7	12.0	6.8	1.2	-	0.8	3.5	178.9
2019		53.0	6.7	1.4	1.2	-	0.2	1.1	63.6
2020		57.8	5.6	2.1	1.2	-	0.3	2.1	69.2
2021		59.6	5.9	1.8	1.2	-	0.3	1.6	70.4
2022		59.5	3.0	1.5	1.2	-	0.3	1.6	67.1
2023		67.1	3.1	1.5	1.2	-	0.3	1.5	74.7
2024		75.3	4.7	1.4	1.2	-	0.3	1.7	84.6
2025		78.7	3.6	1.3	1.2	-	0.4	1.7	86.8
2026		90.9	4.4	1.9	1.2	-	0.4	2.3	101.2

Tabla B- 5 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector petrolero [GBTUD]

a)- Escenario Alto

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	12.0	-	73.0	-	-	-	-	85.0
	2003	14.0	-	72.0	-	-	-	-	86.0
	2004	13.0	-	72.0	-	-	-	-	85.0
	2005	12.0	-	70.0	-	-	-	-	82.0
	2006	14.0	-	77.0	-	-	-	-	91.0
	2007	14.0	-	82.0	-	-	-	-	96.0
	2008	13.0	-	79.0	-	-	-	-	92.0
	2009	12.0	-	76.0	-	-	-	-	88.0
	2010	11.8	-	85.3	13.1	-	-	-	110.1
	2011	14.2	-	95.4	17.1	-	-	-	126.7
	2012	13.7	-	97.2	19.5	-	-	-	130.5
Proyectados	2013	14.6	-	100.6	20.5	-	-	-	135.7
	2014	36.6	-	139.9	37.5	-	-	-	214.0
	2015	110.6	-	127.8	43.6	-	-	-	282.1
	2016	109.5	-	125.2	73.8	-	-	-	308.5
	2017	104.0	-	119.0	116.7	-	-	-	339.7
	2018	103.0	-	117.8	155.6	-	-	-	376.5
	2019	102.1	-	116.8	154.3	-	-	-	373.2
	2020	102.1	-	212.9	154.3	-	-	-	469.4
	2021	102.1	-	232.0	156.6	-	-	-	490.8
	2022	102.1	-	232.0	156.6	-	-	-	490.8
	2023	102.1	-	232.0	156.6	-	-	-	490.8
	2024	102.1	-	232.0	156.6	-	-	-	490.8
	2025	102.1	-	232.0	156.6	-	-	-	490.8
	2026	102.1	-	232.0	156.6	-	-	-	490.8

b)- Escenario Medio

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	12.0	-	73.0	-	-	-	-	85.0
	2003	14.0	-	72.0	-	-	-	-	86.0
	2004	13.0	-	72.0	-	-	-	-	85.0
	2005	12.0	-	70.0	-	-	-	-	82.0
	2006	14.0	-	77.0	-	-	-	-	91.0
	2007	14.0	-	82.0	-	-	-	-	96.0
	2008	13.0	-	79.0	-	-	-	-	92.0
	2009	12.0	-	76.0	-	-	-	-	88.0
	2010	11.8	-	85.3	13.1	-	-	-	110.1
	2011	14.2	-	95.4	17.1	-	-	-	126.7
	2012	13.7	-	97.2	19.5	-	-	-	130.5
	Proyectados	2013	14.6	-	100.5	20.5	-	-	-
2014		28.6	-	109.2	29.3	-	-	-	167.1
2015		85.0	-	98.2	33.5	-	-	-	216.7
2016		85.0	-	97.2	57.3	-	-	-	239.5
2017		85.0	-	97.2	95.4	-	-	-	277.6
2018		85.0	-	97.2	128.4	-	-	-	310.6
2019		85.0	-	97.2	128.4	-	-	-	310.6
2020		85.0	-	177.2	128.4	-	-	-	390.6
2021		85.0	-	193.2	130.3	-	-	-	408.5
2022		85.0	-	193.2	130.3	-	-	-	408.5
2023		85.0	-	193.2	130.3	-	-	-	408.5
2024		85.0	-	193.2	130.3	-	-	-	408.5
2025		85.0	-	193.2	130.3	-	-	-	408.5
2026		85.0	-	193.2	130.3	-	-	-	408.5

c)- Escenario Bajo

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	12.0	-	73.0	-	-	-	-	85.0
	2003	14.0	-	72.0	-	-	-	-	86.0
	2004	13.0	-	72.0	-	-	-	-	85.0
	2005	12.0	-	70.0	-	-	-	-	82.0
	2006	14.0	-	77.0	-	-	-	-	91.0
	2007	14.0	-	82.0	-	-	-	-	96.0
	2008	13.0	-	79.0	-	-	-	-	92.0
	2009	12.0	-	76.0	-	-	-	-	88.0
	2010	11.8	-	85.3	13.1	-	-	-	110.1
	2011	14.2	-	95.4	17.1	-	-	-	126.7
	2012	13.7	-	97.2	19.5	-	-	-	130.5
Proyectados	2013	14.5	-	100.4	20.5	-	-	-	135.4
	2014	20.5	-	78.5	21.1	-	-	-	120.1
	2015	59.4	-	68.6	23.4	-	-	-	151.3
	2016	60.5	-	69.2	40.8	-	-	-	170.4
	2017	66.0	-	75.4	74.0	-	-	-	215.5
	2018	67.0	-	76.6	101.1	-	-	-	244.7
	2019	67.9	-	77.6	102.5	-	-	-	247.9
	2020	67.9	-	141.5	102.5	-	-	-	311.8
	2021	67.9	-	154.2	104.0	-	-	-	326.0
	2022	67.9	-	154.2	104.0	-	-	-	326.0
	2023	67.9	-	154.2	104.0	-	-	-	326.0
	2024	67.9	-	154.2	104.0	-	-	-	326.0
	2025	67.9	-	154.2	104.0	-	-	-	326.0
	2026	67.9	-	154.2	104.0	-	-	-	326.0

Tabla B- 6 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector vehicular [GBTUD]

a)- Escenario Alto

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	6.7	0.8	0.6	4.5	0.1	0.1	0.2	13.0
	2003	6.3	1.0	0.6	4.4	0.1	0.2	0.4	13.0
	2004	9.3	1.7	0.9	9.2	0.5	0.6	0.8	23.0
	2005	11.2	2.7	1.3	14.1	1.0	1.2	1.5	33.0
	2006	13.9	3.7	1.8	22.0	2.8	3.4	2.4	50.0
	2007	19.0	5.6	2.7	32.3	4.9	5.9	3.7	74.0
	2008	20.6	6.9	3.1	35.7	5.9	7.1	4.3	83.6
	2009	19.6	6.5	3.0	34.2	5.8	6.9	4.1	80.1
	2010	16.5	5.5	2.4	27.9	4.9	5.9	3.5	66.6
	2011	16.4	5.8	2.2	28.5	4.7	6.0	3.0	66.6
Proyectados	2012	16.5	6.2	1.7	29.5	4.6	6.5	3.2	68.3
	2013	19.4	7.7	1.9	33.7	6.0	7.9	4.4	80.9
	2014	20.3	8.0	2.0	35.6	6.4	8.6	4.4	85.4
	2015	20.8	8.4	2.0	36.6	6.9	9.3	4.6	88.5
	2016	21.1	8.8	2.0	37.7	7.4	10.0	4.8	91.7
	2017	21.4	9.1	2.0	38.8	7.9	10.7	4.9	94.9
	2018	21.8	9.5	2.0	39.8	8.4	11.4	5.1	98.1
	2019	22.2	9.9	2.0	40.9	8.9	12.1	5.3	101.3
	2020	22.6	10.3	2.0	41.9	9.5	12.8	5.5	104.5
	2021	22.9	10.6	2.0	42.9	10.0	13.5	5.7	107.7
	2022	23.3	11.0	2.0	43.9	10.6	14.3	5.8	110.9
	2023	24.0	11.3	2.1	45.2	10.9	14.7	6.0	114.2
	2024	24.7	11.6	2.1	46.5	11.2	15.1	6.2	117.4
	2025	25.2	11.9	2.2	47.6	11.5	15.5	6.3	120.2
	2026	26.0	12.3	2.2	49.1	11.8	15.9	6.5	123.9

b)- Escenario Medio

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	6.7	0.8	0.6	4.5	0.1	0.1	0.2	13.0
	2003	6.3	1.0	0.6	4.4	0.1	0.2	0.4	13.0
	2004	9.3	1.7	0.9	9.2	0.5	0.6	0.8	23.0
	2005	11.2	2.7	1.3	14.1	1.0	1.2	1.5	33.0
	2006	13.9	3.7	1.8	22.0	2.8	3.4	2.4	50.0
	2007	19.0	5.6	2.7	32.3	4.9	5.9	3.7	74.0
	2008	20.6	6.9	3.1	35.7	5.9	7.1	4.3	83.6
	2009	19.6	6.5	3.0	34.2	5.8	6.9	4.1	80.1
	2010	16.5	5.5	2.4	27.9	4.9	5.9	3.5	66.6
	2011	16.4	5.8	2.2	28.5	4.7	6.0	3.0	66.6
	2012	16.5	6.2	1.7	29.5	4.6	6.5	3.2	68.3
	Proyectados	2013	19.3	7.7	1.9	33.6	6.0	7.9	4.4
2014		19.5	7.7	1.9	34.2	6.1	8.3	4.2	81.8
2015		19.7	8.0	1.9	34.8	6.5	8.8	4.3	84.1
2016		19.9	8.3	1.8	35.5	7.0	9.4	4.5	86.3
2017		20.0	8.5	1.8	36.2	7.4	10.0	4.6	88.5
2018		20.2	8.8	1.8	36.8	7.8	10.5	4.7	90.7
2019		20.4	9.1	1.8	37.5	8.2	11.1	4.9	92.9
2020		20.6	9.3	1.8	38.1	8.6	11.6	5.0	95.1
2021		20.7	9.6	1.8	38.8	9.1	12.2	5.1	97.3
2022		20.9	9.9	1.8	39.4	9.5	12.8	5.2	99.5
2023		21.4	10.1	1.8	40.3	9.7	13.1	5.4	101.8
2024		21.8	10.3	1.9	41.2	9.9	13.4	5.5	104.0
2025		22.3	10.5	1.9	42.1	10.1	13.7	5.6	106.2
2026		22.8	10.8	2.0	42.9	10.3	13.9	5.7	108.4

c)- Escenario Bajo

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	6.7	0.8	0.6	4.5	0.1	0.1	0.2	13.0
	2003	6.3	1.0	0.6	4.4	0.1	0.2	0.4	13.0
	2004	9.3	1.7	0.9	9.2	0.5	0.6	0.8	23.0
	2005	11.2	2.7	1.3	14.1	1.0	1.2	1.5	33.0
	2006	13.9	3.7	1.8	22.0	2.8	3.4	2.4	50.0
	2007	19.0	5.6	2.7	32.3	4.9	5.9	3.7	74.0
	2008	20.6	6.9	3.1	35.7	5.9	7.1	4.3	83.6
	2009	19.6	6.5	3.0	34.2	5.8	6.9	4.1	80.1
	2010	16.5	5.5	2.4	27.9	4.9	5.9	3.5	66.6
	2011	16.4	5.8	2.2	28.5	4.7	6.0	3.0	66.6
	2012	16.5	6.2	1.7	29.5	4.6	6.5	3.2	68.3
	Proyectados	2013	19.3	7.7	1.9	33.6	6.0	7.9	4.4
2014		18.4	7.3	1.8	32.3	5.8	7.8	4.0	77.3
2015		18.4	7.4	1.8	32.5	6.1	8.2	4.1	78.5
2016		18.4	7.6	1.7	32.8	6.4	8.7	4.1	79.7
2017		18.3	7.8	1.7	33.1	6.8	9.1	4.2	80.9
2018		18.3	8.0	1.7	33.4	7.1	9.5	4.3	82.2
2019		18.3	8.2	1.6	33.7	7.4	10.0	4.4	83.5
2020		18.3	8.3	1.6	34.0	7.7	10.4	4.5	84.9
2021		18.4	8.5	1.6	34.3	8.0	10.8	4.5	86.2
2022		18.4	8.7	1.6	34.7	8.3	11.3	4.6	87.5
2023		18.7	8.8	1.6	35.2	8.5	11.4	4.7	88.9
2024		19.0	8.9	1.6	35.7	8.6	11.6	4.8	90.2
2025		19.2	9.1	1.7	36.3	8.7	11.8	4.8	91.5
2026		19.5	9.2	1.7	36.8	8.9	11.9	4.9	92.9

Tabla B- 7 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector petroquímico [GBTUD]

a)- Escenario Alto

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2003	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2004	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2005	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2006	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2007	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2008	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2009	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2010	21.1	0.6	-	-	-	-	-	21.7
	2011	22.1	0.5	-	-	-	-	-	22.6
	2012	18.2	0.5	-	-	-	-	-	18.7
Proyectados	2013	21.0	1.0	-	-	-	-	-	21.9
	2014	22.1	0.8	-	-	-	-	-	22.9
	2015	21.9	0.9	-	-	-	-	-	22.8
	2016	21.5	0.9	-	-	-	-	-	22.4
	2017	22.0	0.9	-	-	-	-	-	22.9
	2018	21.9	0.9	-	-	-	-	-	22.8
	2019	21.8	0.9	-	-	-	-	-	22.7
	2020	21.8	0.9	-	-	-	-	-	22.7
	2021	21.9	0.9	-	-	-	-	-	22.8
	2022	21.9	0.9	-	-	-	-	-	22.7
	2023	21.8	0.9	-	-	-	-	-	22.7
	2024	21.8	0.9	-	-	-	-	-	22.7
	2025	21.9	0.9	-	-	-	-	-	22.8
	2026	21.8	0.9	-	-	-	-	-	22.7

b)- Escenario Medio

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2003	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2004	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2005	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2006	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2007	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2008	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2009	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2010	21.1	0.6	-	-	-	-	-	21.7
	2011	22.1	0.5	-	-	-	-	-	22.6
	2012	18.2	0.5	-	-	-	-	-	18.7
	Proyectados	2013	21.0	1.0	-	-	-	-	-
2014		20.6	0.7	-	-	-	-	-	21.3
2015		20.5	0.7	-	-	-	-	-	21.2
2016		20.1	0.7	-	-	-	-	-	20.8
2017		20.6	0.8	-	-	-	-	-	21.3
2018		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1
2019		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1
2020		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1
2021		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.2
2022		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1
2023		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1
2024		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1
2025		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1
2026		20.4	0.7	-	-	-	-	-	21.1

Documento de Trabajo Versión diciembre de 2013

c)- Escenario Bajo

		Costa Atlántica	Noroeste	Noreste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
Históricos	2002	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2003	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2004	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2005	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2006	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2007	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2008	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2009	20.0	0.7	-	-	-	-	-	20.7
	2010	21.1	0.6	-	-	-	-	-	21.7
	2011	22.1	0.5	-	-	-	-	-	22.6
	2012	18.2	0.5	-	-	-	-	-	18.7
	Proyectados	2013	20.9	0.9	-	-	-	-	-
2014		19.2	0.5	-	-	-	-	-	19.6
2015		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2016		18.6	0.5	-	-	-	-	-	19.2
2017		19.1	0.6	-	-	-	-	-	19.7
2018		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2019		18.9	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2020		18.9	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2021		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2022		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2023		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2024		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2025		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5
2026		19.0	0.5	-	-	-	-	-	19.5

Documento de Trabajo - Versión diciembre de 2012