

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ENERO 2016 – DICIEMBRE 2035



SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	CRUDOS WTI Y BRENT	6
2.1	Escenarios de precios del crudo	8
2.2	Escenario macroeconómico mundial	11
3.	EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	13
3.1	Descripción del parque térmico	13
3.2	Generación de electricidad por recurso	16
3.3	Consumo de combustibles para generación de electricidad	17
4.	GAS NATURAL	21
4.1	Precios internacionales del gas natural	21
4.2	Escenario de importación en Colombia	35
4.3	Precios Nacionales del gas natural	46
4.4	Tarifas de transporte por gasoducto	55
4.5	Precio del gas natural en Térmicas	56
5.	JET FUEL	58
6.	FUEL OIL	62
7.	GASOLINA	66
8.	DIÉSEL	71
9.	CARBÓN	78
10.	GAS LICUADO DE PETRÓLEO	81
11.	ANEXOS	86

TABLA DE GRÁFICAS

GRÁFICA 2-1. COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DE CRUDO WTI Y BRENT	7
GRÁFICA 2-2. ESCENARIOS DE LOS PRECIOS DEL CRUDO	9
GRÁFICA 2-3. VOLATILIDAD ESPERADA DE CORTO PLAZO EN LOS PRECIOS DEL CRUDO	10
GRÁFICA 2-4. VARIACIÓN DE LOS PRECIOS ESPERADOS DEL WTI Y BRENT	11
GRÁFICA 2-5. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS PAÍSES NO-OPEP	12
GRÁFICA 3-1. PARTICIPACIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA TÉRMICA EN EL SIN	13
GRÁFICA 3-2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR TECNOLOGÍA – PARTICIPACIÓN TÉRMICA	17
GRÁFICA 3-3. CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	18
GRÁFICA 3-4. PRECIO DE BOLSA, ESCASEZ Y OFERTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE	19
GRÁFICA 3-5. HISTÓRICO Y PROYECCIÓN DE LOS COMBUSTIBLES (INGRESO AL PRODUCTOR)	20
GRÁFICA 4-1. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL Y CRUDO	22
GRÁFICA 4-2. PRECIOS INTERNACIONALES DEL GNL	24
GRÁFICA 4-3. PLANTAS DE LICUEFACCIÓN (ACTUALES Y POTENCIALES)	28
GRÁFICA 4-4. HISTÓRICO DE EXPORTACIONES DE GNL A NIVEL MUNDIAL	30
GRÁFICA 4-5. PRODUCCIÓN DE GNL A NIVEL MUNDIAL (PARETO)	30
GRÁFICA 4-6. EXPORTACIÓN DE GNL A NIVEL MUNDIAL (PARETO)	31
GRÁFICA 4-7. DEMANDA DE GNL EN AMÉRICA	32
GRÁFICA 4-8. DEMANDA DE GNL EN EUROPA	33
GRÁFICA 4-9. DEMANDA DE GNL EN ASIA	34
GRÁFICA 4-10. DISTRIBUCIÓN DE IMPORTACIONES EN LATINOAMÉRICA	36
GRÁFICA 4-11. POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE GNL A NIVEL MUNDIAL (PARETO)	36
GRÁFICA 4-12. COSTO DE CAPITAL PARA DIFERENTES PLANTAS DE LICUEFACCIÓN	38
GRÁFICA 4-13. PRECIO FOB EN TRINIDAD Y TOBAGO POR IMPORTADOR (PROMEDIO ÚLTIMO SEMESTRE)	39
GRÁFICA 4-14. PRECIO FOB EN TRINIDAD Y TOBAGO POR MERCADO (PROMEDIO ÚLTIMO SEMESTRE)	39
GRÁFICA 4-15. RUTAS MARÍTIMAS DE PLANTAS DE LICUEFACCIÓN A PUERTO DE CARTAGENA	41
GRÁFICA 4-16. OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE TRANSPORTE DE GNL	42
GRÁFICA 4-17. COSTOS DE TRANSPORTE DE GNL	43
GRÁFICA 4-18. COSTOS DE REGASIFICACIÓN EN PLANTA DE CARTAGENA	44
GRÁFICA 4-19. PRECIO CIF EN COLOMBIA DESDE TRINIDAD Y TOBAGO	45
GRÁFICA 4-20. PRECIO GNL EN COLOMBIA (2016-2035)	46
GRÁFICA 4-21. NEGOCIACIONES BILATERALES GUAJIRA, CUSIANA Y PROMEDIO NACIONAL	48
GRÁFICA 4-22. CONTRATACIÓN POR SECTOR DE CONSUMO	48
GRÁFICA 4-23. ESCENARIOS PRECIOS COSTA (2016 – 2035)	53
GRÁFICA 4-24. ESCENARIOS PRECIOS INTERIOR (2016 – 2035)	54
GRÁFICA 4-25. PRECIOS DE REFERENCIA FUENTES ADICIONALES (2016 – 2035)	55
GRÁFICA 4-26. ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN PLANTAS TÉRMICAS DE LA COSTA	56
GRÁFICA 4-27. ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN PLANTAS TÉRMICAS DEL INTERIOR	57
GRÁFICA 5-1. INGRESO AL PRODUCTOR DE JET FUEL COLOMBIA E ÍNDICE JET 54 U.S. GULF COAST	59
GRÁFICA 5-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP JET FUEL COLOMBIA	59
GRÁFICA 5-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR COLOMBIANO DEL JET FUEL	60
GRÁFICA 5-4. ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE JET FUEL EN PLANTA DE TERMOCENTRO Y TERMODORADA	61
GRÁFICA 6-1. INGRESO AL PRODUCTOR DEL FUEL OÍL COLOMBIANO E ÍNDICE DEL U.S. GULF COAST	63
GRÁFICA 6-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP JET FUEL	63
GRÁFICA 6-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR COLOMBIANO DEL FUEL OÍL	64
GRÁFICA 6-4. PROYECCIONES DEL PRECIO DE REFERENCIA DEL FUEL OÍL PARA LAS PLANTAS TERMOBARRANQUILLA, TEMOCARTAGENA	65

GRÁFICA 7-1. INGRESO AL PRODUCTOR DE LA GASOLINA E ÍNDICE DEL U.S. GULF COAST	68
GRÁFICA 7-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP GASOLINA MOTOR CORRIENTE	69
GRÁFICA 7-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR COLOMBIANO DE LA GASOLINA	69
GRÁFICA 7-4. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DE LA GASOLINA EN ESTACIÓN DE SERVICIO (BOGOTÁ D.C.)	70
GRÁFICA 8-1. INGRESO AL PRODUCTOR DEL DIÉSEL COLOMBIANO E ÍNDICE DEL U.S. GOLF COAST	73
GRÁFICA 8-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP DIÉSEL	74
GRÁFICA 8-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR COLOMBIANO DEL DIÉSEL	75
GRÁFICA 8-4. PROYECCIONES DEL PRECIO DE REFERENCIA DEL DIÉSEL PARA LAS PLANTAS DE GENERACIÓN	76
GRÁFICA 8-5. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL DIÉSEL EN ESTACIÓN DE SERVICIO (BOGOTÁ D.C.)	77
GRÁFICA 9-1. PRECIOS DEL CARBÓN COLOMBIANO E ÍNDICE DEL BANCO MUNDIAL	78
GRÁFICA 9-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP CARBÓN	79
GRÁFICA 9-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR DE CARBÓN COLOMBIANO	80
GRÁFICA 9-4. PROYECCIONES DEL PRECIO DE REFERENCIA DEL CARBÓN PARA TÉRMICAS	80
GRÁFICA 10-1. PRECIOS DEL GLP E ÍNDICE DEL U.S. GOLF COAST	82
GRÁFICA 10-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP GLP	83
GRÁFICA 10-3. PROYECCIÓN DEL INGRESO AL PRODUCTOR DEL GLP PARA BARRANCA	84
GRÁFICA 10-4. PROYECCIÓN DEL INGRESO AL PRODUCTOR DEL GLP PARA CUSIANA	84
GRÁFICA 10-5. PROYECCIÓN DEL INGRESO AL PRODUCTOR DEL GLP PARA CARTAGENA	85

TABLAS

TABLA 1. UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN OPERADAS CON GAS NATURAL	14
TABLA 2. UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN OPERADAS CON CARBÓN	15
TABLA 3. UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN OPERADAS CON COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	16
TABLA 4. INFRAESTRUCTURA MUNDIAL DE LICUEFACCIÓN	29
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE UN BUQUE DE GNL CON CAPACIDAD DE 155.000 M3 DE GNL	40
TABLA 6. COSTOS DE TRANSPORTE POR FUENTE DE SUMINISTRO DE GNL	41
TABLA 7. PLANTAS DE GENERACIÓN QUE CONSUMEN JET FUEL	61
TABLA 8. PLANTAS DE GENERACIÓN QUE CONSUMEN FUEL OÍL	65
TABLA 9. COMPONENTES TARIFARIOS DE LA GASOLINA MOTOR CORRIENTE	66
TABLA 10. COMPONENTES TARIFARIOS DEL DIÉSEL	71
TABLA 11. PLANTAS DE GENERACIÓN QUE CONSUMEN DIÉSEL	75

1. INTRODUCCIÓN

Este documento tiene por objeto presentar la estimación de largo plazo de los precios de las distintas fuentes energéticas utilizadas para la generación de electricidad. Estos precios, son calculados a partir de las perspectivas del mercado internacional de la energía y de la aplicación de la regulación y normatividad nacional existente en cada una de estas fuentes.

El documento constituye un esfuerzo conceptual en donde se incluyen los fundamentos que sustentan la construcción del futuro de los precios de los energéticos, considerando su importancia para la toma de decisiones de carácter operativo y estratégico que representan los mercados, los cuales buscan satisfacer su constante demanda.

Los precios futuros de los energéticos en los distintos mercados son inciertos y pueden fluctuar de manera inesperada, aunque existan factores y variables que permiten pronosticar su evolución. En general, los pronósticos del precio están expuestos a los sucesos externos, por ejemplo la respuesta de los mercados financieros globales, las decisiones de la Reserva Federal de Estados Unidos como sucedió en el año 2009, o el aumento de la oferta de crudo no convencional que se produjo entre los años 2014-2015 que, puede decirse, ha modificado la matriz energética a nivel mundial.

En tal sentido, la incertidumbre es de tal magnitud que predecir con certeza los precios del petróleo es casi utopía. Por lo anterior, la prospectiva establece tendencias vía escenarios los cuales trazan una trayectoria probable, elaborados acorde con premisas basadas en situaciones históricas que podrían mantenerse invariables o en previsiones objetivas de variación de determinados índices económicos y de consumo, representando una aproximación que permita seguir sucesivamente diversas etapas de descripción.

Los actuales precios del crudo se ven influenciados, además de los factores que gobiernan la oferta y la demanda, por elementos tales como el clima, la economía, la geopolítica, la especulación, etc., y como consecuencia el pronóstico se convierte en un problema de tratar con incertidumbre y volatilidad. Lo acontecido en el año 2015 con la economía de China, la mayor oferta de hidrocarburos provenientes de Estados Unidos, el levantamiento de la restricción de exportación de crudo en Irán y, en general, las pocas señales de fortalecimiento económico mundial, así como una sobreoferta mundial que crece de manera sostenida, son signos que indican que los precios pueden continuar en niveles bajos. Según Wood Mackenzie, el precio del petróleo tendrá una recuperación en el año 2020, donde el pronóstico presenta un precio anual promedio de US\$85 por barril.

En cuanto al gas natural, el comportamiento de los precios no ha sido distinto al caso del crudo, ya que sus niveles no dependen únicamente de la oferta y demanda, sino que entran en juego factores como la oportunidad del mercado local y regional, estructura de contratos de suministro y tiempo de entrega. Su trazabilidad y la preocupación por el cambio climático está afectando el uso de algunos energéticos y el gas natural está alcanzando una mayor atención. Aun con estos beneficios, el futuro de los precios del gas también es incierto, si bien existen algunas variables que pueden ayudar a estimar su evolución y posibles trayectorias futuras, no existe un método que permita predecir con exactitud los valores que alcanzarán los precios.

Igualmente, por los avances tecnológicos de extracción que permite un incremento de sus reservas, se está impactando de forma significativa los precios de gas natural en el hemisferio norte, así como de las otras referencias mundiales llegando a presentarse los precios más bajos del energético en el mundo, presionando un incremento en las tendencias del consumo de gas natural, que a su vez puede afectar los precios al alza en aquellos países que son deficitarios y requieren del comercio internacional.

Considerando que el gas natural presenta distintas ventajas, no sólo frente al petróleo, sino también al compararlo con algunas energías renovables por contar con características de los hidrocarburos líquidos (transportable, almacenable y versatilidad para generar energía mediante diversas aplicaciones y procesos), emisiones a la atmósfera comparativamente menores, bajos precios y enormes reservas existentes, se está convirtiendo en el sustituto por excelencia de otras fuentes como carbón, petróleo y de algunos derivados.

Con base en el análisis de las variables y seguimiento a los distintos mercados ya sean regionales, nacionales o internacionales y con la aplicación de la normatividad existente en el país, se estimaron escenarios de precios de corto, mediano y largo plazo de los distintos energéticos que hoy son utilizados para la generación de electricidad en Colombia. Bajo el contexto descrito, el documento pretende dar una visión completa del futuro de los precios de los energéticos en el corto, mediano y largo plazo, entendiendo que los mercados de los distintos energéticos tienen importantes diferencias en su estado de desarrollo, así como las variables fundamentales que los determinan, lo cual incide directamente en su evolución y su comportamiento futuro. Por consiguiente, pronosticar precios es una tarea que implica la consideración de un sinnúmero de factores de diversa índole que pueden cambiar de un momento a otro por razones ajenas a la lógica, causando algún grado de imprecisión el pronóstico, por tanto, los resultados aquí obtenidos deben ser percibidos como tendencias de comportamiento.

La información histórica del presente documento incluye fuentes de información como Platts, Argus, Wood Mackenzie entre otras. Por otra parte, la información y supuestos consideran al STEO –Short Term Energy Outlook- del Departamento de Energía de los Estados Unidos, donde se presentan las tendencias de los energéticos en el corto plazo. Para el largo plazo se incluye información proveniente de los diferentes estudios y análisis de WoodMackenzie y el AEO – Annual Energy Outlook 2015. Posteriormente, ajustada esta información a la actual regulación energética colombiana, se obtiene una estimación de precios nacionales que responden a las expectativas del mercado internacional.

Finalmente, se busca que este documento sea un insumo de información tanto para el Gobierno como para el público en general, en donde, en primera instancia, se pueda realizar un seguimiento a los precios y entender las razones de sus tendencias. En segunda instancia, se pretende hacer un análisis a corto plazo de sus posibles resultados para la toma de decisiones de los diferentes agentes del sector energético.

2. CRUDOS WTI Y BRENT

En este capítulo se analiza la evolución de los precios del petróleo y los acontecimientos más destacados que influyeron en la variación de los mismos durante los años 2014 hasta parte del 2016, considerando la correlación existente entre el WTI y el Brent, que por sus características se constituyen en la referencia del mercado de América y de Europa respectivamente.

Es bien sabido que los precios del petróleo muestran alta volatilidad debido a la diversidad de factores que inciden en su determinación, pues son múltiples los actores con intereses en el comportamiento. Posiblemente uno de los factores de mayor influencia para ese comportamiento sea la especulación financiera que actúa como elemento que distorsiona el comportamiento del mercado, independientemente de las disponibilidades físicas del producto.

Es de recordar que desde 2011, los precios del crudo Brent (marcador que cotiza en el Internacional Petroleum Exchange-IPE), presenta un mayor nivel de precio respecto a los precios del crudo WTI (marcador cotiza en el New York Mercantile Exchange-NYMEX-) como consecuencia de la caída en los volúmenes negociados de este último, resultado de la debilidad del dólar, moneda en la cual se realizaban casi todas las transacciones de WTI.

Sin embargo, desde el mes de Septiembre del 2014 y hasta principios del año 2016, se presenta un desplome de los precios alcanzando su mínimo histórico el día 9 de Febrero del 2016, llegando a niveles de US\$28,83/barril para el WTI y US\$30,32/barril para el BRENT en terminos corrientes. Según los analistas, las diversas causas de este comportamiento son el debilitamiento del crecimiento de la economía China, los inconvenientes de Rusia, la crisis en Medio Oriente, la guerra de precios desatada por Arabia Saudita, la depresión de las economías de Europa y Japón, así como el incremento de producción del crudo no convencional en Estados Unidos. Todo lo anterior conllevó a una sobreoferta de crudo durante 2015.

Expertos estiman que luego de lo ocurrido el 9 de Febrero del presente año, los niveles de precios deben evolucionar en sentido creciente a tasas ya sean bajas o altas, pues parece muy difícil que, salvo situaciones coyunturales, los precios puedan caer en el mediano y largo plazo por debajo de los US\$20/barril. Esta modificación tiene como fundamento aspectos tales como oferta, demanda, geopolítica, comportamiento económico y especulación (principal causante de la volatilidad de los precios del crudo).

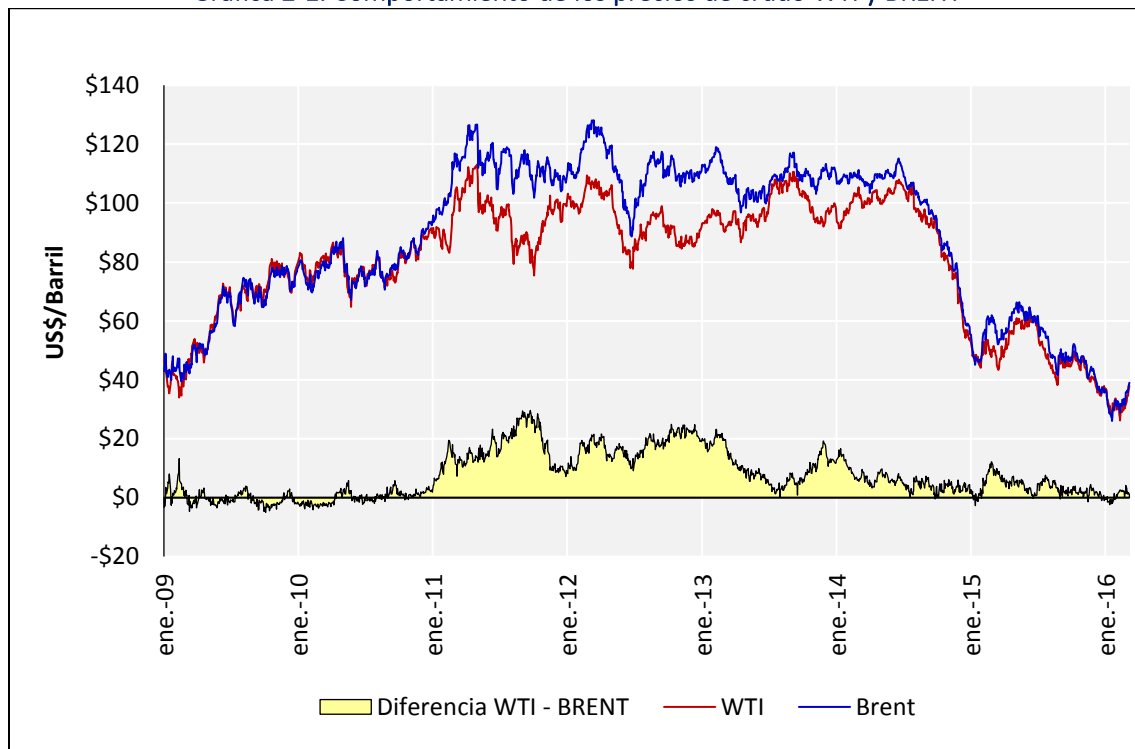
Así entonces, son múltiples los factores económicos y geopolíticos que no permiten un incremento alto de precios como: una menor tasa del crecimiento de la economía mundial de acuerdo con las perspectivas del FMI, la valorización del dólar respecto de otras monedas y la política monetaria de Estados Unidos; lo que ha generado cierta reticencia en los inversionistas al mercado petrolero; la sobreoferta de crudo, la recesión mundial que impone un freno a la economía y el comportamiento de OPEP. Todo lo anterior, hace que no se vislumbre un incremento inusitado de los precios.

No obstante existen otros elementos que favorecen un incremento relativamente alto de los precios futuros del petróleo, entre los que se tiene: la falta de inversión en exploración en países NO OPEP

que no permitirá un incremento de la oferta, un menor nivel de ahorro de energía por bajos precios de crudo y menores incentivos, desarrollo de campos maduros y de recursos no convencionales que requieren de precios altos y la expansión del mercado petrolero en economías desarrolladas lo que puede generar sobredemanda.

Según la **Gráfica 2-1**, desde el año 2009 se aprecia un incremento permanente de los precios hasta principios del año 2011, valor que se estabilizó en el primer semestre del año 2014 en torno a los US\$ 110/barril en el caso del Brent, y de US\$ 97/barril en lo respecta al WTI. A partir del segundo semestre del año 2014 los precios del WTI han disminuido hasta en un 73% y los del BRENT hasta un 76,35%, alcanzando niveles mínimos históricos.

Gráfica 2-1. Comportamiento de los precios de crudo WTI y BRENT



Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos –DOE-EIA-.

De igual forma, el diferencial de precios entre el crudo Brent y el WTI se viene estrechando de forma importante y durante el año 2015 se mantuvieron en promedio en los US\$3,39/barril, originado básicamente por los excedentes de crudo en Estados Unidos debido al aumento de la producción de los hidrocarburos no convencionales.

Otro factor importante que influyó en la caída del precio del crudo fue la decisión de la OPEP de no disminuir la producción de crudo a pesar del aumento en la producción de no convencionales en Estados Unidos. Según analistas internacionales, en el corto plazo, la disminución en la oferta de los NO OPEP, junto con el creciente impacto de los bajos precios del petróleo en dichos países, apunta a un cambio durante el 2018.

En el largo plazo, el pronóstico del precio refleja ciertas tendencias que hacen relación con la demanda del petróleo con rumbo a la baja como resultado de un pronóstico del Producto Interno Bruto (PIB) más bajo en Estados Unidos, incluyendo una reducción en la producción industrial por parte de regiones importantes en cuanto consumo, como lo son China y Estados Unidos.

Expertos como Wood Mackenzie, pronostican una desaceleración económica en 2018 con una expectativa de crecimiento del PIB a una tasa de 1,9% y una lenta recuperación para el año 2020. La tendencia para el largo plazo es sobre la producción de petróleo de los Estados Unidos, que tenderá a aumentar entre 2020 y 2030 a un promedio de 700.000 barriles/día, aunque para algunos años el promedio será cerca 1.000.000 barriles/día y tendría un impacto a la baja en la producción de países NO OPEP. El suministro total de los países que no pertenecen a la OPEP se revisó a la baja en aproximadamente 0,5 millones de b/d cada año a partir de 2020 y hasta 2030.

Estos cambios contribuyen a una tendencia decreciente en el pronóstico de los precios de largo plazo enfocado principalmente en el periodo después del año 2020, como impacto de la fortaleza en la oferta de Estados Unidos se reduce la dependencia de un costo marginal más alto en las fuentes de suministro.

2.1 Escenarios de precios del crudo

Este numeral hace referencia a las estimaciones de largo plazo del precio del petróleo, las cuales están apoyadas en la dinámica económica mundial, la situación de las tasas de interés de las principales economías, la evolución de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y en el Este de Europa, del crecimiento poblacional y del grado de abastecimiento de la demanda.

El escenario de referencia fue construido teniendo en cuenta el pronóstico realizado por Wood Mackenzie en su documento “*Global Macro Oils*” de corto y largo plazo. Para la construcción de los escenarios alto y bajo se consideraron las “aperturas” estimadas por el U.S Energy Information Administration (EIA) en su documento Anual Energy Outlook 2015, las cuales implican una variada gama de tendencias con respecto al crecimiento económico mundial, al crecimiento de la población y supuestos sobre diversas trayectorias del mismo precio del petróleo con fundamento en cambios de demanda.

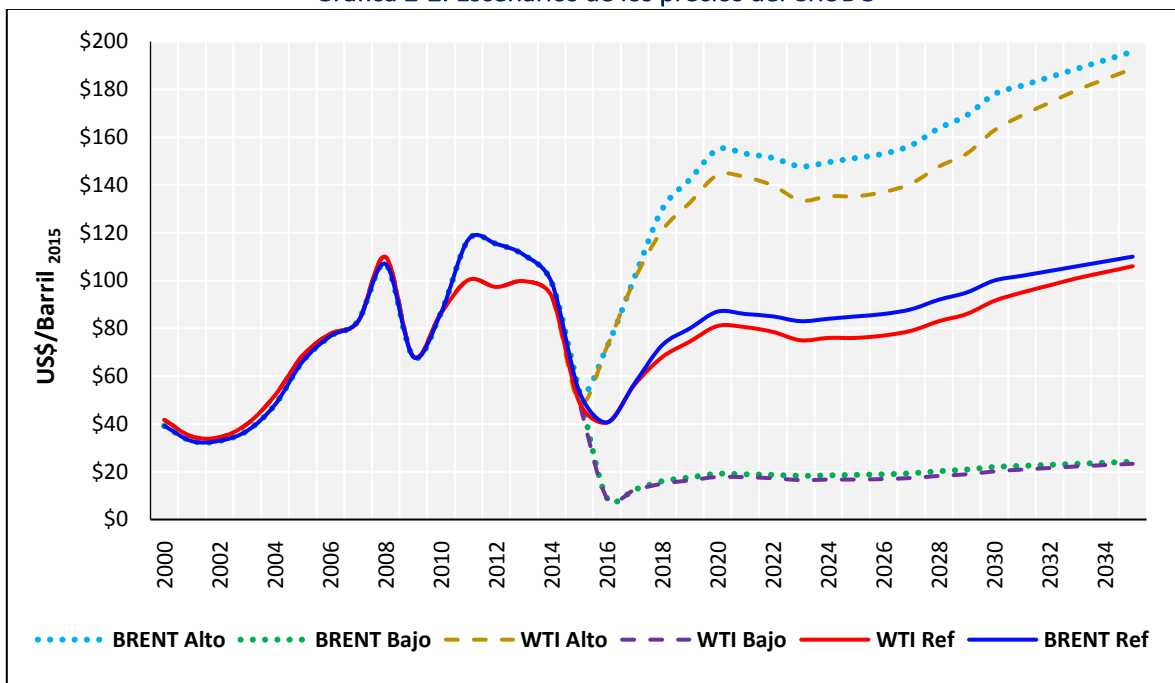
A continuación se presenta la descripción de los supuestos utilizados para la conformación de los tres escenarios de largo plazo:

- **Escenario de Referencia:** En este escenario se estima que de 2020 a 2035 se debiliten los precios del crudo en la medida en que la oferta de Estados Unidos aumenta progresivamente. Se espera en promedio que el BRENT alcance los US\$87/barril en términos reales para 2020 a US\$83/barril en 2023, y que el WTI también baje de US\$81/barril en términos reales para 2020 a US\$75/barril en 2023, mientras que la capacidad disponible de la OPEP aumente en 6.8 millones de barriles/día.

- **Escenario de Precios Alto:** En este escenario se pronostica una mayor demanda de los productos derivados del petróleo y una menor inversión de los países exportadores, compensada por el incremento en la exploración de los países en desarrollo. Este último factor, contribuye al incremento del precio spot del mercado, llevando a un crecimiento del precio en 78% con respecto al escenario de referencia.
- **Escenario de Precios Bajo:** En este escenario se estima el inverso del escenario alto, es decir, una contracción importante en la demanda de productos derivados del petróleo, mayor inversión *upstream* de los principales países exportadores y un bajo nivel de desarrollo en la industria petrolera de los países en desarrollo.

La **Gráfica 2-2** presenta la estimación de largo plazo de los tres escenarios considerados (referencia, alto y bajo), tanto para el crudo WTI como el Brent. En el escenario de referencia se considera equilibrio entre la oferta y demanda en el mercado mundial del petróleo, gracias a continuos cambios en la producción de crudo en Estados Unidos, que afectarían directamente los precios del crudo por la sobreoferta generada.

Gráfica 2-2. Escenarios de los precios del CRUDO



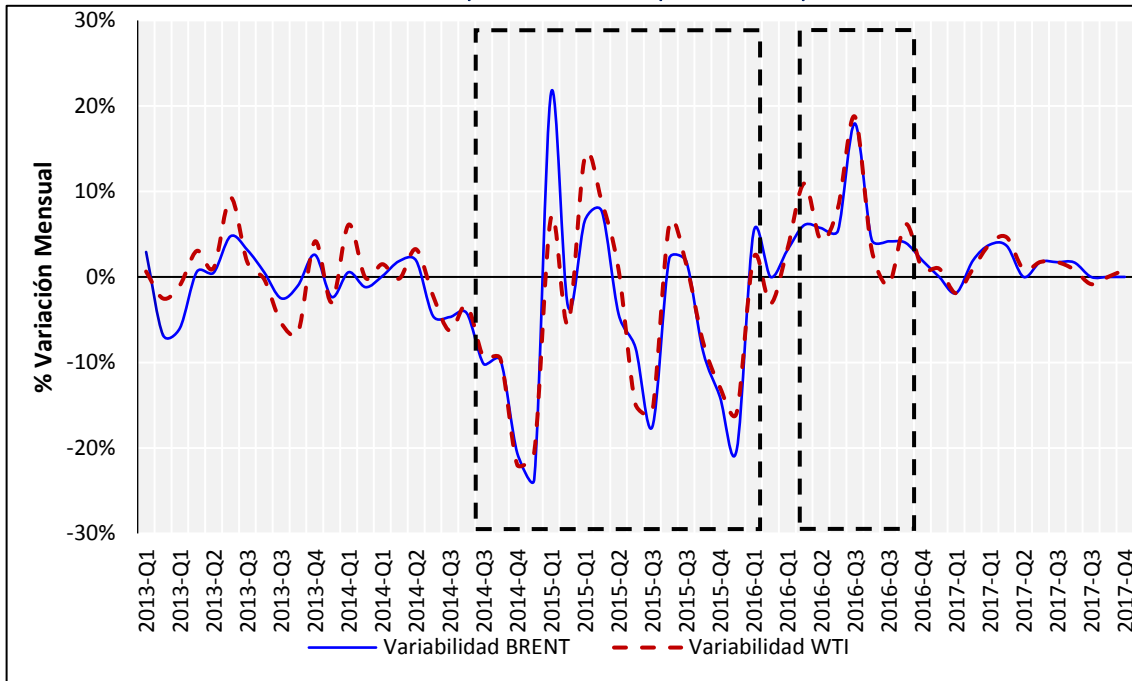
Fuente: Wood Mackenzie.

La estimación del escenario de referencia indica que el precio del WTI alcanzará una tasa de crecimiento promedio año de 1,94% al pasar de US\$49 por barril en 2015 a US\$106 por barril en 2035. La información presentada por Wood Mackenzie contempla proyección de corto y de largo plazo con resolución anual. El largo plazo está actualizado a noviembre de 2015 mientras que la proyección de corto plazo está actualizada a enero de 2016.

Los análisis realizados y plasmados en este documento utilizan el WTI como indexador de precios de los distintos energéticos, puesto que la regulación colombiana ha definido como referencia los precios de los combustibles en la Costa del Golfo de Estados Unidos. Lo anterior, debido a que las señales de precios históricos de los combustibles nacionales están valoradas desde esta perspectiva, por lo que el propósito es seleccionar el mejor referente de proyección en cada uno de los combustibles.

Según los analistas, se puede observar que a partir del año 2014 el WTI ha tenido una reducción máxima mensual del precio del 21,7% y el BRENT 23,39%. Así mismo, el Brent presentó una mayor volatilidad en los precios, principalmente en los primeros meses de 2015, donde su incremento fue mayor al del WTI. Se espera para tercer trimestre del 2016 una volatilidad máxima de 18,75% entre los meses de julio a septiembre, lo que representaría una recuperación importante del precio. Para el 2017 se estima que la volatilidad no sea superior al 5%. La **Gráfica 2-3** presenta el análisis de volatilidad proyectado.

Gráfica 2-3. Volatilidad esperada de corto plazo en los precios del crudo



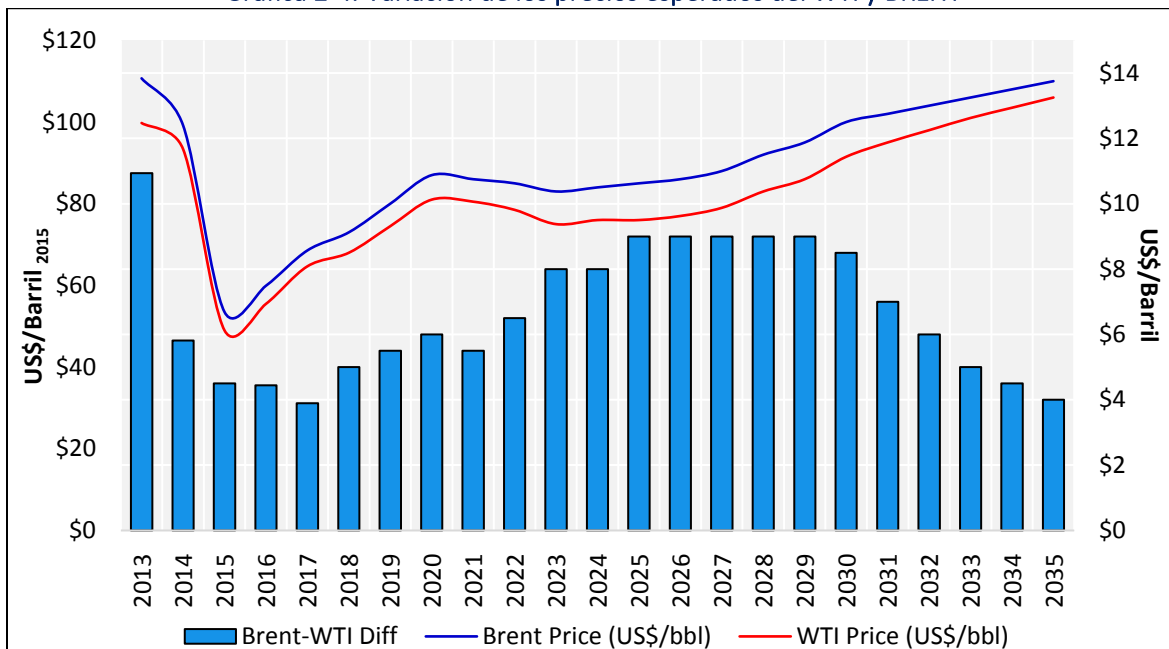
Fuente: Wood Mackenzie.

De la misma manera, Wood Mackenzie pronostica una disminución en la producción de crudo en Estados Unidos entre 2016 y 2017 para posteriormente presentar un aumento por encima de los 0,5 Mbb/d en 2018, razón por la cual se estima un diferencial de precios bajo y se proyecta un precio anual promedio del WTI de US\$55 por barril en 2016 y US\$63 por barril en 2017 con un diferencial, respecto al Brent, de US\$4,5 por barril y US\$4 por barril correspondientemente. Además, se considera que después de 2016 el diferencial entre WTI-Brent sea más amplio debido al aumento de la oferta de Estados Unidos a partir de 2018.

En lo correspondiente al diferencial de precios entre WTI y Brent, la **Gráfica 2-4** presenta la evolución alcanzada y esperada entre enero 2013 y diciembre de 2035. Los resultados indican que el máximo alcanzado en los primeros meses de 2013 que llegó a los US\$ 10.93/barril, y que tendrá un mínimo de US\$ 3.89/barril en 2017. Excepto por una pequeña disminución en el año 2021, entre los años 2018 y 2025 el diferencial de precios se incrementará phasta los US\$ 9/barril, valor que se mantendrá hasta el año 2029.

A partir del año 2029, empieza un descenso constante hasta el año 2035 llegando a una diferencia de US\$ 4/barril. Finalmente, entre los años 2013 y 2035 hay en promedio, una disminución de US\$ 0.61/barril.

Gráfica 2-4. Variación de los precios esperados del WTI y BRENT



Fuente: Wood Mackenzie.

2.2 Escenario macroeconómico mundial

El escenario de referencia estimado por Wood Mackenzie considera que la economía permanecerá débil con un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de 2,3% en 2015 y se estima que, como parte de la desaceleración económica, en 2018 el PIB de la economía mundial no aumente más allá de un 1,9%. Adicionalmente, la expectativa de que la situación no empeore se mantiene, pero si el escenario económico en China continúa deteriorándose y el precio de los activos baja aceleradamente, la crisis podría ser peor incluso antes de 2018. Se estima una recuperación de 2,8% del PIB en el 2019 y entre 2020 y 2035 Wood Mackenzie pronostica una crecimiento económico mundial de 3% por año.

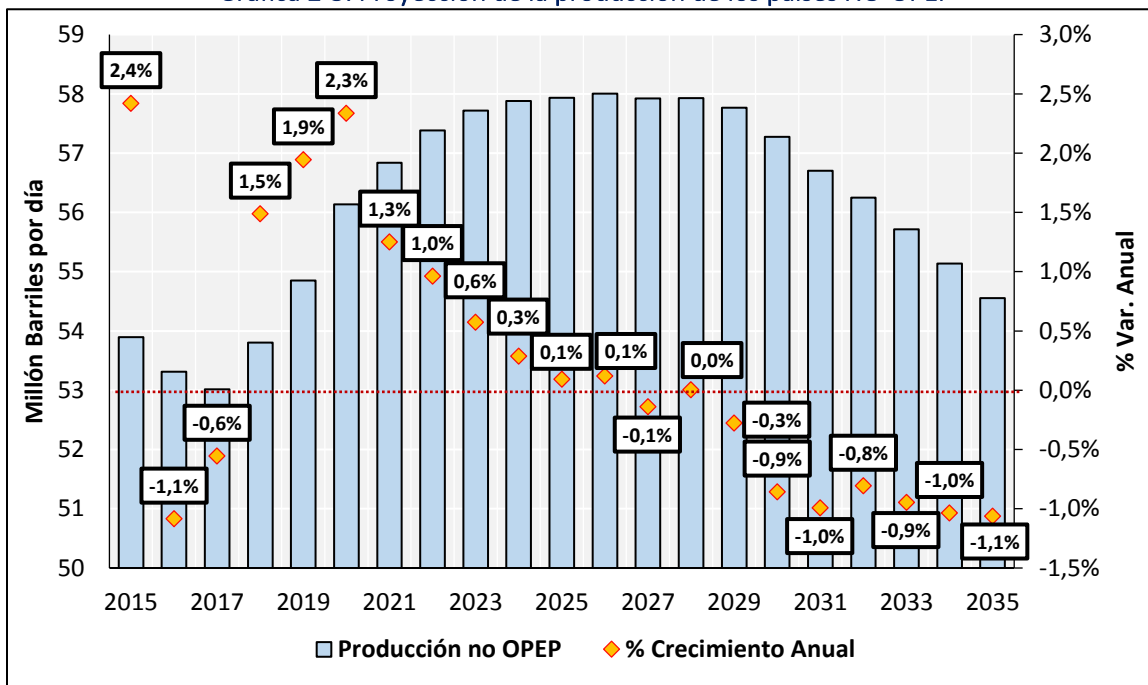
Con ese crecimiento económico, la demanda petrolera aumentará de 94 millones de barriles/día en 2015 a 109 millones de barriles/día en 2035. Esta baja tasa de crecimiento se debe al panorama de

una débil economía en el mediano plazo. Otro factor es la tendencia a la baja en la producción, particularmente en China y Europa, lo cual reduce el uso del Diésel en la industria y el transporte.

La oferta de los países NO-OPEP, excluyendo los no convencionales de Estados Unidos y las ganancias en el procesamiento, se proyectan hacia la baja con una caída 900.000 barriles/día al pasar de 53,9 millones en 2015 a 53 millones de barriles/día en 2017. Posteriormente, en el mediano plazo, la producción debe aumentar progresivamente hasta los 58 millones de barriles/día en 2029 antes de que comience de nuevo la disminución en la producción de los países NO-OPEP, según lo pronosticado por la firma consultora Wood Mackenzie, En la **Gráfica 2-5** se presenta la estimación de producción de los países NO OPEP.

Por otra parte, un incremento en la perspectiva de la producción costa adentro (On shore) de Estados Unidos compensa, en el periodo 2021 a 2030, los bajos pronósticos para los productores NO-OPEP, mejorando las estadísticas de producción de este grupo. Adicionalmente, la producción de la OPEP se verá incrementada por parte de otros productores como Iraq e Irán, los cuales han ayudado a prolongar el periodo de precios bajos.

Gráfica 2-5. Proyección de la producción de los países NO-OPEP



Fuente: Wood Mackenzie y UPME

En relación con Colombia, la información de estimación de IPC proviene del Banco de la República equivalente a 3% promedio año en el horizonte 2014 – 2020 y para efectos del ejercicio la misma tasa se extendió al 2037. Simultáneamente, los datos históricos de las variables económicas fueron tomados del DANE y del mismo Banco de la República. Tanto las variables macroeconómicas nacionales como las de Estados Unidos utilizadas en todo el ejercicio de proyección de precios son las mismas en cada uno de los energéticos analizados.

3. EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sistema eléctrico colombiano se ha caracterizado por contar con una amplia participación de centrales hidráulicas tanto en capacidad instalada como en generación, sin embargo el parque generador térmico ha jugado un papel importante en momentos de baja disponibilidad de recurso hídrico, como lo que está ocurriendo en el fenómeno del Niño 2015.

Con la entrada en vigencia del cargo por confiabilidad, el país ha contado con energía firme respaldada tanto por unidades de generación hidráulica como de generación térmica que son propulsadas por combustibles fósiles como el gas natural, carbón mineral y los derivados del petróleo. Teniendo en cuenta el mercado eléctrico colombiano, se encuentra que el precio de la electricidad que se ofrece en el sistema está influenciado por el precio de los combustibles debido a su relación directa en la generación.

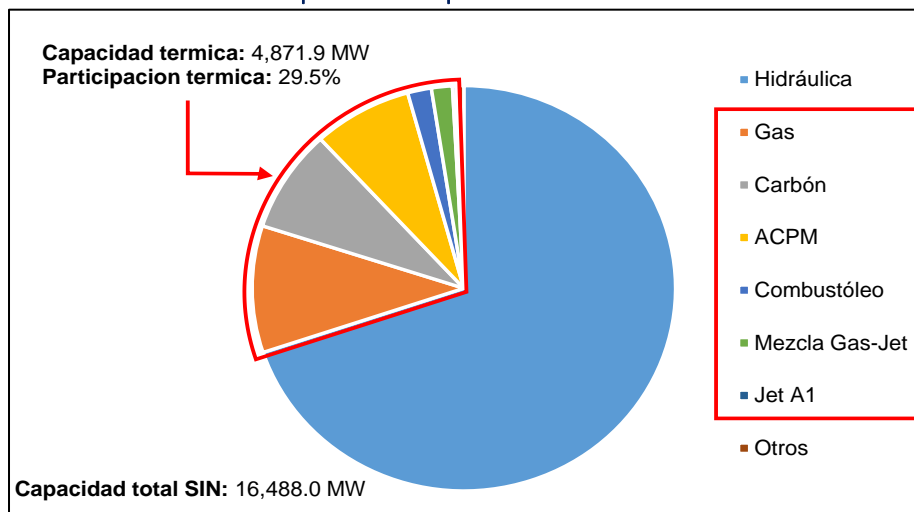
Considerando que este sector representa un componente importante en la demanda de combustibles fósiles se presenta una breve caracterización del mismo.

3.1 Descripción del parque térmico

Según el sistema de información de XM, el Sistema Interconectado Nacional – SIN contaba con una capacidad instalada de 16,488.0 MW en enero de 2016, de la cual una porción mayoritaria corresponde a centrales hidroeléctricas. Complementariamente, el parque generador cuenta con el respaldo de centrales térmicas que le permiten disponer de una mayor confiabilidad para garantizar el suministro de electricidad, la cuales son operadas con gas natural, carbón mineral, ACPM, combustóleo y Jet A1.

Al revisar la participación de la capacidad instalada por tipo de recurso utilizado para la generación se observa que el parque térmico aporta el 29,5% del total que equivale a 4,871.9 MW (ver **Gráfica 3-1**).

Gráfica 3-1. Participación de capacidad instalada térmica en el SIN



Fuente: XM, UPME.

A continuación se presenta, de manera detallada, las características de las unidades térmicas, el tipo de combustible con que operan y tienen declarado para su generación de electricidad. Es importante mencionar que algunas de estas centrales tienen la opción de operar con combustible alternos o mezclas de estos. Toda la información aquí registrada corresponde a la última disponible en el mes de enero de 2016.

3.1.1 Plantas a gas natural

En la **Tabla 1** se listan las unidades de generación térmica que utilizan gas natural como insumo para la generación. Allí se observa que el sistema cuenta con 1,931.5 MW instalados distribuidos en 16 unidades. La mayor contribución está en el departamento del Atlántico donde se concentra cerca del 65% de las unidades de generación térmica a gas, distribuidas así: Tebsa dispone de 791 MW y Flores 4b de 450 MW, seguido por el departamento de Santander con cerca del 25% principalmente por la capacidad instalada de las unidades Termocentro y Merielectrica. El restante 10% se concentra en los departamentos de Bolívar, Casanare y Tolima.

Tabla 1. Unidades de generación térmica del SIN operadas con gas natural

Unidad térmica	Ubicación	Capacidad [MW]
Tebsa	Atlántico	791.0
Flores 4b	Atlántico	450.0
Termocentro*	Santander	264.0
Merielectrica 1	Santander	167.0
Proelectrica 1	Bolívar	45.0
Proelectrica 2	Bolívar	45.0
Termoyopal 2	Casanare	30.0
Barranca 3	Santander	24.0
Cimarrón	Casanare	20.0
El morro 1	Casanare	19.9
El morro 2	Casanare	19.9
Termoyopal 1	Casanare	19.9
Barranca 1	Santander	12.0
Barranca 2	Santander	12.0
Purificación	Tolima	8.0
Termopiedras	Tolima	3.8
Total		1,931.5

Fuente: XM, UPME. *Combustible: Mezcla Gas-Jet A1.

3.1.2 Plantas a carbón

El carbón mineral juega un papel importante en la generación de electricidad, ya que el SIN cuenta con un total de 1.348,4 MW instalados los cuales se reparten en 14 unidades con capacidades instaladas que oscilan entre 9,4 MW y 164 MW y se ubican en 6 departamentos (ver **Tabla 2**).

Tabla 2. Unidades de generación térmica del SIN operadas con carbón

Unidad térmica	Ubicación	Capacidad [MW]
Gecelca 3	Córdoba	164.0
Tasajero 1	Norte de Santander	163.0
Tasajero 2	Norte de Santander	160.0
Paipa 4	Boyacá	154.0
Guajira 2	La Guajira	151.0
Guajira 1	La Guajira	149.0
Paipa 2	Boyacá	72.0
Paipa 3	Boyacá	70.0
Zipa 4	Cundinamarca	64.0
Zipa 5	Cundinamarca	64.0
Zipa 3	Cundinamarca	63.0
Zipa 2	Cundinamarca	34.0
Paipa 1	Boyacá	31.0
Cogenerador Coltejer 1	Antioquia	9.4
Total		1,348.4

Fuente: XM, UPME.

La distribución regional de las plantas es un poco más equitativa que la de otras fuentes, pues las unidades localizadas en Boyacá y Norte de Santander aportan en conjunto 48% y Guajira el 22%, Cundinamarca el 17% y Córdoba 12%. Según el Plan de Expansión de Referencia Generación/Transmisión 2015 – 2029 el SIN contará con el proyecto denominado Gecelca 3.2 el cual adicionará una capacidad instalada de 250 MW, con lo cual la participación de Córdoba aumentará al 26% de la capacidad total instalada.

3.1.3 Plantas a combustibles líquidos

Finalmente se presenta de manera detallada las unidades de generación de electricidad que operan con combustibles derivados del petróleo (ver **Tabla 3**). En este caso se encuentra una capacidad instalada de 1.592 MW de los cuales alrededor del 78% corresponde a unidades operadas con ACPM, seguidas por las unidades operadas con combustóleo con cerca de 19% y algunas planta que utilizan Jet Fuel. La mayoría de las unidades se concentran en los departamentos Valle del Cauca, Bolívar y Atlántico. Como se mencionó anteriormente, algunas de estas unidades tiene la capacidad para generar con otro combustible, en particular con gas natural.

Tabla 3. Unidades de generación térmica del SIN operadas con combustibles líquidos

Unidad térmica	Combustible	Ubicación	Capacidad [MW]
Termosierra	ACPM	Antioquia	364.0
Termoemcali 1	ACPM	Valle del Cauca	213.0
Termovalle 1	ACPM	Valle del Cauca	197.0
Flores 1	ACPM	Atlántico	158.0
Termocandelaria 2	ACPM	Bolívar	158.0
Termocandelaria 1	ACPM	Bolívar	157.0
Cartagena 3	Combustóleo	Bolívar	66.0
Cartagena 1	Combustóleo	Bolívar	61.0
Cartagena 2	Combustóleo	Bolívar	60.0
Barranquilla 3	Combustóleo	Atlántico	56.0
Barranquilla 4	Combustóleo	Atlántico	56.0
Termodorada 1	Jet A1	Caldas	46.0
Total			1592.0

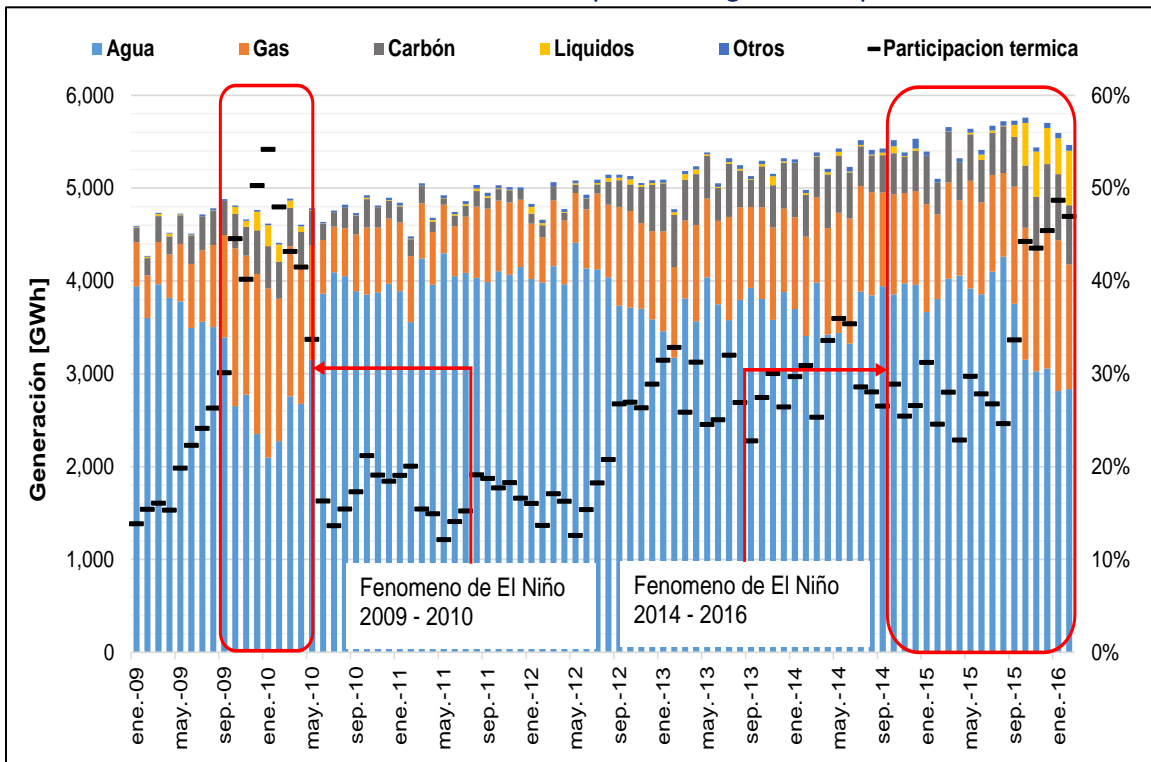
Fuente: XM, UPME.

Adicionalmente, en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029 se plantean diferentes escenarios de expansión del parque de generación de electricidad entre los que se encuentran principalmente escenarios con una gran expansión del parque generador térmico a carbón y una pequeña expansión con unidades térmicas operadas con gas y/o combustibles líquidos.

3.2 Generación de electricidad por recurso

Al hacer una revisión de la generación de electricidad en Colombia, se observa que de manera general la mayor parte ha sido aportada por plantas hidráulicas seguidas por unidades térmicas a gas y luego a carbón. En la **Gráfica 3-2** se ilustra el aporte de electricidad según el tipo de recurso utilizado para la generación desde el año 2009, donde se observa que el parque generador térmico ha aportado al sistema valores que están alrededor del 50% de la demanda total durante eventos de fenómeno de El Niño tal y como se registró en los meses de diciembre de 2009, enero de 2010 y enero de 2016, lo cual demuestra la importancia del parque generador térmico para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad durante periodos de bajos aportes hídricos al SIN.

Gráfica 3-2. Generación de electricidad por tecnología – Participación térmica



Fuente: XM, UPME.

De manera particular, las centrales térmicas a gas han participado hasta con cerca del 40% de la electricidad generada y las de carbón con más del 12% de la entregada al sistema durante periodos específicos.

Igualmente se aprecia, que en los meses en que ha ocurrido fenómeno de El Niño, especialmente en el año 2016, hay una participación importante en la oferta de electricidad de las unidades térmicas operadas con líquidos. En la gráfica se puede observar la importancia de esta generación en particular en el periodo comprendido entre el mes de octubre de 2015 y los primeros meses de 2016.

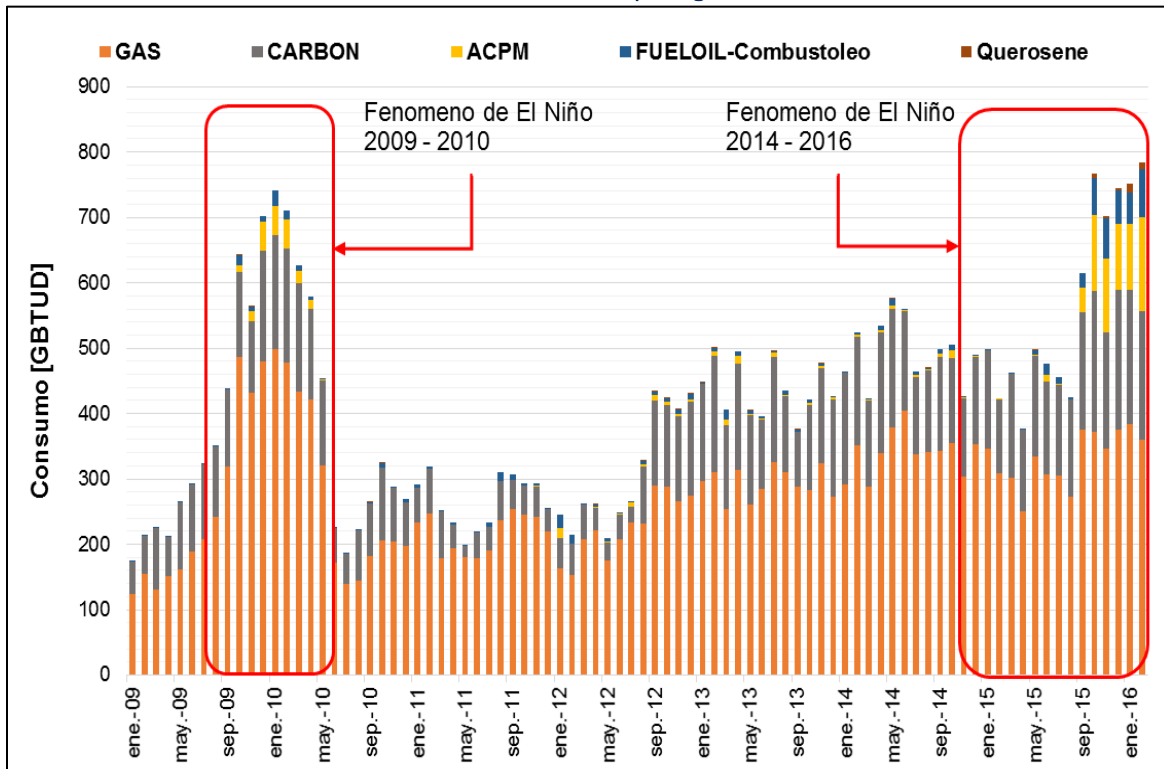
3.3 Consumo de combustibles para generación de electricidad

Como se mencionó anteriormente, el parque generador térmico tiene una participación importante en la producción de electricidad, para lo cual se requiere una disponibilidad confiable de los diferentes combustibles. En la **Gráfica 3-3**, construida a partir de información disponible en las bases de datos de XM, se puede observar que la demanda agregada de combustibles para la generación de electricidad ha alcanzado valores cercanos a 800 GBTUD durante eventos de fenómeno de El Niño.

Respecto al consumo de gas natural para la generación de electricidad se advierte que entre el segundo semestre de 2012 y el primer semestre de 2014, periodo en el cual no se decretaron ni fenómenos de El Niño ni de La Niña, el consumo promedio se ubicó cerca de 300 GBTUD, mientras que durante El Niño de 2009 – 2010 llegó a valores cercanos a los 500.0 GBTUD.

Examinando el consumo de carbón, se encuentra que desde el segundo semestre de 2012, este ha oscilado entre cerca de 210 GBTUD y los 385 GBTUD con un valor medio aproximado de 290 GBTUD. Así mismo, se nota que el consumo de los combustibles líquidos aparece en menor proporción a lo largo del periodo de análisis, sin embargo en los eventos de fenómeno de El Niño alcanzan de manera agregada valores que superan los 225 GBTUD.

Gráfica 3-3. Consumo de combustibles para generación de electricidad

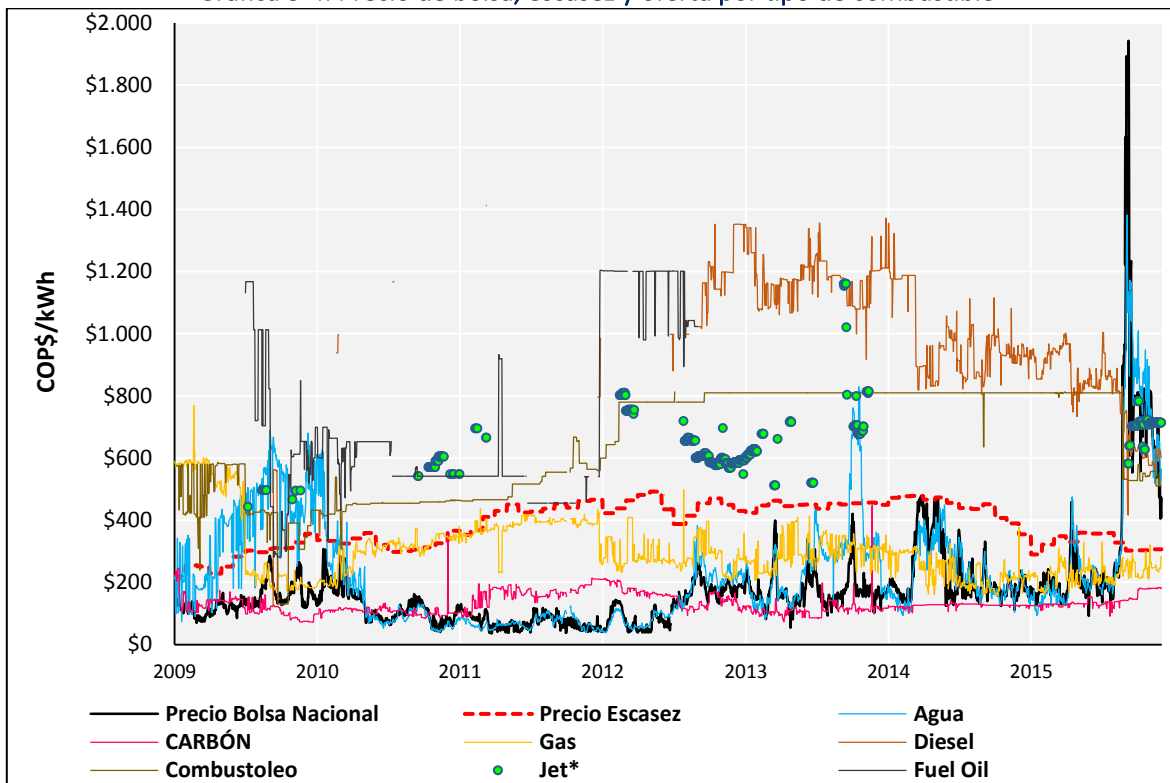


Fuente: XM, UPME.

El importante incremento en el consumo térmico como consecuencia de los bajos niveles de los embalses por efecto del Fenómeno del Niño, tiene importantes repercusiones en los precios de oferta de las térmicas y por ende, en el precio de bolsa. Este último, indiscutiblemente debe reflejar los costos variables de la generación, así como el costo de oportunidad del recurso utilizado para su transformación.

La evolución de este precio señala un comportamiento relativamente estable entre julio de 2014 y agosto de 2015 frente al precio de escasez (al cual la obligación de energía firme es exigida y remunerada) salvo en el mes de junio de 2015 (Ver **Gráfica 3-4**).

Gráfica 3-4. Precio de bolsa, escasez y oferta por tipo de combustible



Fuente: XM. * El precio del Jet se muestra como dispersión debido a su discontinuidad en la serie, en especial en los eventos que el precio de la generación con agua supera el precio de escasez.

No obstante, hacia finales de septiembre y la primera semana de octubre de 2015, precisamente el mes donde la **Gráfica 3-3** muestra un incremento importante en el consumo de combustibles para generación, el precio de bolsa superó el de escasez con lo cual se activó el cargo por confiabilidad del sistema interconectado nacional (SIN). Puntualmente el 8 de octubre el precio de bolsa registro un máximo de 1.952,17 COP\$/kWh, superando ampliamente el precio de escasez ubicado en COP\$ 302,43/kWh, siendo la oferta ponderada del agua cercana a los COP\$ 1.952,17/kWh.

Así entonces, el evento del fenómeno de El Niño al generar bajos aportes hídricos y por consiguiente bajos niveles de embalses, incremento el valor de generación y como consecuencia el precio de bolsa, llevando a que las térmicas entraran a generar con un precio de oferta alrededor de los 800 COP\$/kWh, siendo que su actividad se remunera a un precio de escasez que se encontraba por debajo de 400 COP\$/kWh en el mismo periodo de tiempo. Ante este escenario, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con la CREG, tomaron cartas en el asunto mediante la resolución CREG 172 de 2015 y ajustaron el precio de escasez acorde al primer escalón de costo de racionamiento, dando un alivio económico a algunas plantas térmicas.

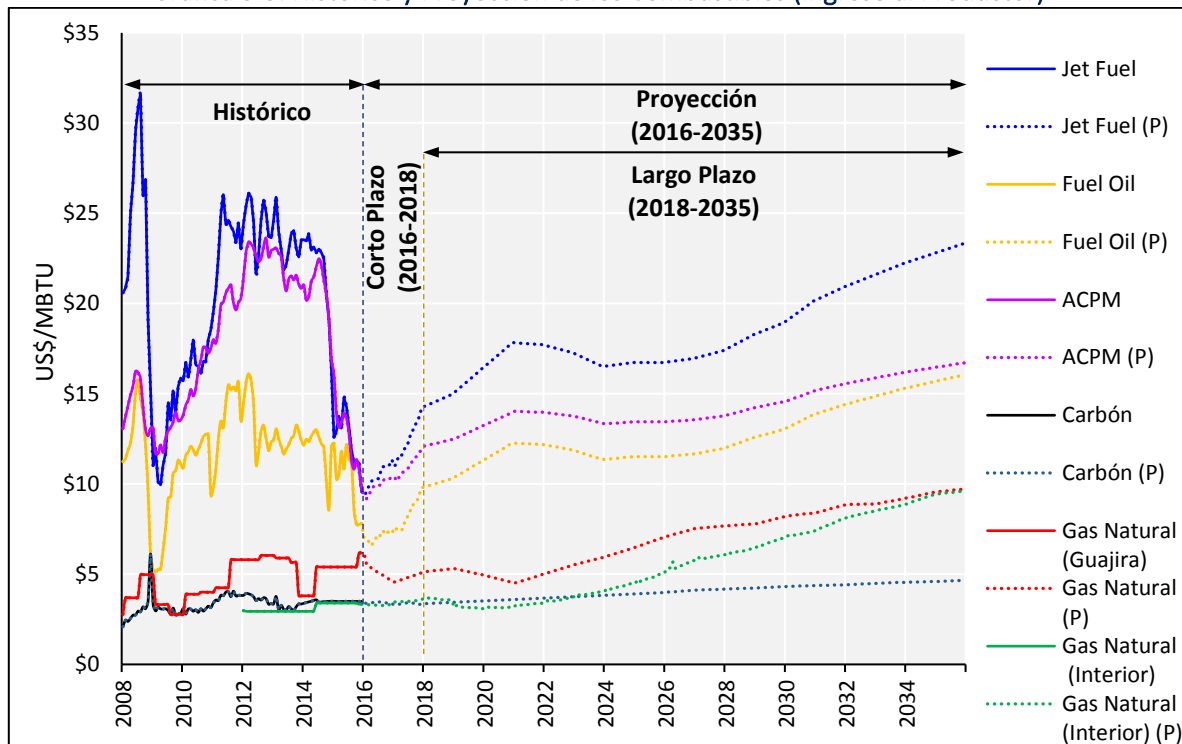
Otra causa de estos eventos fue es la escasez de gas derivada de los contratos firmes, ya que a pesar de poder contar con gas del mercado secundario, en algunos casos las centrales térmicas manifestaron que no había disponibilidad de gas suficiente para la operación. Ahora bien, dándose la

posibilidad de adicionar más oferta a las negociaciones bilaterales de gas natural llevadas a cabo en Octubre de 2015, el ente regulador mediante la CREG resolución 170 de 2015 permitió vender un gas adicional.

Lo anterior, aunque permitió ingresar gas adicional al sistema, encareció el costo de este combustible, como se podrá ver en el capítulo a continuación. Por otra parte, los grandes esfuerzos en la campaña de ahorro y uso eficiente de la energía fueron claves para poder sobrellevar lo que ha sido el evento del fenómeno de El Niño más fuerte que se haya registrado.

Se debe recordar que el objetivo del documento es determinar el costo del combustible para estas plantas de generación, diferente al precio de oferta de la energía cuando se usan las diversas fuentes, que es lo que muestra la **Gráfica 3-4**, aunque su influencia es vital para entender hacia donde podrían desplazarse estos precios, en un horizonte próximo. En los siguientes capítulos se analiza cada uno de los combustibles su historia, regulación económica y posibles escenarios de proyección al corto y largo plazo, tal y como muestra la **Gráfica 3-5**.

Gráfica 3-5. Histórico y Proyección de los Combustibles (Ingreso al Productor)



Fuente: UPME.

4. GAS NATURAL

El aumento de la producción de gas natural en Estados Unidos viene reconfigurando la matriz energética mundial, generando cambios económicos, que según los expertos está dando origen a una época dorada de la industria manufacturera en ese país y hoy se puede afirmar que el gas natural no convencional proyecta ese futuro prometedor que para muchos estuvo en duda, por las preocupaciones de distinta índole asociadas al desarrollo de estos recursos.

Las ventajas que ofrece el gas natural frente al petróleo, a la energía nuclear y otras energías renovables, están promoviendo procesos de sustitución energética acelerada en todo el mundo pues se trata de un recurso que dispone de aquellas características de los hidrocarburos como posibilidad de almacenamiento, transporte y adaptabilidad para diversos usos mediante diferentes aplicaciones y procesos, pero además arroja a la atmósfera emisiones relativamente menores, tiene bajos precios y elevadas reservas en el mundo, convirtiéndolo en el sustituto ideal de muchas de las fuentes energéticas.

Con la experiencia norteamericana se han mejorado las tecnologías para la extracción de los recursos no convencionales, permitiendo así incrementar las reservas de gas y de crudo de manera importante, lo cual viene impactando significativamente en los precios de gas natural en la región, los cuales de 2010 hasta el cierre de 2015 disminuyeron cerca del 45%, llegando niveles tales que registraron picos históricos como los más bajos disponibles de este energético en el mundo, originando un incremento en las tendencias del consumo de gas natural a nivel mundial, tanto como combustible como materia prima en procesos de transformación.

4.1 Precios internacionales del gas natural

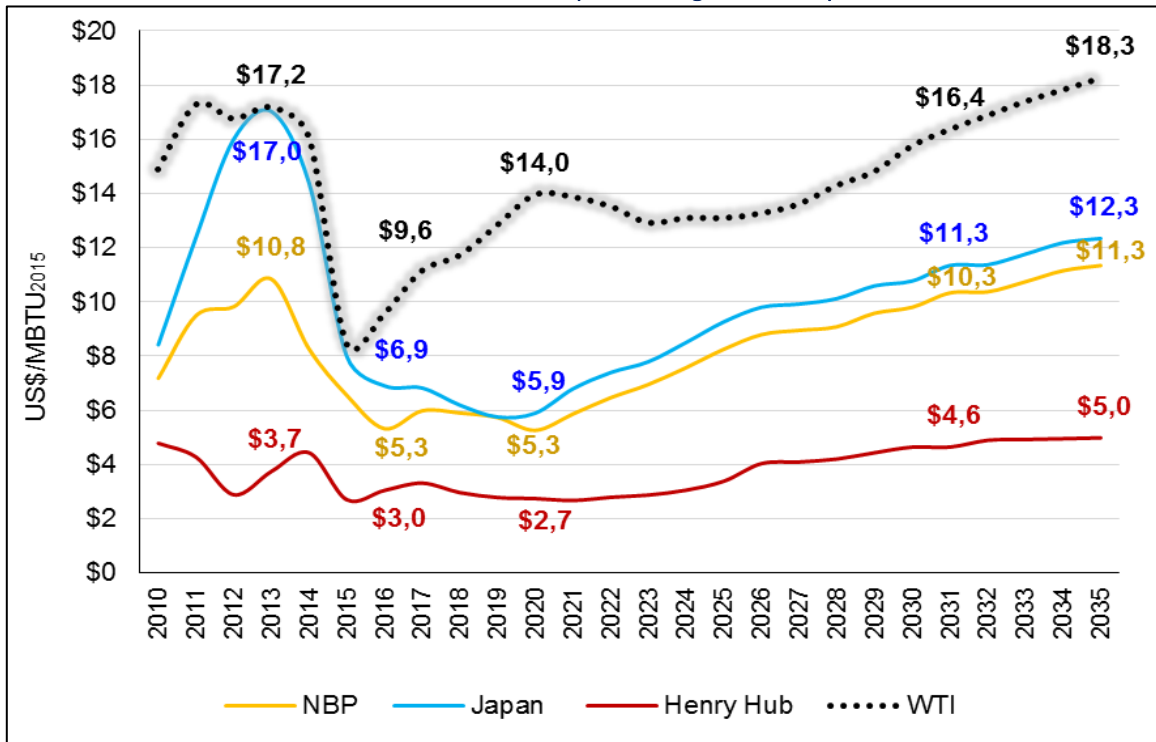
Mientras el mercado del crudo es esencialmente global, en el caso del gas natural el mercado está segmentado en tres grandes mercados: Estados Unidos, Europa y Asia, los cuales tienen diferencias importantes en el caso de los precios, pues presentan una importante divergencia en magnitud y tendencia. Los precios de gas natural en Estados Unidos están basados en la oferta y la demanda local, en tanto que en Asia y Europa están referenciados parcialmente al comportamiento del precio del petróleo y sus derivados y al desempeño del mercado internacional.

Como lo presenta la **Gráfica 4-1**, los precios del crudo y del gas en los distintos mercados muestran diferencias y se encuentra una correlación entre el crudo y el gas de Japón, debido básicamente a que los precios de gas natural de este último está referenciado a una cesta de precios del petróleo, por lo demás no se aprecia reciprocidad entre el precio del crudo WTI y el Henry Hub (marcadores en norte américa), desde que se inició la explotación de shale gas en Estados Unidos, llegando en 2012 a una diferencia de cinco veces a favor del crudo, contrario a lo ocurrido en el pasado donde se presentaba una clara correlación, la cual se mantuvo por décadas.

La misma grafica señala que en el corto plazo se empieza a presentar una diferencia entre los precios del crudo y del gas que se incrementa de manera considerable, pasando a ser en 2016 el precio del crudo tres veces el del gas hasta el 2020 donde esta diferencia pasa a ser casi de siete veces a favor

del crudo¹. Ya en este periodo la correlación del WTI y el precio spot del gas en Japón se disipa, que puede ser debido al cambio de indexador o del esquema de mercado.

Gráfica 4-1. Evolución del precio de gas natural y crudo



Fuente: WoodMackenzie.

Durante el año 2015, el precio del Henry Hub ha presentado fluctuaciones con una ligera tendencia de incremento, cuyo valor promedio al finalizar el mes de diciembre de 2015 se situó en los US\$ 1,9/MBTU, pese a alcanzar precios cercanos a los US\$ 4,4/MBTU en 2014, debido probablemente a efectos climatológicos en esa región. Sin embargo, para el Departamento de Energía de los Estados Unidos los precios permanecerán prácticamente constantes en el corto plazo llegando en 2020 a US\$ 2,7/MBTU en términos reales, como respuesta a los nuevos incrementos de producción y de un periodo con temperatura moderada que reduce las necesidades de gas para calefacción.

La Agencia Norteamericana estima que el precio medio del Henry Hub durante todo el año 2016 se ubicará en los US\$ 2,70/MBTU y para 2017 en US\$ 3,04/MBTU, cifras bastante inferiores comparándolas con 2014, cuando se esperaba que el promedio para este mismo año fuera cercano a los US\$ 5/MBTU. Una de las razones para este comportamiento hace referencia a una demanda menor en un 5% a la esperada, con lo cual vienen aumentando los almacenamientos de gas, comparado con los años anteriores.

Debe tenerse en cuenta que el Henry Hub es el índice de gas más económico de los presentados en la **Gráfica 4-1**, toda vez que este precio hace referencia a precio en boca de pozo y no incluye los

¹ 1 Barril de crudo WTI = 5.8*10⁶ BTU.

precios de licuefacción, transporte marítimo y regasificación. En los siguientes capítulos se analizarán cada uno de estos componentes para determinar un costo final en el mercado Colombiano.

Igualmente, la **Gráfica 4-1** además de presentar el Henry Hub en los Estados Unidos, muestra una comparación de este con los demás índices internacionales del gas, como lo son el NBP en Reino Unido y del JKM en Japón. Para el caso de Japón y Corea, la misma gráfica indica un comportamiento casi cíclico con un valor máximo de US\$ 6,9/MBTU en 2016 y US\$ 5,9/MBTU para 2020, mostrando una reducción importante en comparación con los últimos años, donde alcanza a ubicarse en US\$ 17/MBTU. Es de recordar que el precio de este marcador cayó de 12,14 dólares por millón de BTU en junio de 2014 a US\$5,79 MBTU en febrero de 2016, mostrando una reducción de 52%.

De acuerdo con los expertos, la reducción presentada en el precio del gas en Japón en este periodo, se debe a la incursión de bajos precios de carbón, la reducción del precio de los combustibles líquidos y el crudo por los altos niveles de producción, sobreoferta de GNL en el área del océano Pacífico (Australia) así como en un comportamiento moderado de la economía, lo cual en términos generales implica una menor demanda de energía final, pero más que eso, a la sustitución de GNL por el recurso nuclear para la generación de electricidad.

En el caso del precio del NBP del Reino Unido se muestra una tendencia algo similar al de JKM de Japón con valores de US\$ 5,3/MBTU en 2016 y US\$ 5,3/MBTU para 2020, manteniendo estabilidad en los precios con algunas oscilaciones en el intermedio. Los precios del gas en Europa, se establecen con base en la relación entre la oferta y la demanda.

Al igual que el precio JKM, el precio del NBP se redujo drásticamente pasando de US\$6,68/MBTU en junio de 2014 a US\$4,61/MBTU en enero de 2016 registrando una caída de 31% que principalmente se debe a una sobreoferta de gas en el mercado y en la zona del océano Atlántico, incluida el reciente aporte del shale gas de Estados Unidos.

Gracias a esta reducción de precios, países como Argentina, Brasil y Chile estén accediendo a GNL barato a través de los terminales de regasificación. El precio más bajo, antes de terminar este documento, se dio el 25 de febrero de 2016 llegando a US\$4,40/MBTU².

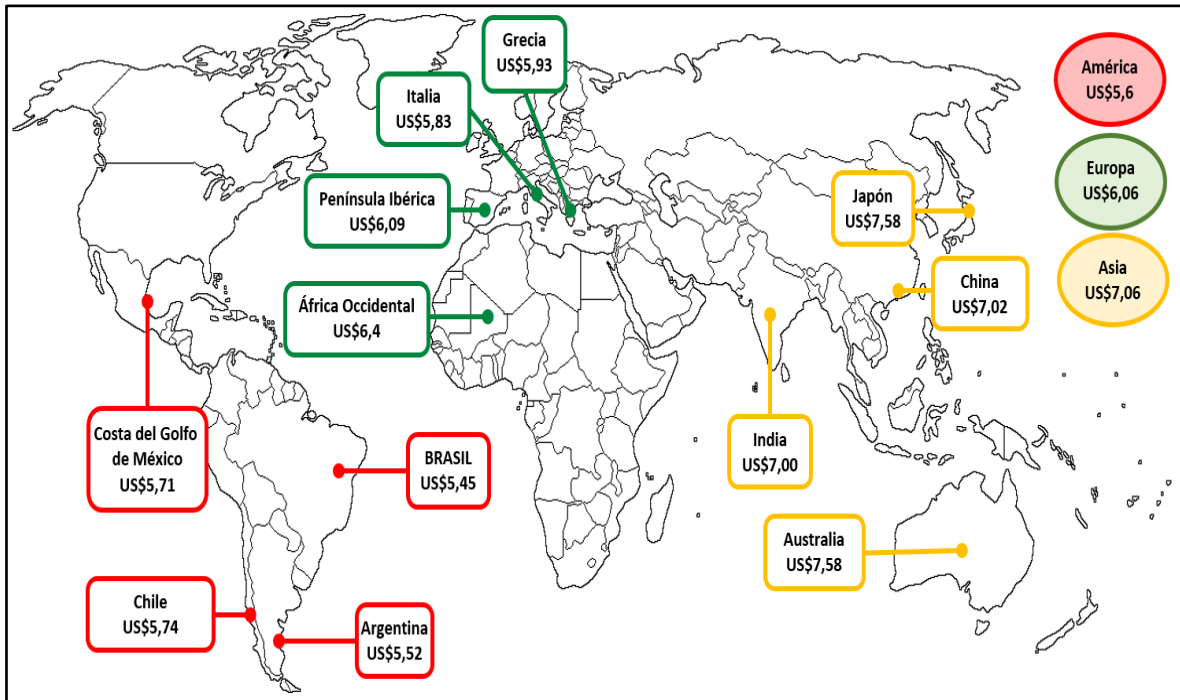
De otra parte, las exportaciones de GNL de Estados Unidos comienzan a llegar a los mercados de la cuenca del Atlántico, pero con problemas de rentabilidad debido a los bajos precios existentes. Con su llegada a Europa se está presentando fuerte competencia con el gas de Rusia. Igualmente, este gas ya llegó a Brasil con precios spot bastante competitivos.

La tendencia de precios observada últimamente entre NBP y JKM, pareciera indicar cierta convergencia, sin que ello signifique que se equiparen, modificando de esta manera el comportamiento alcanzado en los últimos años, es decir, que la segmentación que hoy tienen los mercados de gas se disminuirá paulatinamente gracias a dos eventos: el primero relacionado con el aumento de la producción de shale gas principalmente en Estados Unidos, generando mayores exportaciones y, por otro lado, la expansión del GNL que gracias a su portabilidad como mecanismo de exportación ha

² Tomado del documento "Se desploman los precios del Gas Natural" de Álvaro Ríos-Bolivia.

venido reduciendo poco a poco la dependencia que tiene el mercado mundial de los sistemas de gasoductos para transporte. En la **Gráfica 4-2**, se presentan a nivel internacional los precios actuales de GNL para los diferentes mercados en el primer trimestre del año 2016.

Gráfica 4-2. Precios Internacionales del GNL



Fuente: Argus y UPME.

4.1.1 Prospectiva de los precios internacionales de gas natural

Como los patrones de producción y consumo en el continente Norteamericano siguen cambiando y son una realidad las exportaciones de GNL desde 2016 por la Costa del Golfo, estiman los expertos que mayor será la sustitución de energéticos por gas natural y en consecuencia mayor su demanda. Por otra parte, con unas mejores perspectivas económicas en Estados Unidos se espera que la demanda industrial crezca y de igual forma la demanda para generación de electricidad, sector que viene cambiando por la estricta regulación de emisiones ambientales que está imponiendo la normatividad pero también por el exceso de oferta de gas natural.

De igual forma, las estimaciones de Departamento de Energía de los Estados Unidos señalan que la producción de gas crecerá a una tasa mayor que la demanda, alcanzando la autosuficiencia de ese país en el corto plazo, además de potenciar las exportaciones por vía marítima y entrando de lleno en el mercado del GNL internacional.

De acuerdo con las estimaciones de Wood Mackenzie, el precio de gas en el continente Americano se reducirá de US\$3,7/MBTU a los US\$3,0/MBTU en 2016 y alcanzaría un mínimo de US\$2,7/MBTU en 2020 y luego ascenderá de manera gradual hasta cerca de US\$ 5,0/MBTU después de 2030, desde

luego en términos reales de 2015. En el período 2022 – 2030 pronostican que el incremento de los precios se debe a la necesidad de llegar al nivel requerido para el desarrollo de nuevos proyectos que permitan el suministro.

Debido a la creciente necesidad de gas en los países del continente asiático, se han venido desarrollando grandes proyectos de licuefacción en todo el mundo, al punto que se estima que en el mediano plazo Estados Unidos ingresará al grupo de naciones que provean gas a las economías emergentes y a Japón, pese a los desarrollos de gas no convencional en China.

Otro de los cambios que se pronostica es el de la unificación en la forma de comercializar el GNL, tanto en Asia como en Europa, en virtud de que actualmente se están negociando en Asia cargamentos a precios de Henry Hub más unas primas; sin embargo la tendencia es la de unificación gradual del mercado de gas hacia un mercado global y desde luego primero será la aproximación con el mercado de Europa. Por otro lado, el canal de Panamá está terminando obras de ampliación, lo que aumentara las expectativas en este mercado por parte de ofertas provenientes de África e inclusive Asia.

De acuerdo con las estimaciones de Wood Mackenzie, el precio de gas en Asia disminuirá gradualmente a los US\$6,9/MBTU en promedio durante 2016 y alcanzaría un mínimo de US\$ 5,9/MBTU en 2020 y luego ascenderá de manera gradual hasta cerca de US\$ 12,3/MBTU después de 2030, es decir un incremento del 7,23% anual en el largo plazo.

Por otra parte, el precio del gas natural en Europa está indexado parcialmente con los precios del crudo y desde el año 2009 los importadores están cambiando y tienen baja disposición a pagar precios altos. Se han desarrollado distintos Hubs con mercados líquidos donde se forman los precios como NBP y TTF y Zeebrugge, pero adicionalmente se está desarrollando infraestructura de regasificación en países como Noruega para permitir mayores flujos de comercio en el continente Europeo.

Como la producción de gas del viejo continente viene declinando, se estima que Rusia puede ser un gran proveedor del energético, sin embargo, los países europeos han tomado acciones para diversificar el suministro y obtener unos precios más favorables. Por otra parte, la débil demanda de gas por cuestiones económicas, se ve reflejada en precios a la baja de manera marginal.

En el largo plazo, se espera que la demanda del continente Europeo aumente una vez haya cambios importantes en los combustibles para generación eléctrica, toda vez que el Reino Unido ya remplazo el carbón por la generación de electricidad con gas natural como consecuencia de precios y eficiencia de las térmicas. Algunos expertos señalan que el precio del NBP disminuirá gradualmente a los US \$5,3/MBTU en 2016 y alcanzaría un valor similar en 2020 y luego ascenderá de manera gradual hasta cerca de US\$ 11,3/MBTU después de 2030, es decir un incremento del 6,5% anual en el largo plazo.

4.1.2 Perspectivas del Gas Natural Licuado

La UPME, posterior a desarrollar la etapa de análisis sobre la disponibilidad de gas natural frente a la demanda estimada, considera necesario establecer alternativas para incrementar el suministro de gas

natural y fortalecer el sistema de oferta, permitiendo resolver las dificultades de abastecimiento relacionadas con esa actividad para el mediano y largo plazo, en caso de no incorporar nuevas reservas de gas natural.

Según lo definido en el Plan Nacional de Desarrollo (2010 – 2014) y del Decreto 2100 de 2011, se determinó la conveniencia de incentivar la importación de gas natural y el desarrollo de nuevas fuentes de suministro, tales como el desarrollo de yacimientos no convencionales de gas, tipo shale gas, thight gas o CBM (gas asociado al carbón).

No obstante, aún no se cuenta con suficiente información para obtener conclusiones sobre los mecanismos de explotación de hidrocarburos no convencionales, máximos de producción, declinación y técnicas de recuperación de los recursos. Además, existe actualmente una diferencia importante entre los costos de producción y los precios de mercado, lo que suscita debate en torno a la viabilidad económica de estos proyectos, eso sin considerar las dudas que se generan desde la óptica ambiental y social.

Como consecuencia de lo anterior y según las disposiciones establecidas para el abastecimiento de gas y la confiabilidad del servicio, se promulgó la Resolución CREG 054 de 2012, la cual estableció obras para desarrollar el concepto de confiabilidad, se fijaron reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural. En tal sentido, su artículo 3 definió los proyectos de confiabilidad aprobados para el periodo de transición, como se muestra a continuación:

“...1. Planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 MPCD con un tanque de almacenamiento de 160,000 m3. Punto de inyección (Cartagena, Bolívar), 2. Terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la costa Pacífica con capacidad de almacenamiento de 160.000 m3 y capacidad de vaporización de 262 MPCD y 3. Gasoducto conectado al STN en Yumbo (Valle) (125 km y 24 pulgadas)...”

Posteriormente, se tomó la decisión de desarrollar la planta de regasificación y almacenamiento en Cartagena, como la alternativa más viable. La Resolución 062 de 2013 modificada por la Resolución CREG 152 de 2013, implementó la regulación mediante la cual se estableció el esquema y el ingreso regulado por el uso de la planta de regasificación y su gas natural importado para generaciones de seguridad conforme a los requerimientos de Centro Nacional de Despacho -CND. Mediante la Resolución CREG 022 de 2014 se aprobó el ingreso regulado total de carácter transitorio al Grupo de Generadores Térmicos proponentes y se modificó el almacenamiento máximo de la opción a 171.000 metros cúbicos de GNL.

Con la promulgación del Decreto 2345 de 2015 y la Resolución Minminas 40052 de 2016 se dió vía libre al desarrollo de proyectos de confiabilidad, los cuales serán adelantados mediante proceso concursal. Esta decisión busca asegurara que dichas obras, independientemente si son de incremento de capacidad de transporte o de suministro, se ejecuten y entren en operación cuando la demanda las requiera.

Es claro que un suministro adicional vía GNL otorga alta certidumbre de abastecimiento, y requiere de la presencia de agentes interesados y dispuestos a pactar acuerdos de largo plazo para asegurar el financiamiento de la infraestructura de regasificación desde el lado de la demanda. No obstante, la creciente exigencia de fuentes energéticas menos contaminantes, más económicas y confiables está llevando a que el GNL sea una fuente de gran relevancia para el futuro de muchos países, como garantía de abastecimiento y como prenda de operaciones menos contaminantes frente a los fósiles tradicionales.

4.1.3 Oferta mundial de gas natural licuado

Las transacciones en el mercado de GNL son generalmente contratos a largo plazo con la modalidad Take or Pay³, lo que representa para compradores la toma de una mínima cantidad de volumen o deben pagar una multa por bajo consumo y, como se mencionó anteriormente, no disponen de precios basados en la oferta y la demanda, por lo que utilizan distintos índices para las negociaciones.

Según expertos internacionales, hoy en día el mundo tiene una capacidad de producción que históricamente no ha sido demandada, pues tan solo el 76% de la oferta ha sido requerida por los países importadores, razón por la cual se cuenta con un volumen nominal sobrante. Las plantas de licuefacción a nivel mundial que exportan gas natural licuado, y las potenciales a entrar en funcionamiento en los próximos años, se muestran a continuación en la **Gráfica 4-3**.

Las plantas de licuefacción que actualmente se encuentran en funcionamiento de acuerdo con la información suministrada por la International Energy Agency -IEA- se presentan en la **Tabla 4**. En la actualidad existen 18 países que producen y exportan GNL⁴, con una capacidad total de producción de 715,17 MMm³ de GNL al año y 109 trenes de licuefacción localizados en América, Europa, Asia Pacífico, Medio Oriente, África y Oceanía. El 40% de las exportaciones corresponde a países del Medio Oriente.

En América, los productores de GNL se localizan en Trinidad y Tobago, Perú y Estados Unidos, siendo este último el jugador más grande del negocio en la zona con la planta de licuefacción Sabine Pass y una capacidad de producción de 64 millones de metros cúbicos de GNL, el cual se espera que entre en total funcionamiento hacia finales de 2016. Adicionalmente, en el año 2015 se empezaron a construir los proyectos de Cameron, Freeport Trains 1-3 y Corpus Christi 1&2, como reflejo de la situación de incremento de oferta de gas en Estados Unidos.

En Europa el único país que exporta GNL es Noruega y recientemente se suspendió el plan para construir un nuevo tren debido a insuficientes reservas de gas. En la región de Asia Pacífico, Malasia, Brunei, Indonesia y Rusia son los exportadores de GNL, destacándose Rusia como el mayor productor de gas natural en el mundo, cuyo comercio es principalmente vía gasoducto. En Medio Oriente, Qatar, Yemen, Omán y Emiratos Árabes Unidos producen GNL y son los responsables del 40% de la

³ Contrato bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador se compromete a pagar un porcentaje del gas contratado, independientemente de que éste sea consumido. El vendedor se compromete a tener a disposición del comprador el 100% de la cantidad contratada.

⁴ International Energy Agency. IEA Statistics. Natural Gas Information, 2015.

producción mundial, liderados por Qatar, que es el mayor productor y exportador del planeta. Por su parte, Yemen ha sufrido varios ataques de sabotaje hacia los gasoductos que alimentan su única planta de licuefacción, causando interrupciones importantes

Gráfica 4-3. Plantas de licuefacción (actuales y potenciales)



Fuente: Wood Mackenzie.

En África los productores de GNL son Egipto, Argelia, Nigeria, Libia y Guinea Ecuatorial. Los distintos conflictos y el terrorismo vienen generando inconvenientes que no han permitido una operación continua de las distintas plantas, por lo que no se esperan incrementos de capacidad en el corto plazo. Cabe resaltar los nuevos proyectos que vienen en Australia, como Gorgon, Wheatstone y Prelude FLNG.

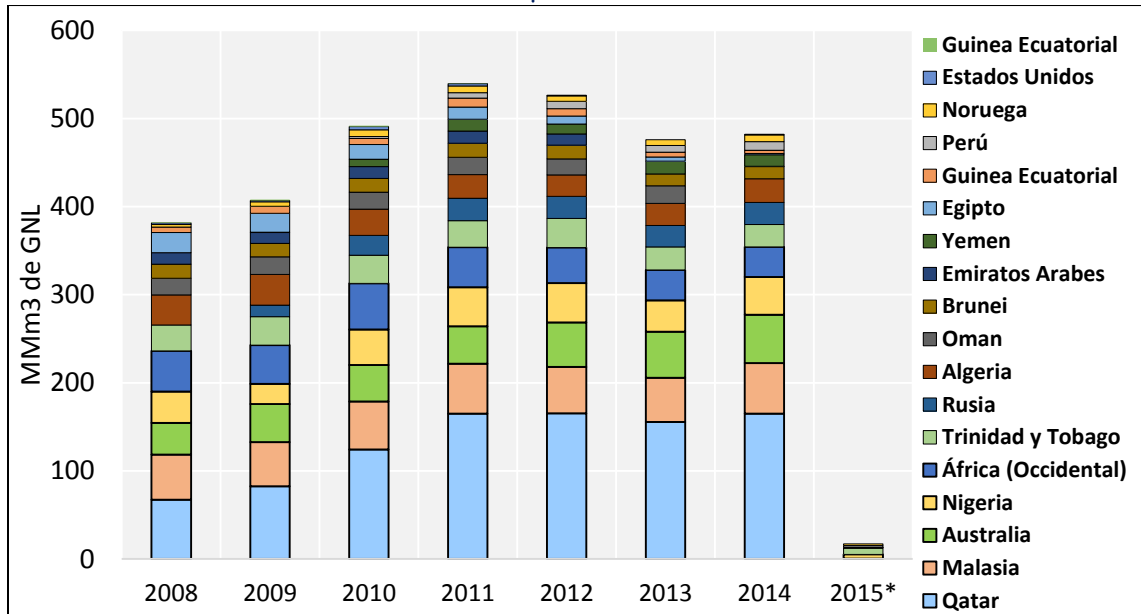
Lo anterior reafirma a Australia como uno de los principales competidores de Asia y del Mundo, lo que en determinada medida podría tener un beneficio importante si se tiene en cuenta un posible proyecto de una planta de regasificación en el pacifico colombiano. A continuación, en la **Tabla 4** se enlistan los proyectos existentes con sus capacidades de licuefacción y actuales valores de exportación. Estos últimos, se muestran de forma histórica en la **Gráfica 4-4**.

Tabla 4. Infraestructura mundial de licuefacción

ORIGEN	PAISES	Planta de Licuefacción	LICUEFACCIÓN			EXPORTACIÓN	
			Capacidad Nominal (MMm ³ GNL/año)	Número de Trenes	Capacidad Total (MMm ³ GNL/año)	Cantidad Exportada (MMm ³ GNL/año)	Cantidad Disponible (MMm ³ GNL/año)
América del Norte	USA - Alaska	Kenai	0,9	1	0,90	0,74	0,16
	USA	Sabine Pass	11	6	67	48,77	17,90
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin - Atlantic LNG 1	7,3	1	34,30	23,55	10,75
		Point Fortin - Atlantic LNG 2, 3	15,5	2			
		Point Fortin - Atlantic LNG 4	11,5	1			
	Perú	Peru LNG	9,8	1	9,80	10,00	0
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua)	17,5	6	53,40	27,00	26,40
		Arzew GL 2Z	18,4	6			
		Arzew GL 3Z	10,4	1			
		Skikda - GL1K	7,1	3			
	Libia	Marsa-el-brega	7,1	4	7,10	No exporta actualmente.	
	Egipto	Damietta	11,1	1	27,00	1,34	25,66
Idku		15,9	2				
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	8,2	1	8,20	3,55	4,65
	Nigeria	Bonny Island	48,2	6	48,20	42,63	5,57
Europa	Noruega	Hammerfest	9,5	1	9,50	7,39	2,11
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan 1	21	3	170,30	164,90	5,40
		Ras Laffan 2	69	4			
		Ras Laffan 3	80,3	7			
	Yemen	Balhaf	14,8	2	14,80	13,26	1,54
	EAU (Abu Dhabi)	Das Island	12,8	3	12,80	0,17	12,63
	Oman	Qalhat	23,7	3	23,70	16,59	7,11
Sureste Asiático	Brunei	Lumut	15,7	5	15,70	13,78	1,92
	Indonesia	Blang Lancang Arun	9,3	2	75,40	34,22	41,18
		Bontang Badak	49,3	16			
		Tangguh	16,8	2			
	Malasia	Bintulu MLNG 1	17,9	3	53,50	57,45	0
		Bintulu MLNG 2	20,6	4			
Bintulu MLNG 3		15	2				
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	21,1	2	21,10	21,10	0,00
Oceanía	Australia	Curtis Island	9,5	1	62,80	55,05	7,75
		Darwin	7,5	1			
		Pluto	9,5	1			
		Withnell Bay Trains 1-4	26,8	4			
		Withnell Bay Train 5	9,5	1			

Fuente: IEA 2015 y Cheniere Energy, Inc.

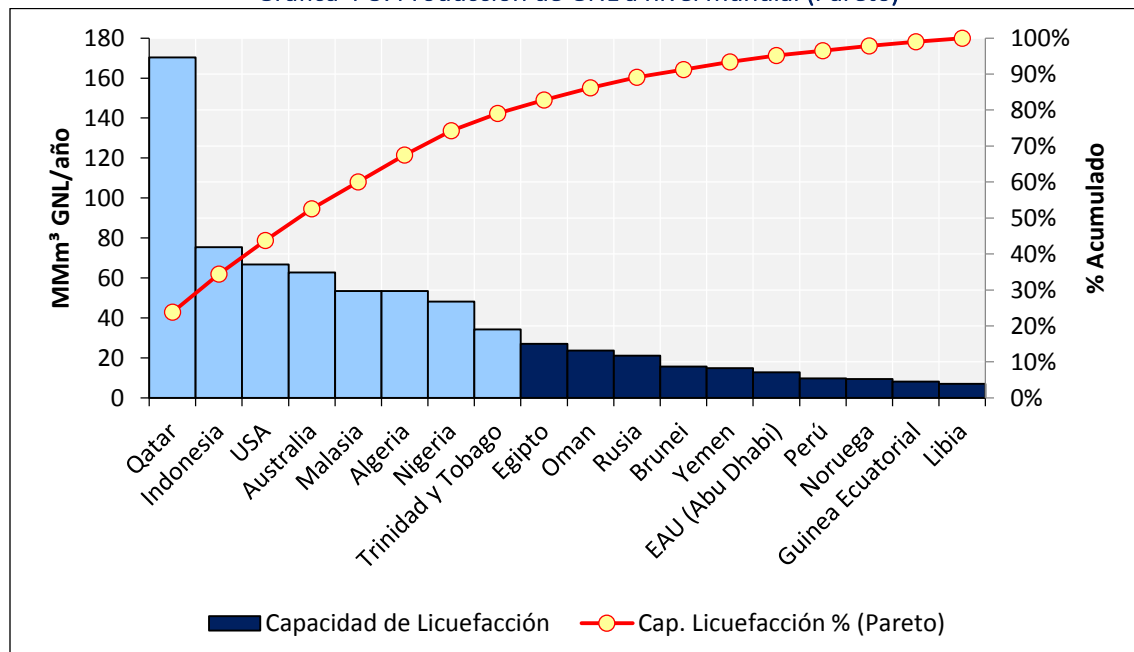
Gráfica 4-4. Histórico de exportaciones de GNL a nivel mundial



Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME. *Las exportaciones de 2015 son la información únicamente del Mercado SPOT.

A continuación se muestra en la **Gráfica 4-5** la producción de GNL a nivel mundial en el año 2014, igualmente se organizan los países que componen el 80% del total de esta producción y por ende, los más relevantes a futuro para un proyecto de importación desde nuestro país.

Gráfica 4-5. Producción de GNL a nivel mundial (Pareto)

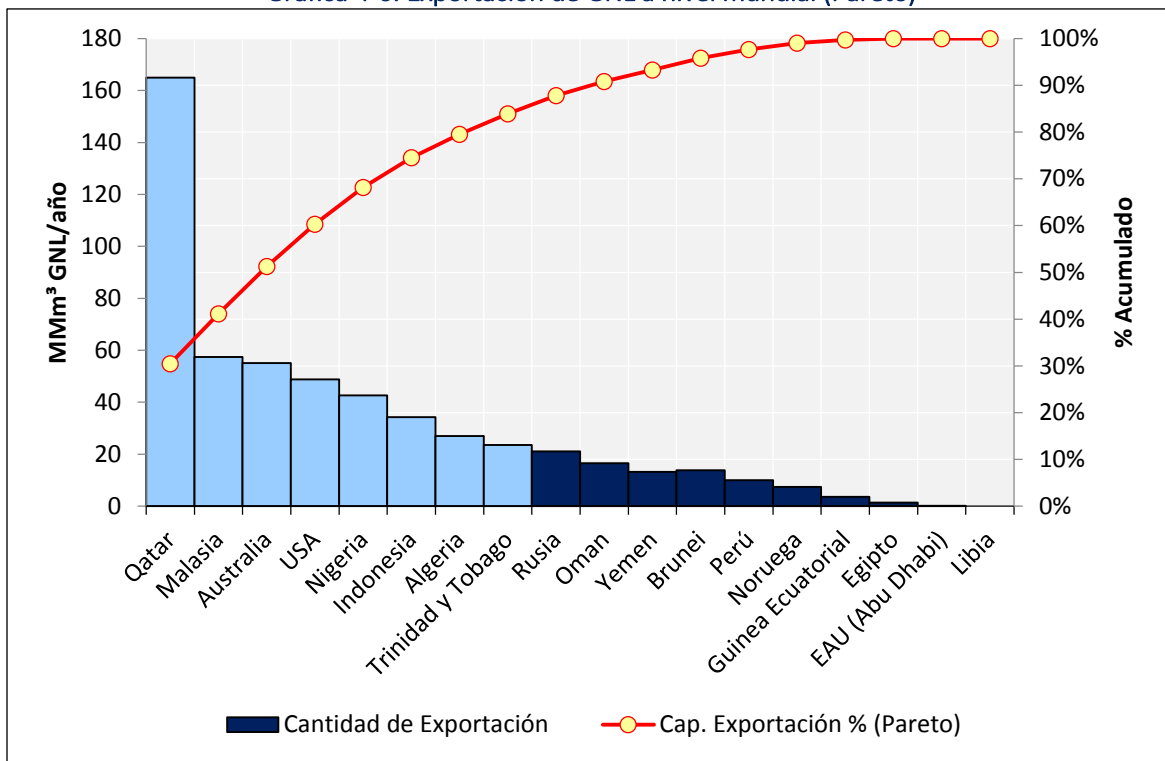


Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME.

Las principales regiones productoras según el Pareto considerado en la gráfica anterior son: Medio Oriente (Qatar) con una capacidad de 170 Mm³ de GNL al año, Asia (Indonesia y Malasia) con 128 Mm³ de GNL al año, América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago) con 101 Mm³ de GNL al año, África (Argelia, Nigeria) con 91 Mm³ de GNL al año y Oceanía (Australia) con 53 Mm³. En el continente Americano, además de Estados Unidos, solo dos países desarrollan la actividad de licuefacción con lo cual las posibilidades para Colombia de obtener GNL que implique bajos costos de transporte no son tan grandes.

Asimismo, en la **Gráfica 4-6** se muestran las exportaciones de GNL para el año 2014 y se organiza de tal manera que se muestran los países que representan el 80% de las exportaciones a nivel mundial.

Gráfica 4-6. Exportación de GNL a nivel mundial (Pareto)



Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME.

Con excepción de Rusia que exporta la totalidad de su producción, los principales productores constituyen de igual manera el grupo de los principales exportadores a nivel mundial, comenzando por Medio Oriente (Qatar) cuyas exportaciones son en promedio de 165 Mm³ de GNL al año, correspondientes al 30% de las exportaciones a nivel mundial. Le siguen el mercado de Asia (Indonesia y Malasia) con 83 Mm³ de GNL al año, América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago) con 73 Mm³ de GNL al año, África (Argelia, Nigeria) con 70 Mm³ de GNL al año y Oceanía (Australia) con 55 Mm³ de GNL anuales.

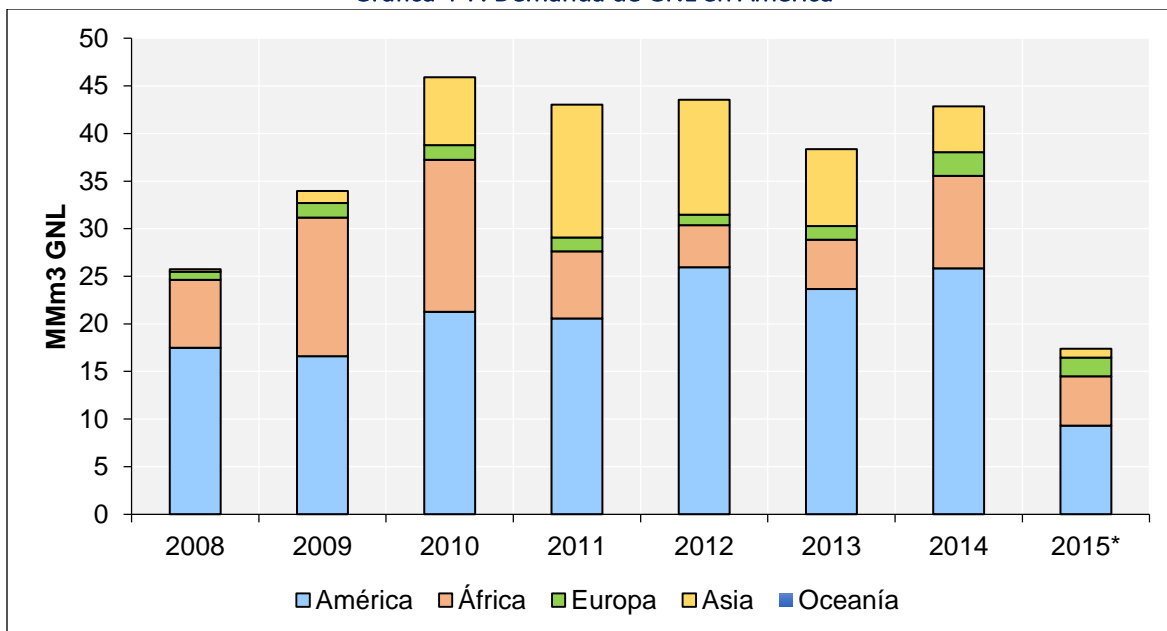
4.1.4 Demanda mundial de gas natural licuado

Desde la perspectiva de la demanda son 26 los países importadores⁵, los cuales en su mayoría se localizan en Europa, Asia y América. Finalizando 2014 se contaba con 110 centrales de licuefacción GNL, cuya capacidad ascendió a 715 MTPA y se registró un consumo cercano a los 543.15 MTPA.

En el continente americano, los países importadores de GNL son Argentina, Brasil, Canadá, Chile, Estados Unidos, México, Puerto Rico y República Dominicana. La situación en Sudamérica responde a 2 situaciones particulares; la primera es la que ocurre en Brasil y Chile, que poseen crecientes demandas de GNL para afrontar los problemas de generación eléctrica como consecuencia de fenómenos climáticos, mientras que la segunda está relacionada con la situación en Argentina, que responde a la baja producción interna. Al mismo tiempo, los países del norte como Estados Unidos y Canadá están disminuyendo sus demandas de GNL por la entrada del shale gas en su producción interna.

La **Gráfica 4-7** muestra las importaciones del continente americano según la fuente de suministro. Esta gráfica muestra que es el mismo continente americano el que ha suministrado un acumulado de 160,68 MMm³ de GNL entre los años 2008 y 2015, obedeciendo a la optimización del transporte para minimizar los costos y escoger al importador adecuado, mientras que Asia y África son responsables de un suministro acumulado de 117,72 MMm³ de GNL entre los años 2008 y 2015, y en menor escala Europa con un suministro acumulado de 12,38 MMm³ de GNL, en el mismo periodo de tiempo, sobre el total demandado. Cabe mencionar, que el principal exportador para América es Trinidad y Tobago, con una participación acumulada del 46,08% sobre el total demandado.

Gráfica 4-7. Demanda de GNL en América

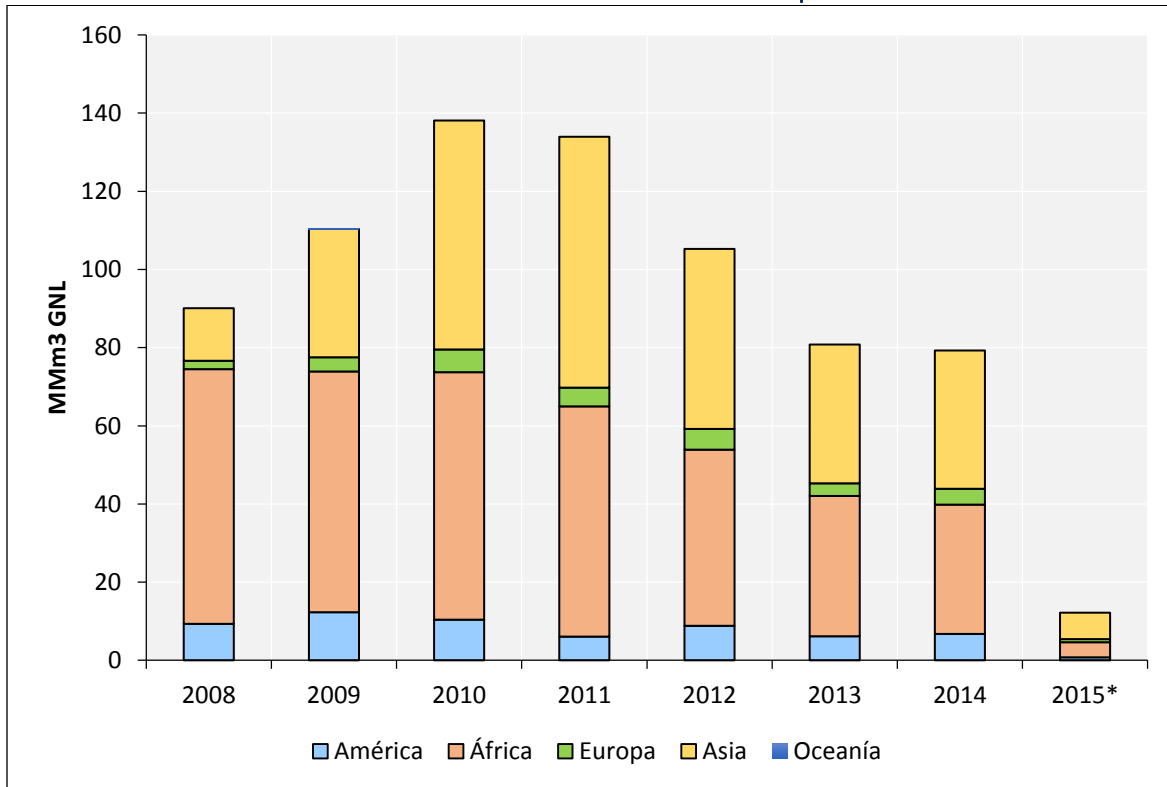


Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME. *Las exportaciones de 2015 son la información únicamente del Mercado SPOT.

⁵ International Energy Agency. IEA Statistics. Natural Gas Information, 2015.

En Europa, los países que disponen de plantas de regasificación son España, Francia, Grecia, Italia, Países Bajos, Portugal, Reino Unido y Turquía. En el caso de Alemania que no dispone de plantas de regasificación, importa vía gasoducto desde Rusia, Noruega y Países Bajos. De acuerdo a la **Gráfica 4-8**, éste continente importa principalmente de países africanos, un acumulado entre 2008 y 2015 de 366,89 MMm³ de GNL, y asiáticos, un acumulado entre 2008 y 2015 de 292,72 MMm³ de GNL, siendo el único continente donde el mayor porcentaje de las importaciones no proviene de sus mismos países.

Gráfica 4-8. Demanda de GNL en Europa



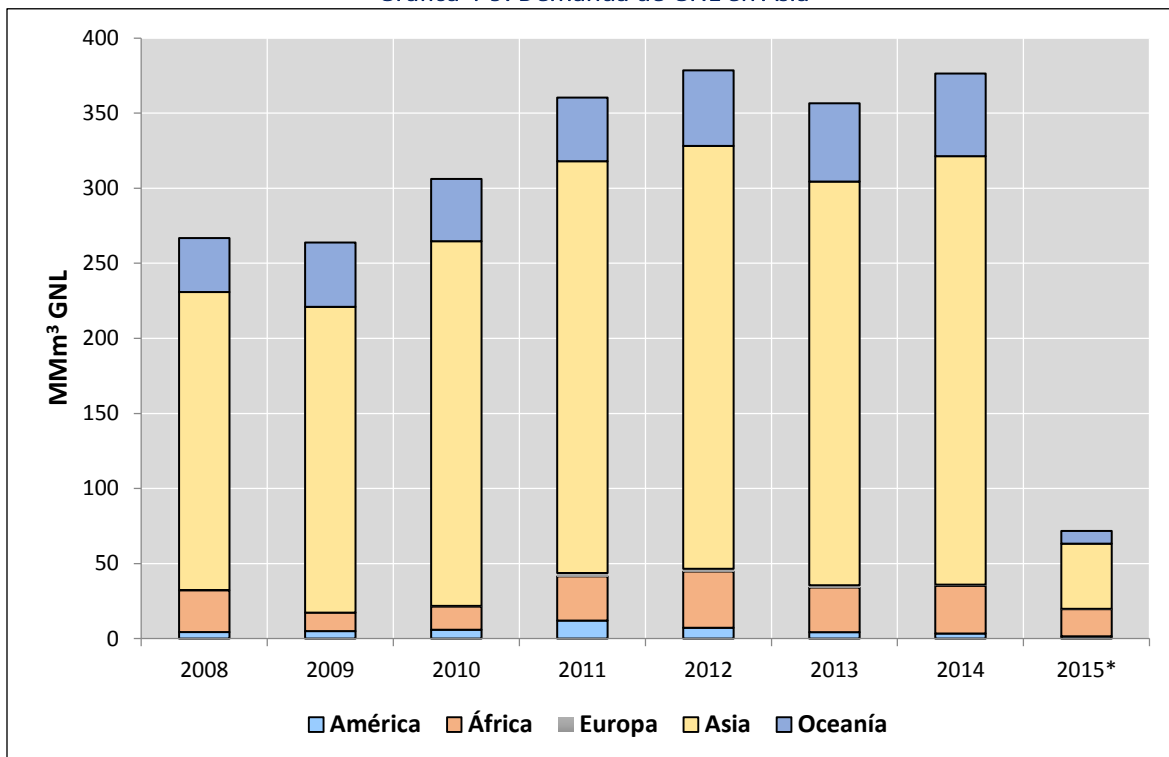
Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME. *Las exportaciones de 2015 son la información únicamente del Mercado SPOT.

De acuerdo con la gráfica anterior, durante 2014 los mayores proveedores de GNL a Europa fueron África y Asia que de manera conjunta entregaron el 83,99% entre 2008 y 2015, y entre América y la misma Europa son responsables del remanente de consumo. Es importante destacar la reducción mostrada a partir del año 2012, consecuencia de la retracción económica de esa región. El principal exportador en este periodo para Europa fue Qatar, con una participación del 41,87% sobre el total demandado.

Por su parte, la región de Asia Pacífico, cuya demanda acumulada entre 2008 y 2015 de GNL se aproxima a 71% del total mundial, cuenta con plantas de regasificación en Japón, China, Corea del Sur, India, Indonesia, Japón, Kuwait, Tailandia y Taiwán. Los mayores consumidores de este producto son Japón, Corea del Sur y China.

La **Gráfica 4-9** presenta la evolución de fuentes de suministro de GNL al continente asiático. Japón es el mayor importador de GNL del mundo y depende de este energético para satisfacer su creciente demanda, de la cual más o menos el 66% se dirige al sector eléctrico debido al cierre de las plantas nucleares luego del terremoto de 2011, que exigió utilizar otras fuentes de generación para satisfacer la demanda. China, es el tercer consumidor a nivel mundial y cerca de la mitad del gas natural que importa este país es GNL; los analistas estiman que las importaciones de GNL crezcan en la medida en que se aumente la capacidad de regasificación. El principal exportador en este período para Asia fue Qatar, con una participación del 29,36% sobre el total demandado.

Gráfica 4-9. Demanda de GNL en Asia



Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME. *Las exportaciones de 2015 son la información únicamente del Mercado SPOT.

India también es un gran importador de GNL y uno de los mercados con mayor crecimiento e importancia en la futura industria del planeta, según estimaciones de los expertos. Aunque este país dispone de producción de gas natural y una red nacional de abastecimiento, el inesperado aumento de su demanda y la declinación de su producción de gas llevaron a la India a iniciar importaciones de GNL, pese a que el precio de este energético se duplicó y hoy se encuentra dentro del grupo de los cinco más grandes importadores del mundo.

A futuro se estima que nuevos consumidores ingresarán al grupo de los 26 países importadores, originando mayor impulso al desarrollo de la industria de GNL en la medida en que la capacidad de regasificación se incremente en países de Europa y Sudamérica. En este último continente se presume un incremento de la demanda futura por la escasez de suministro e interrupciones por sequías y razones medioambientales.

4.2 Escenario de importación en Colombia

Para el escenario de importación en Colombia, se consideró inicialmente una planta de regasificación con una capacidad de almacenamiento de 160.000 m³ de GNL y de regasificación de 400 MPCD de Gas Natural, de acuerdo con lo establecido por la regulación. En las últimas modificaciones que surgen a partir de la Resolución CREG 022 de 2014, se incrementó la capacidad de almacenamiento a 171.000 m³ de GNL.

Ahora bien, a partir del escenario de demanda media de la UPME y oferta correspondiente al documento del balance de gas natural UPME, se generan un desequilibrio en el abastecimiento desde mediados de 2018, donde se estima necesaria la importación de gas natural para garantizar el abastecimiento pleno⁶. Estas necesidades deben ser provistas por la planta de regasificación aprobada por la regulación, pues se estima que dicho suministro no solo deberá atender requerimientos del sector eléctrico, como está actualmente estipulado.

En la medida que las exigencias de importación son crecientes, es necesaria una evaluación de los diferentes potenciales exportadores a nivel mundial que puedan suplir los requerimientos del posible desabastecimiento. Por otra parte, considerando la información sobre capacidad de licuefacción y las exportaciones de GNL presentados en la **Tabla 4** y según el comportamiento de la demanda en América mencionada en la sección anterior, los criterios para escoger los potenciales exportadores de gas a Colombia se establecen buscando un equilibrio entre la capacidad de exportación de los mismos y la optimización de costos de la cadena de GNL.

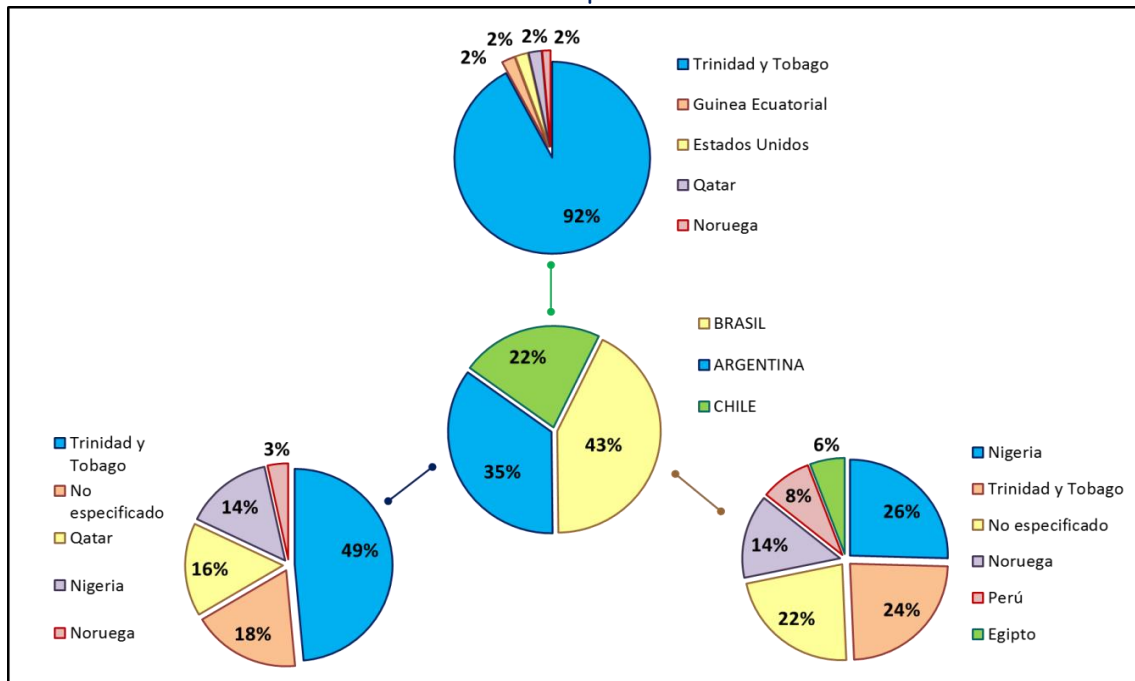
Con base en lo anterior, los países que podrían ser potenciales proveedores de GNL a Colombia según las proyecciones de demanda y oferta, serían los que se localizan actualmente en la cuenca del Atlántico particularmente en América y África y la cuenca del Pacífico los localizados en Asia Occidental y en menor medida los ubicados en el Este Asiático y el norte de Europa.

Lo anterior se refleja en la **Gráfica 4-10**, la cual muestra a Trinidad y Tobago como el principal exportador para la zona de Sur América, seguido de Nigeria, Noruega y Qatar. Estados Unidos entró como participante en el 2014, y se espera que su participación sea mucho mayor, siendo que ya tiene contratos importantes con Chile y, como se mencionó antes, es una fuente importante para la optimización de costos de transporte.

Adicionalmente, países como Rusia, Guinea Ecuatorial, Emiratos Árabes Unidos y Brunei muestran niveles de producción y de exportación muy similares, lo que se traduce en insuficiente disponibilidad para la venta, por lo que no son tenidos en cuenta dentro del análisis para un posible escenario de comercialización con Colombia.

⁶ Documento UPME: Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2016.

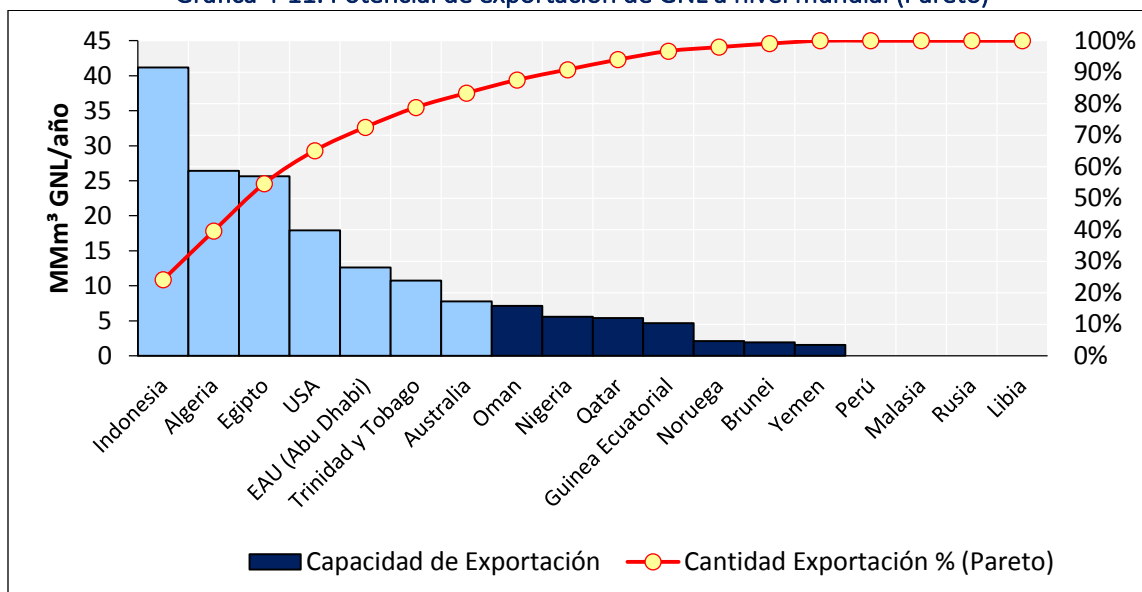
Gráfica 4-10. Distribución de importaciones en Latinoamérica



Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME.

Para evaluar la capacidad de exportación se calcula la diferencia entre los niveles de producción y exportación actuales tomados de la **Gráfica 4-5** y **Gráfica 4-6**. En la **Gráfica 4-11** se observa mediante una organización Pareto, la capacidad de exportación entre los países que representan el 80% del potencial actual, entre los cuales se encuentran Trinidad y Tobago y Estados Unidos dentro de las primeras opciones para Colombia en importación.

Gráfica 4-11. Potencial de exportación de GNL a nivel mundial (Pareto)



Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME.

De la selección anterior, se destaca de nuevo Estados Unidos con la planta de licuefacción Sabine Pass y la disponibilidad actual que tiene por la construcción de sus trenes 5 y 6. Dentro de los países restantes, se destacan Qatar como el mayor exportador a nivel mundial y Perú y Trinidad y Tobago, como las fuentes más cercanas de suministro. Ya conociendo los diferentes escenarios posibles de importación, a continuación se analizará la cadena del Gas Natural Licuado cuyo fin último es determinar cuál es el punto óptimo para la adquisición de GNL con destino a Colombia.

4.2.1 Cadena y costos del Gas Natural Licuado

El Gas Natural Licuado tiene una estructura de costos que inicia con las actividades de exploración y explotación cuya participación en el total puede representar entre un 25% a un 40% sobre el total del costo de la cadena, dependiendo del tipo de yacimiento del cual provenga el gas fuente. Posteriormente, continúa la etapa de licuefacción, la cual puede llegar a representar una tercera parte de costo total y que a futuro puede tener incidencias negativas por el constante aumento en la construcción de estas plantas, debido estimaciones de a los altos precios del acero.

El transporte marítimo puede llegar a constituir uno de los ítems de mayor valor dependiendo de la ubicación de la fuente de producción y el destino del producto. Vale anotar que en los últimos años la cantidad de tanqueros que movilizan el gas en grandes cantidades y mercados lejanos ha venido creciendo de manera importante, con lo cual los costos unitarios de esta actividad por MBTU se han disminuido de manera importante.

Finalmente, la etapa de regasificación y almacenamiento depende de las necesidades de cada mercado, de su capacidad y de los costos de construcción. El costo de esta actividad puede representar el factor de menor peso en la estructura de costos de GNL y su participación relativa eventualmente puede significar entre un 10% y un 15% y básicamente consiste en retornar el gas natural al estado gaseoso original.

A continuación, se hace una breve descripción de cada uno de los costos unitarios y su valor para el caso de Colombia.

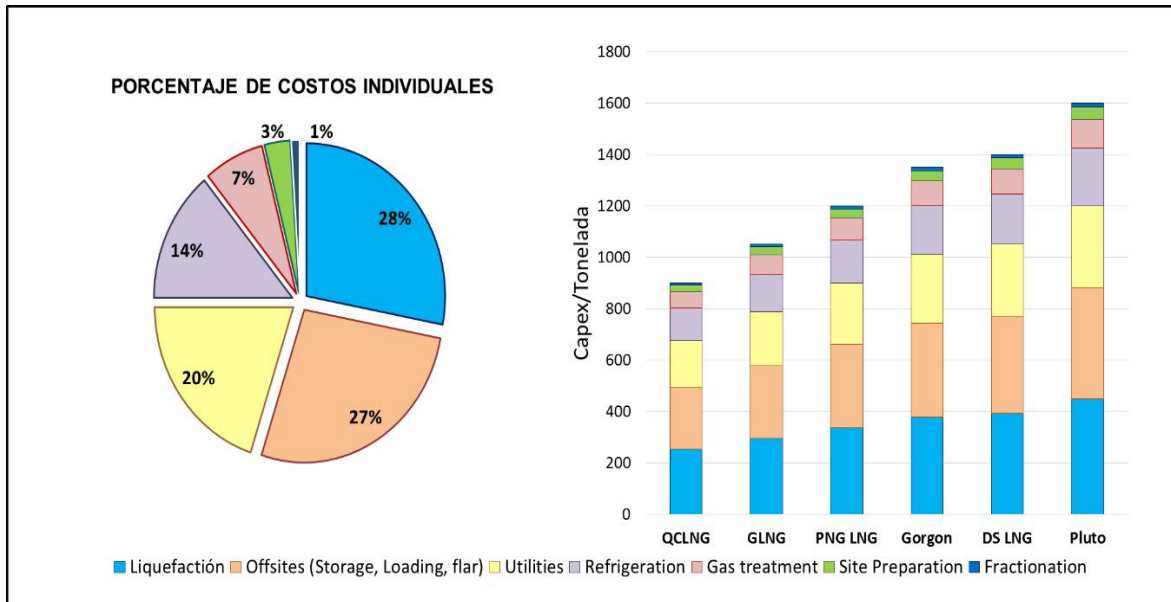
A. Licuefacción

La licuefacción es el proceso de volver líquido el gas mediante un proceso de refrigeración. Este proceso, hace que en una unidad se pueda transportar hasta 600 veces el volumen que inicialmente se podría transportar con este combustible en estado gaseoso. Es entonces por el manejo de grandes volúmenes, que el GNL es tan atractivo para comercialización a grandes escalas e internacionalmente.

Este costo dentro de la cadena del GNL, depende directamente del costo de capital de la planta de licuefacción y de las condiciones del proyecto. En principio, en una planta de licuefacción se desarrollan actividades como: tratamiento, fraccionamiento, almacenamiento, descarga, refrigeración y licuefacción. Así entonces, se puede concluir que uno de los factores que más influye en el costo de la licuefacción es la pureza del gas, teniendo menos costo de capital en la medida que el gas tenga más porcentaje de metano. Por otra parte, la utilización de la planta y la mitigación de efectos

ambientales pueden hacer variar los costos de licuefacción de manera importante, haciendo que el costo de la cadena de suministro de GNL cambie dependiendo de la fuente de importación.

Gráfica 4-12. Costo de Capital para diferentes Plantas de Licuefacción



Fuente: Wood Mackenzie.

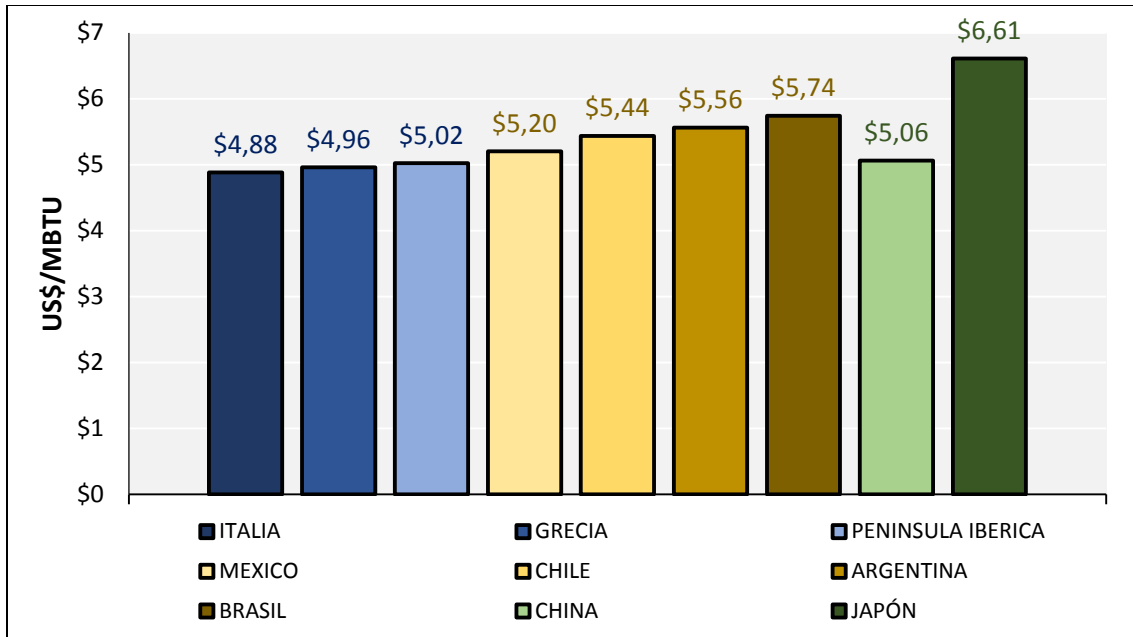
Como se muestra en la **Gráfica 4-12**, la variación del costo de capital (capex) por tonelada, para diferentes plantas de licuefacción a nivel mundial, se explica por el 55% de los costos individuales representados en los costos de licuefacción (28%) y las facilidades de almacenamiento (27%). Por lo anterior, y para los fines del presente estudio, se realizó un análisis netback a partir de Trinidad y Tobago, siendo esta la principal fuente actual de exportación para Colombia, con la finalidad de obtener los precios FOB, es decir, el precio del gas más sus costos de licuefacción.

La intención de lo anterior, es trabajar con información real y actualizado, pero no quiere decir que no se tenga en cuenta a Estados Unidos como futuro importador tal y como menciona el CEO de la planta de regasificación de Cartagena (SPEC LNG) Jose-Luis Monwtes, quien confirma la viabilidad de estas dos fuentes⁷.

Así entonces, a partir de la fuente de exportación de Trinidad y Tobago, se recogieron dos datos diarios de los últimos seis meses de la fuente Argus LNG data: 1. Precios de entrega (CIF) a cada una de las fuentes de importación y 2. Costos del flete marítimo desde Trinidad y Tobago a cada una de las fuentes de importación. Ahora bien, restándole al precio CIF los costos de transporte marítimo a cada fuente, se obtiene el precio FOB de Trinidad y Tobago para cada uno de los importadores, como se ve en la **Gráfica 4-13**.

⁷ Who's who of the global energy industry. The Oil and Gas year TO&GY, Colombia 2016

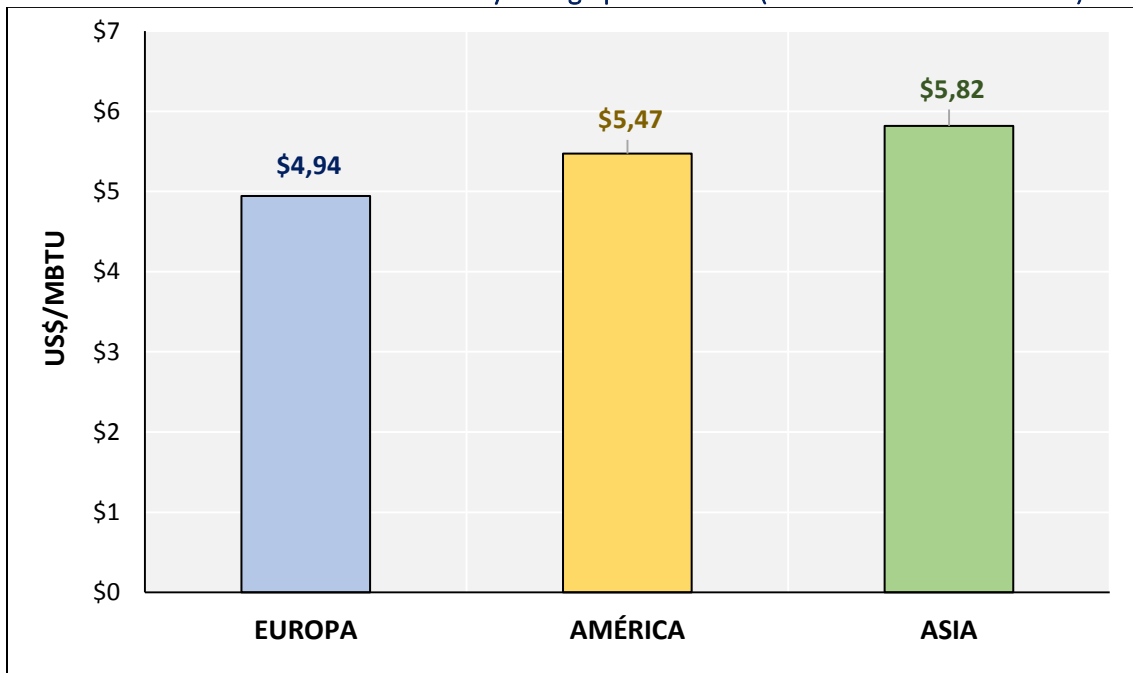
Gráfica 4-13. Precio FOB en Trinidad y Tobago por importador (Promedio último semestre)



Fuente: Argus LNG Daily y UPME.

A continuación, en la **Gráfica 4-14** se promedian los resultados obtenidos en la gráfica anterior, agrupando los importadores por mercado (Asia, América y Europa) para obtener un precio FOB desde Trinidad y Tobago.

Gráfica 4-14. Precio FOB en Trinidad y Tobago por mercado (Promedio último semestre)



Fuente: Argus LNG Daily y UPME.

B. Transporte

El transporte del Gas Natural Licuado se realiza en buques con capacidades que pueden variar entre los 71.500 hasta los 267.000 m³ de GNL. De acuerdo con la capacidad de almacenamiento establecida en el proyecto de Cartagena, el transporte se calcula inicialmente con las características técnicas y económicas de un buque se 155.000 m³ de GNL.

A continuación, se muestran las características más importantes de este tipo de buque para calcular su costo de acuerdo a la distancia del exportador. Entre estas características se encuentran la velocidad del buque, el costo del flete en dólares, las pérdidas de GNL por transporte representadas en el Boil Off, que es el gas evaporado durante el trayecto y usado como combustible y el Heel, que muestra la cantidad mínima de GNL que debe conservarse en los tanques del barco durante el trayecto.

Tabla 5. Características de un buque de GNL con capacidad de 155.000 m³ de GNL

	SAYAENDO (Mitsubishi Heavy Industries)
Capacidad Efectiva del Barco (m ³ GNL)	155.000
Velocidad (Nodos)	19,5
Flete (US\$/día)**	\$66.230
Boil Off (m ³ GNL/día)	0,15%
Heel (m ³ GNL)	5%
Días de estadía en Puerto	1

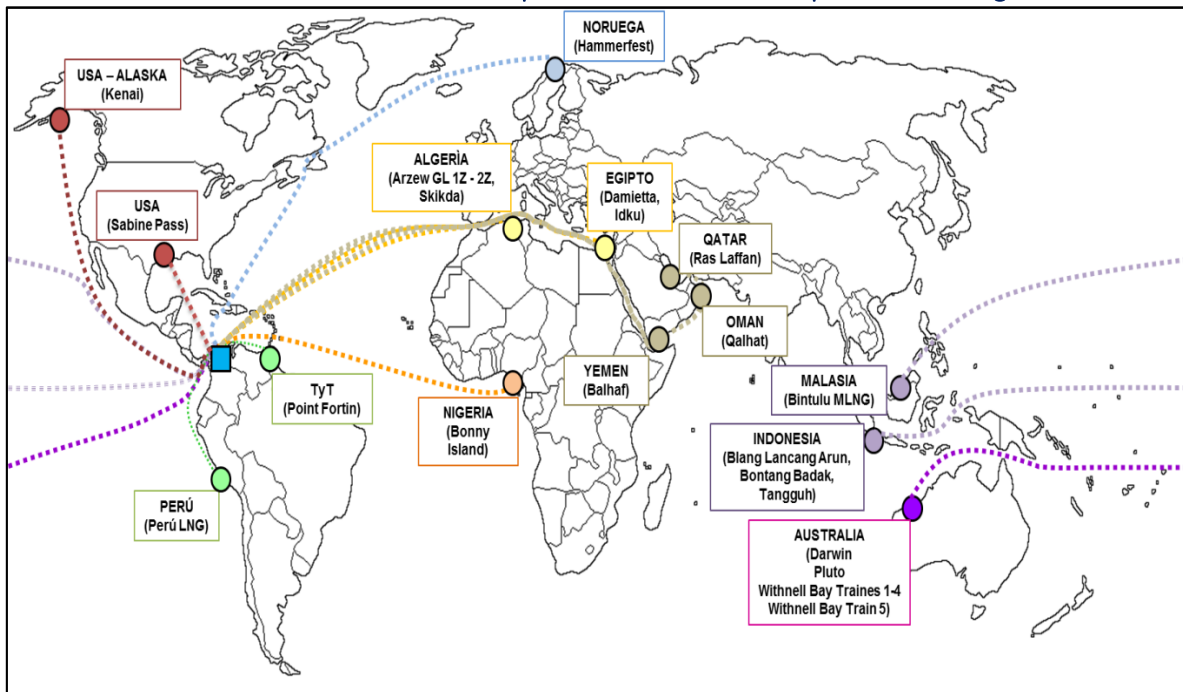
Fuente: Koichi Sato, Henry Chung (2013)⁸ y **Reportes mensuales RS Platou - Internacional ship & offshore brokers and investment bank

Con las principales características del buque ideal para el sistema de importación y ya identificados los potenciales exportadores de Gas Natural Licuado a Colombia, se procede a realizar un análisis detallado de las rutas marítimas partiendo de las plantas de licuefacción que actualmente se encuentran en funcionamiento, para definir las distancias y, como consecuencia, el tiempo que tomaría cada una de las opciones de exportación, según se evidencia en la **Gráfica 4-15**.

Es importante mencionar que se supone un incremento en la capacidad del Canal de Panamá proyectado al año 2015, que permita el paso de un buque con las características descritas anteriormente, cuando se trata de los países localizados en el Sureste Asiático, Oceanía, América del Norte y Perú. Finalmente, con los días de viaje se determina para cada fuente de suministro, el costo por MBTU tal y como se muestra a continuación en la **Tabla 6**.

⁸ Design of the evolutionary LNG Carrier "Sayaendo"

Gráfica 4-15. Rutas marítimas de plantas de licuefacción a puerto de Cartagena



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

Tabla 6. Costos de transporte por fuente de suministro de GNL

Origen	Países	Plantas de Licuefacción	Distancia (Km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo Total \$/MBTU
América del Norte	USA - Alaska	Kenai	9.882	24	\$0,49
	USA - Sur	Sabine Pass	2.869	8	\$0,16
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin	1.630	5	\$0,10
	Perú	Perú LNG	3.258	9	\$0,18
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua)Arzew GL 2Z Skikda	8.717	21	\$0,43
	Egipto	Damietta Idku	11.079	27	\$0,55
África (Occidental)	Nigeria	Bonny Island	9.269	22	\$0,45
Europa	Noruega	Hammerfest	9.369	23	\$0,47
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan	16.690	40	\$0,81
	Yemen	Balhaf	13.855	33	\$0,67
	Oman	Qalhat	15.701	37	\$0,75
Sureste Asiático	Indonesia	Blang Lancang Arun Bontang Badak Tangguh	20.174	48	\$0,97
	Malasia	Bintulu MLNG 1, 2 y 3	19.046	45	\$0,91

Origen	Países	Plantas de Licuefacción	Distancia (Km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo Total \$/MBTU
Oceanía	Australia	Darwin, Pluto, Withnell Bay Trains 1-4 Withnell Bay Train 5	19.281	45	\$0,91

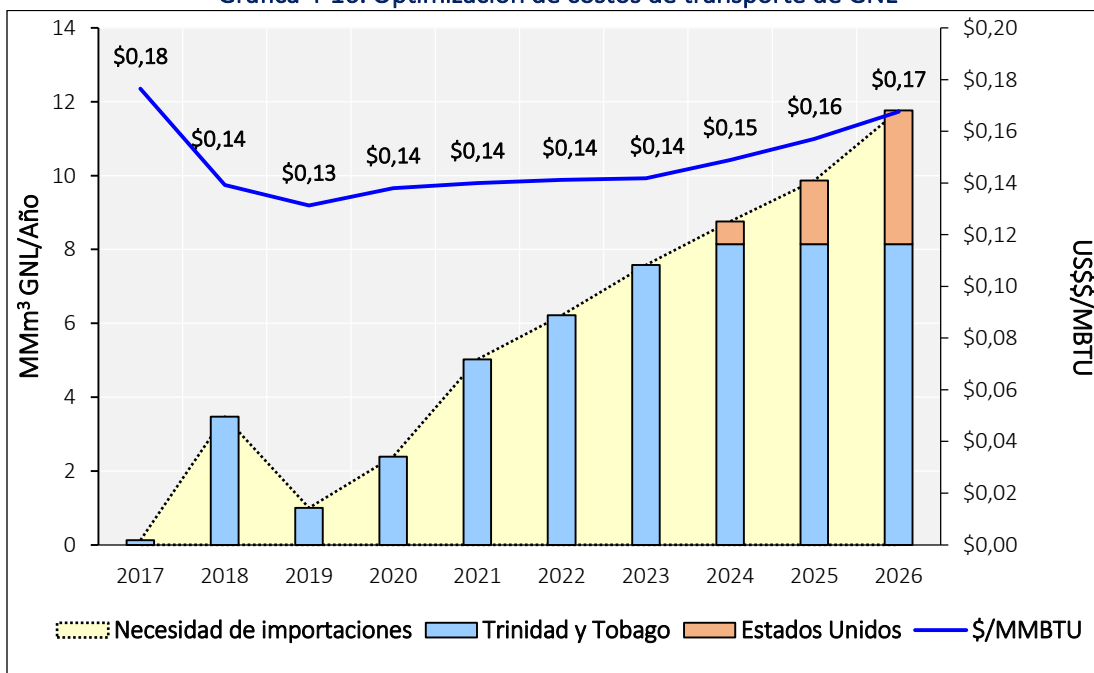
Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME.

Los resultados indican que las fuentes que optimizan el costo de transporte de acuerdo con la distancia recorrida son Trinidad y Tobago y Estados Unidos (Costa del Golfo) siendo que ambos, tienen valores que oscilan entre los 10 y 16 centavos de dólar por MBTU. Por otra parte, el Sureste Asiático y Oceanía serían las opciones más costosas, con un costo aproximado de 91 centavos de dólar por MBTU.

Ahora bien, ya calculados los costos de transporte y conociendo que la necesidad de importación para el país será creciente, es posible que se requieran diferentes fuentes de importación de GNL, tal y como ocurre en Argentina, Brasil y Chile (**Ver Gráfica 4-10**). Así entonces, es factible que se establezcan compromisos comerciales con diferentes fuentes de suministro.

En la **Gráfica 4-16**, se muestran las necesidades de importación de GNL de acuerdo con el balance de oferta y demanda al año 2023 y los costos del transporte correspondientes, optimizando las distancias de las fuentes más cercanas con disponibilidad de exportación de GNL para minimizar los costos finales. Los resultados señalan que las alternativas de menor costo y que a su vez cumplen con las necesidades de importación de Colombia son las plantas localizadas en Trinidad y Tobago y Estados Unidos.

Gráfica 4-16. Optimización de costos de transporte de GNL

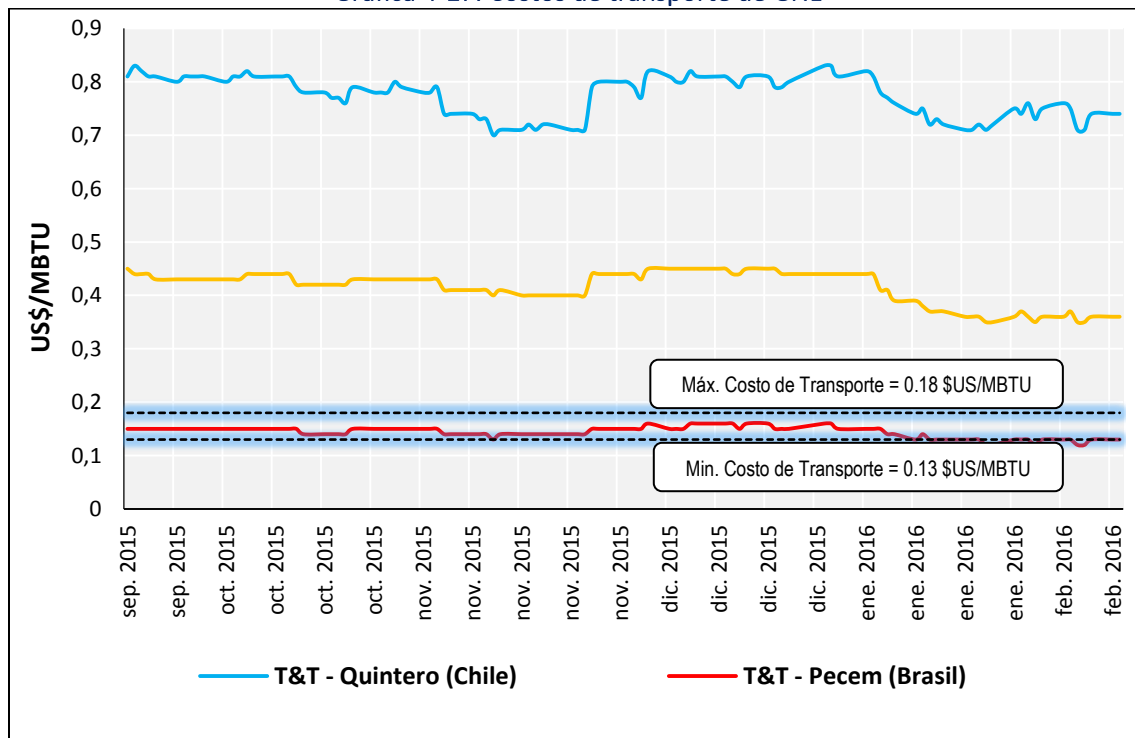


Fuente: UPME.

Los resultados señalan que en el año 2017, la capacidad de exportación de Trinidad y Tobago es suficiente para abastecer los requerimientos de importación, con un costo de transporte aproximado a los US\$ 0,18/MBTU, teniendo en cuenta un tiempo de transporte de 5 días y un flete de US\$ 66.230/día. Para los siguientes años entre el 2018 y 2022 y dado el incremento en la necesidad de importación de GNL se incluyó además de Trinidad y Tobago a Estados Unidos, ya conociendo que la planta de licuefacción de Sabine Pass (Costa del Golfo de México) inició operaciones a partir de Febrero de 2016, caso en el cual los costos de transporte promedio se incrementan a poco más o menos de US\$0,17/MBTU.

Las anteriores opciones se consideran en un escenario de contratos a largo plazo, en el cual el principal índice de negociación es el Henry Hub más el componente de exportación. Finalmente, la **Gráfica 4-17** presenta los costos de transporte históricos de GNL en los que se han incurrido Argentina, Brasil y Chile, partiendo de Trinidad y Tobago. Lo anterior, para poder comparar con los casos más cercanos al caso de Colombia, y poder mostrar la similitud de los costos de transporte especialmente con Brasil, que se mueve entre el mínimo y el máximo costo de transporte calculado en el estudio para el gas importado Colombiano.

Gráfica 4-17. Costos de transporte de GNL



Fuente: Argus y UPME.

Para el presente estudio, se considerará el costo de transporte más de US\$0,18/MBTU constante en la proyección que se obtiene de Trinidad y Tobago, siendo que es el máximo costo posible independiente de la fuente a considerar. Así mismo, este precio va acorde a los costos reales de transporte marítimo de los demás mercados importadores en Latinoamérica, por lo que se acepta como una adecuada proyección de los costos futuros.

C. Regasificación

Según lo esbozado para la planta de regasificación en Cartagena, el país contará con una disponibilidad diaria de 400 MPCD y una planta de almacenamiento de 171.000 m³ de GNL. De acuerdo con información estandarizada, la planta de regasificación disminuye sus costos de operación, en la medida en que la cantidad regasificada sea mayor y exista una utilización superior de la planta. Sin embargo, para el caso particular se utilizó el costo de la planta de regasificación ya aprobado por CREG valorada en MUS\$815, con una remuneración hasta del 50% del costo en 10 años.

De acuerdo con las necesidades de importación determinadas vía balance, se calculó el valor necesario para remunerar cada MBTU durante los 10 años siguientes al 2017 y cumpliendo con el pago del 50% de la inversión total de la planta. Con el ejercicio anterior, se obtuvo un valor de US\$ 0,36/MBTU, comparable con el costo que establece Wood Mackenzie dentro de sus cálculos de precios, donde define el costo de regasificación en US\$ 0,4/MBTU. En la

Gráfica 4-18, se muestran los costos de regasificación según el volumen y por ende, los costos con las necesidades de importación del país. Es importante mencionar que existe un rango en el cual los costos no cambian de manera importante como consecuencia de las economías de escala.

Gráfica 4-18. Costos de regasificación en planta de Cartagena



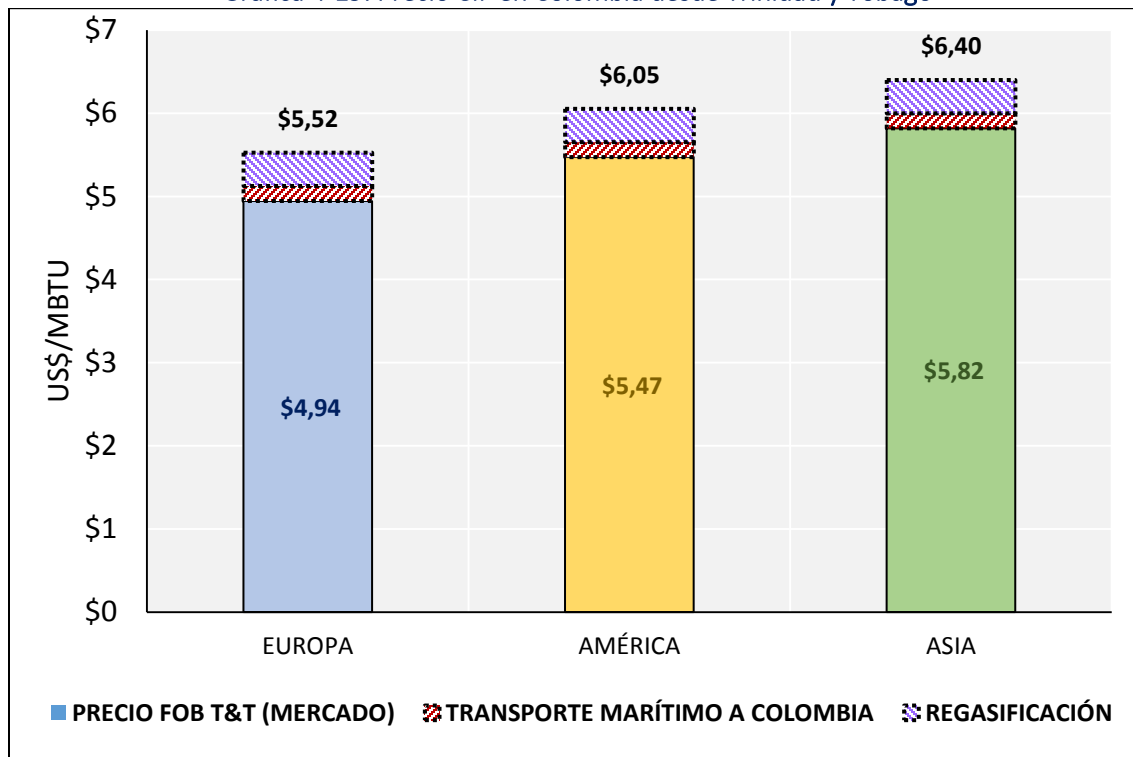
Fuente: UPME y CREG.

En la medida en que las necesidades de importación sean crecientes, como se tiene estipulado en el balance, los costos de regasificación para los próximos años se nivelaran en US\$0,4/MBTU, valor a considerar en los escenarios de proyección del presente estudio.

D. Costos totales

Una vez calculados los costos de la cadena de suministro de GNL, se puede obtener el precio CIF para Colombia, incluyendo regasificación, teniendo en cuenta las consideraciones antes mencionadas. A continuación, a los precios por mercado FOB de Trinidad y Tobago, se adicionan los costos de transporte (US\$0,18/MBTU) y regasificación (US\$0,4/MBTU), con lo que se tendrían tres escenarios de precios internacionales para el Caso Colombiano, como puede verse en la **Gráfica 4-19**.

Gráfica 4-19. Precio CIF en Colombia desde Trinidad y Tobago

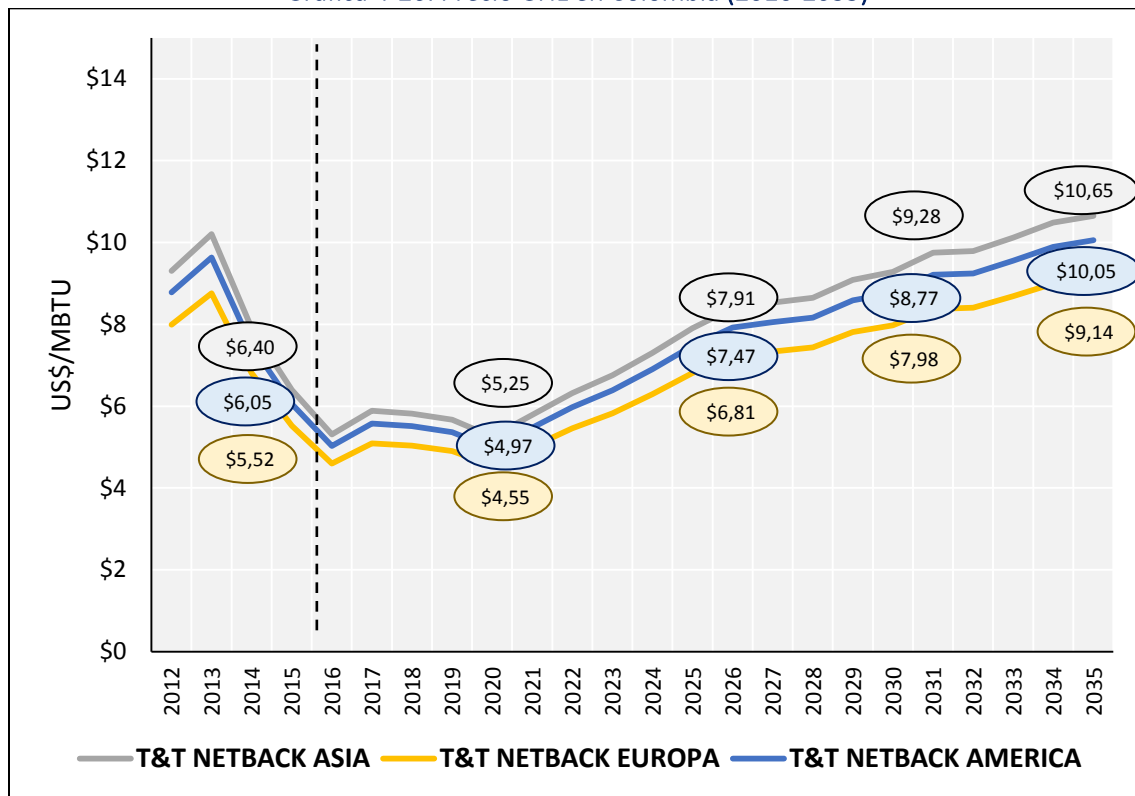


Fuente: Argus LNG Daily y UPME.

Por último, al ser Europa el mercado importador de competencia directa para Colombia debido a que Trinidad y Tobago es su principal exportador, se escogió el índice internacional NBP como el indexador para los siguientes años de proyección.

continuación, en la **Gráfica 4-20**, se presentan los precios internacionales proyectados partiendo de la semilla de precios CIF para Colombia, indexados al marcador internacional del JKM y (Alto) NBP (Medio y Bajo) los cuales se reducen en el corto plazo (a 2020) alcanzando precios en un rango de US\$4,55/MBTU a US\$5,25/MBTU y que posteriormente presentan una recuperación en el largo plazo, alcanzando para 2025 un rango de US\$6,81/MBTU a US\$7,91/MBTU, en 2030 un rango de US\$7,98/MBTU a US\$9,28/MBTU y en 2035 en un rango de US\$9,14/MBTU a US\$10,65/MBTU.

Gráfica 4-20. Precio GNL en Colombia (2016-2035)



Fuente: UPME.

La UPME continuará trabajando en establecer el abastecimiento ideal del gas natural licuado, teniendo en cuenta las variables de precio, oferta, demanda, costo y capacidad de transporte, así como en la proyección de los precios presentados, con base en los escenarios actuales de negociaciones de contratos futuros y su efecto en el precio final.

A continuación, se analiza el panorama nacional del gas natural, de acuerdo con lo ocurrido en las negociaciones bilaterales a finales del año 2015 y se plantea una estructura de los precios a partir de los índices internacionales calculados en esta sección y los actuales precios nacionales.

4.3 Precios Nacionales del gas natural

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

Así, en el segundo semestre de 2013, el promedio nacional de las negociaciones bilaterales alcanzó un ponderado de US\$ 3,8/MBTU, mostrando un comportamiento muy parecido al precio del Henry Hub comercializado en Estados Unidos, y cuyo resultado suscitó una disminución del precio al usuario final en un porcentaje cercano al 20% del componente de producción (G) en la fórmula tarifaria.

Posteriormente, en el año 2014 la demanda mostró un incremento importante, en particular la generación térmica en razón a la expectativa de la presencia del fenómeno del Niño para finales del mismo año y comienzos del 2015. Con esta percepción, los precios del gas natural en el proceso de negociación bilateral de octubre de 2014 llegaron en promedio a US\$3,4/MBTU para el gas de Cusiana y Cupiagua y de US\$ 5,4/MBTU para el gas Guajira, lo que permitió un promedio ponderado nacional de US\$ 4,74/MBTU, valor que presentó un crecimiento notable correspondiente del 24% frente a la negociación de 2013.

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

Con las modificaciones realizadas, el proceso de comercialización del mercado primario (mercado donde los productores-comercializadores transportadores y comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural y servicio de transporte) se desarrolló, según los mandatos de la CREG y los resultados de las negociaciones bilaterales, entre octubre y noviembre de 2015 alcanzando un promedio ponderado nacional de US\$8,22/MBTU para contratos en firme, US\$4,93/MBTU para contratos con interrupciones y US\$2,95/MBTU para los contratos de firmeza condicionada. Es decir que a 2014 se presentó un aumento del 73%, para el caso de los contratos en firme.

En resumen, se adelantaron negociaciones bajo la resolución CREG 089 de 2013 y 170 de 2015 cuyos resultados indican que para el gas del campo Guajira se produjo un incremento de 13%, ya que el precio pasó de US\$ 5,45/MBTU a US\$ 6,17/MBTU. Para el caso del campo Cupiagua se presenta un incremento de 26% pues el precio pasó de US\$ 3,45/MBTU a US\$ 4,35/MBTU y en Cusiana se alcanzó una disminución de 3%, pasando de US\$ 3,4/MBTU a US\$ 3,34/MBTU.

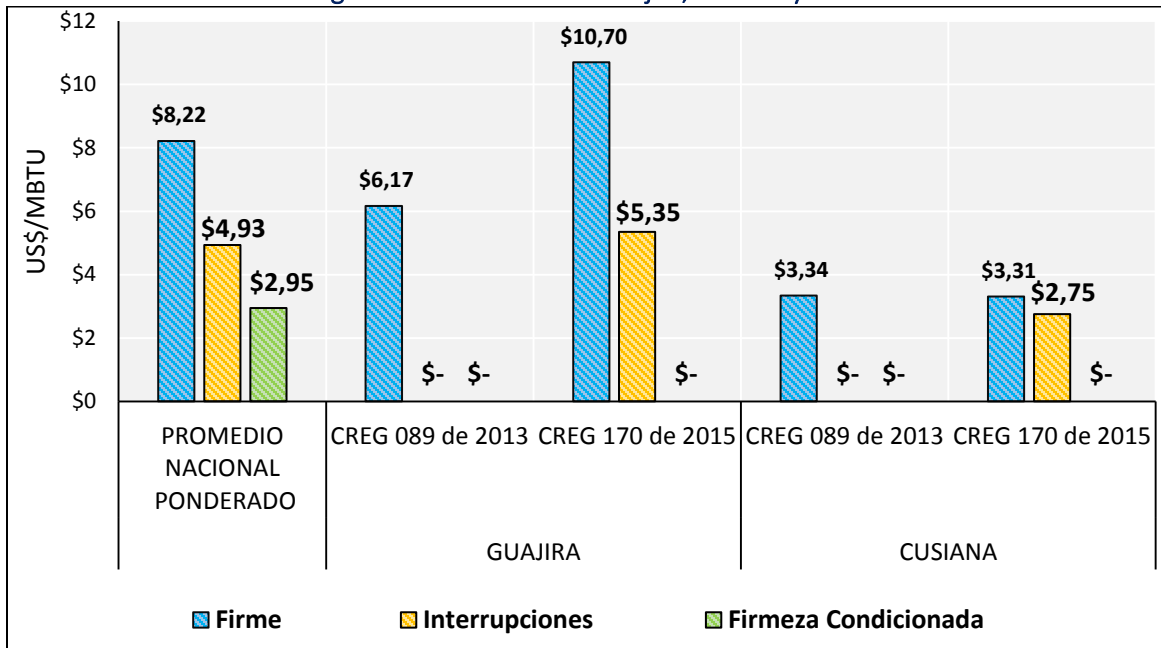
En la **Gráfica 4-21** se ilustran los resultados particularmente de Guajira y Cusiana, siendo el primero más afectado por los precios en la temporada del fenómeno del Niño y Cusiana el más representativo por sus volúmenes para el interior.

La **Gráfica 4-22** muestra los resultados de los volúmenes transados en el proceso de negociación en el año 2015. Se destaca las cantidades transadas en el corto plazo. Los resultados señalan que la contratación promedio del gas Guajira, entre diciembre 2015 y noviembre 2016, llegó 362,6 GBTUD de los cuales, en promedio, 305,1 GBTUD se contrataron bajo la modalidad interrumpible.

Por otro lado, el 84% del total fue destinado a la atención de la generación térmica, seguido por el 11,5% para la demanda industrial, 3,9% para la demanda residencial y, por último, se contrata para atender demanda GNVC y Comercial el 0,1% y el 0,5% respectivamente. En cuanto al gas de Cupiagua, la contratación promedio para el primer año fue de 79,3 GBTUD, de los cuales 22,9 GBTUD fueron interrumpibles. El 39% del total que se contrató tiene como destino la atención de la demanda

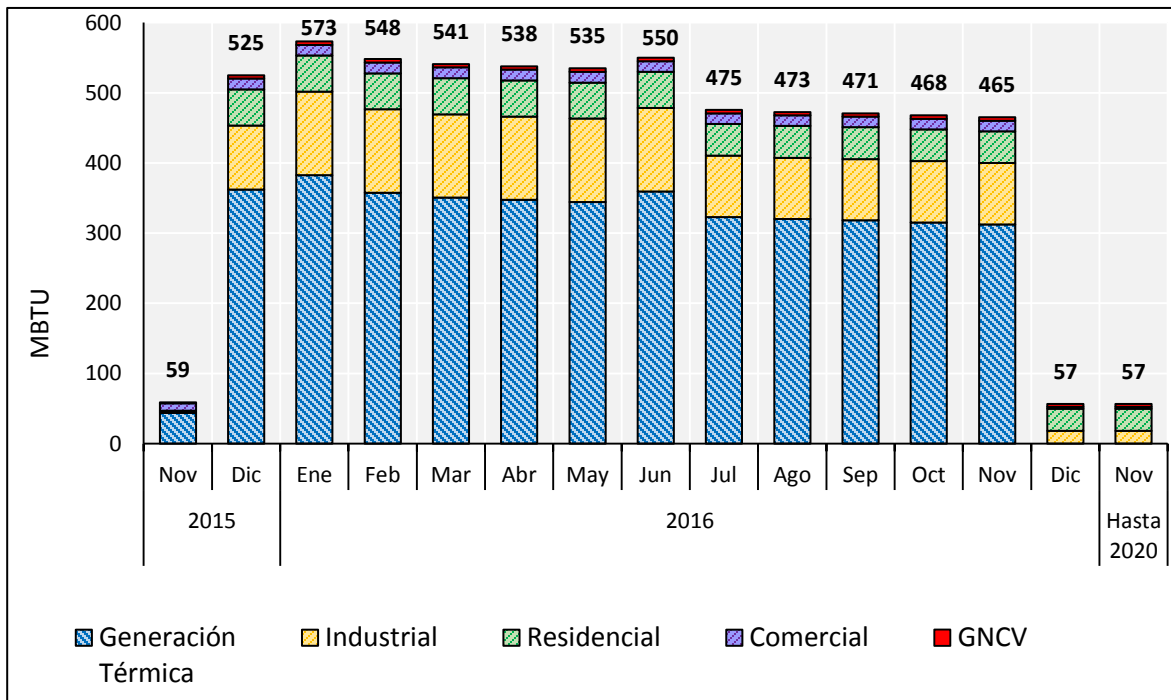
residencial, el 24% para la demanda industrial, el 16% para la demanda comercial, el 14% para generación térmica y el 6% para la atención de la demanda de GNV.

Gráfica 4-21. Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y Promedio Nacional



Fuente: Gestor del Mercado BMC

Gráfica 4-22. Contratación por Sector de Consumo



Fuente: Gestor del Mercado BMC

Del gas proveniente del campo Cusiana se contrataron en total 71,4 GBTUD, de los cuales, 41 GBTUD fueron interrumpibles y de estos un 47% fue dirigido a la atención de la demanda térmica, un 44% para la demanda industrial, un 8% para el sector residencial y un 0,4% para el sector comercial. En el caso de La Creciente, se contrataron 31 GBTUD de enero 2016 a diciembre 2016 bajo la modalidad en firme. El 85% se destinó a la atención de la demanda industrial y el 15 % restante para el sector térmico.

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

Como en el anterior Fenómeno de El Niño (2009-2010), la mayor generación térmica provino de las plantas térmicas a gas, generándose una señal de escasez de gas natural que debe finalizar cuando se normalice el régimen de lluvias y los embalses se recuperen, señal que obedece a la ausencia de una oferta comercial suficiente para suplir la demanda variable de largo plazo en el sector térmico.

Lo anterior no se debe a que no exista el hidrocarburo, existen otros elementos como por ejemplo, la insuficiencia en transporte, la baja contratación de los agentes generadores o suponer que con gas secundario o con OCG se disponía de la oferta suficiente para atender los requerimientos de generación.

Para el ejercicio de proyección del precio del gas natural de largo plazo que a continuación se presenta, se toma como punto de partida el resultado obtenido en la negociación del año 2015 y con las condiciones iniciales de la Resolución CREG 089 de 2013, bajo la consideración de que la Resolución CREG 170 de 2015 es un caso exógeno que se dio como resultado del Fenómeno de El Niño y por ello su contratación es de solo un año. Por lo anterior, entre los meses de noviembre de 2015 y octubre de 2016 se consideran precios para Guajira de US\$ 6,17/MBTU y Cusiana de US\$ 3,34/MBTU, afectado por los deflatores correspondientes.

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

4.3.1 Supuestos y metodología de proyección

La elaboración de la estimación de precios requiere de la definición de parámetros de entrada en los modelos, valores sobre los cuales se asumen comportamientos futuros que deben ser entendidos como cifras de referencia que emplean los modelos para definir los probables “futuros energéticos”.

Estos parámetros, conocidos como “supuestos de proyección”, de ninguna manera son mandatorios ni deben ser entendidos como políticas establecidas. Dado el alto grado de incertidumbre, se

establecerán franjas o rangos sobre los diferentes supuestos para incrementar la probabilidad de que los valores futuros estén incluidos dentro de los análisis realizados durante el proceso de la planeación.

Para el desarrollo de este trabajo se revisó toda la información disponible, tanto nacional como internacional, a diciembre de 2015, así como el reporte del Gestor del Mercado de Gas Natural denominado: “Informe contratación proceso de comercialización 2015”. A continuación se definen los supuestos para la estimación del precio de gas natural.

4.3.1.1. Supuestos de Mercado

- Entrada de planta de regasificación en el corto plazo y por tanto de importaciones de gas natural, según los reportes de distintos agentes y considerando un año de retraso.
- La entrada de las importaciones y un precio internacional de gas natural afectará de manera directa el mercado de gas natural, al igual que los precios nacionales, y su afectación será mayor en la medida que las importaciones tengan más peso sobre la oferta nacional. Se calcula un precio paridad importación para el mercado de la Costa y un precio compuesto para los precios del Interior.
- El peso de las importaciones sobre la oferta total se toma del balance oferta-demanda, que muestra la necesidad de importación en el corto plazo por suministro insuficiente en la medida que la oferta nacional se reduce para los próximos años.

4.3.1.2. Supuestos de Precios

- Según la Resolución CREG 089 de 2013, se llevaron a cabo las negociaciones bilaterales en el año 2015 y se estableció el precio de los contratos en firme, los cuales se toman como semilla para las proyecciones presentadas en este documento. Estos valores se toman para cada una de las dos fuentes principales de producción (Guajira y Cusiana), la primera representando el mercado de la Costa y la segunda representando el mercado del Interior. La información es tomada del informe de comercialización 2015 del Gestor del Mercado.
- El precio del gas nacional de las fuentes Guajira y Cusiana se indexan con el índice Henry Hub, que representa el mercado de la Costa del Golfo.
- El precio internacional se calculó mediante la metodología Net-back, partiendo de la fuente de exportación que en este caso se consideró a Trinidad y Tobago principal punto de interés para Colombia por los excedentes de corto plazo de que dispone y por suministra GNL a los principales mercados (Asia, Europa y América). A los precios CIF (Cost insurance and freight), en los distintos puntos de entrega se les excluyó el costo de transporte marítimo, obteniendo los precios FOB en Trinidad y Tobago, para los diferentes mercados.

A partir de un promedio del precio en planta de licuefacción en Trinidad y Tobago se obtuvo el precio CIF para Colombia, es decir, el precio FOB de Trinidad y Tobago más el costo de transporte marítimo al puerto de Cartagena, al cual se le adiciona el costo de regasificación.

- Los precios de la Costa se obtienen tomando como base los precios internacionales y los precios del interior se obtienen de un precio compuesto que parte de los precios nacionales y de los internacionales, ajustados por su participación en la atención total de la demanda nacional, considerado de la siguiente forma:

$$P_C = P_I * \frac{V_I}{D} + P_N * \frac{V_N}{D}; \quad \text{siendo } V_I + V_N = D$$

Donde,

P_C = Precio Compuesto

P_I = Precio Internacional

P_N = Precio Nacional

V_I = Volumen Importado

V_N = Volumen Nacional

D = Demanda Total

- Se define como corto plazo el periodo de enero de 2016 a diciembre de 2017, y como largo plazo de enero de 2018 a diciembre de 2035.
- Dentro del análisis se excluye el uso del Henry Hub como driver de la estimación, debido al alto costo que este marcador tiene y que considera gas sin la cadena de valor de GNL que lo hace inviable para Suramérica. Además teniendo en cuenta que la mayoría del gas de Estados Unidos provienen de formaciones de shale gas requieren altas rentabilidades por los costos de exploración.
- Los precios en este documento son presentados en términos reales de 31 de diciembre de 2015. Los precios son ajustados con los comportamientos de las proyecciones presentadas por Wood Mackenzie en Diciembre de 2015 y los precios históricos de las negociaciones de GNL presentadas por la fuente Argus.

4.3.1.3. Escenarios:

Se consideran tres escenarios (alto, medio y bajo) para representar las posibles trayectorias futuras con la mayor apertura posible, ante la incertidumbre de los mercados internacionales y las negociaciones bilaterales. En seguida se especifican los supuestos para los precios de la Costa e Interior, con base en hipótesis de mercado y los precios detallados anteriormente. Estos supuestos fueron resultado de discusiones con el objetivo de representar de la mejor manera los posibles precios futuros.

A. Supuestos en Escenarios de la Costa

Para la Costa, se considera que los precios están afectados en mayor medida por los índices internacionales, debido a la ubicación de la planta de regasificación en Cartagena y su mayor incidencia en el suministro de los usuarios de la región. Toda vez que la planta puede tener excedentes, éstos podrían ser puestos al servicio de los sectores de consumo distintos al térmico.

Escenario Alto: Para estimar el precio del gas natural en la Costa se aplicó la metodología Net-back al gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado Asiático, el cual dio como resultado US\$5,82/MBTU en diciembre de 2015. Este valor fue indexado con la estimación de largo plazo del JKM. Posteriormente se adicionó un costo de transporte desde Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena calculado en US\$0,18/MBTU y el costo de regasificación de US\$0,4/MBTU, obteniéndose un valor total de US\$6,40/MBTU.

Escenario Medio: En este escenario, se utiliza el análisis Net-back del gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado suramericano cuyo valor promedio en diciembre de 2015 llegó a US\$5,47/MBTU y posteriormente se le sumó el costo de transporte de Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena de US\$0,18/MBTU y la regasificación de US\$0,4/MBTU, acumulando un total de US\$6,05/MBTU.

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

Escenario Bajo: En este escenario, se empleó como semilla el resultado del Net-back, del GNL de Trinidad y Tobago puesto en el mercado de Londres, cuyo valor en diciembre de 2015 estaba en los US\$4,94/MBTU. Este valor se indexó con las tasas de crecimiento del marcador NBP de Europa definidas en las estimaciones de largo plazo de consultor Wood Mackenzie. Luego se le adicionó el costo de transporte desde Trinidad y Tobago hasta el puerto de Cartagena y se sumó el costo de la regasificación, cuyo valor final fue US\$5,52/MBTU.

Los escenarios medio y bajo, se indexaron con las tasas de crecimiento del índice NBP, siendo que Europa es el importador más importante de Trinidad y Tobago, por ende, el principal competidor del GNL para América Latina y en estricto sentido para las importaciones nacionales.

B. Supuestos de Escenarios en el Interior

Los escenarios del interior están afectados en mayor medida por los precios nacionales debido a la distancia entre este mercado y la ubicación de la planta de regasificación en Cartagena, que como consecuencia generaría altos costos de transporte por gasoducto. Lo anterior hace menos competitiva esta opción a nivel financiero, pero en el momento en el que el gas del Interior no sea suficiente para abastecer su demanda y llegado el caso de no incorporar nuevas reservas, se daría paso a un nuevo esquema de gas importado, transformando el precio en un valor compuesto afectado por los porcentajes de importación sobre la demanda total a atender.

Escenario Alto: En la medida en que se presentan importaciones, el precio nacional del interior dado inicialmente por las negociaciones bilaterales, se indexa con el precio Henry Hub del escenario medio de la estimación de largo plazo realizada por Wood Mackenzie y de corto plazo del Departamento Energía de los Estados Unidos y en lo correspondiente a la porción importada utiliza como referencia el valor del FOB en Trinidad y Tobago del mercado asiático más los componentes de transporte y regasificación en Colombia, con lo cual se llega a un precio compuesto.

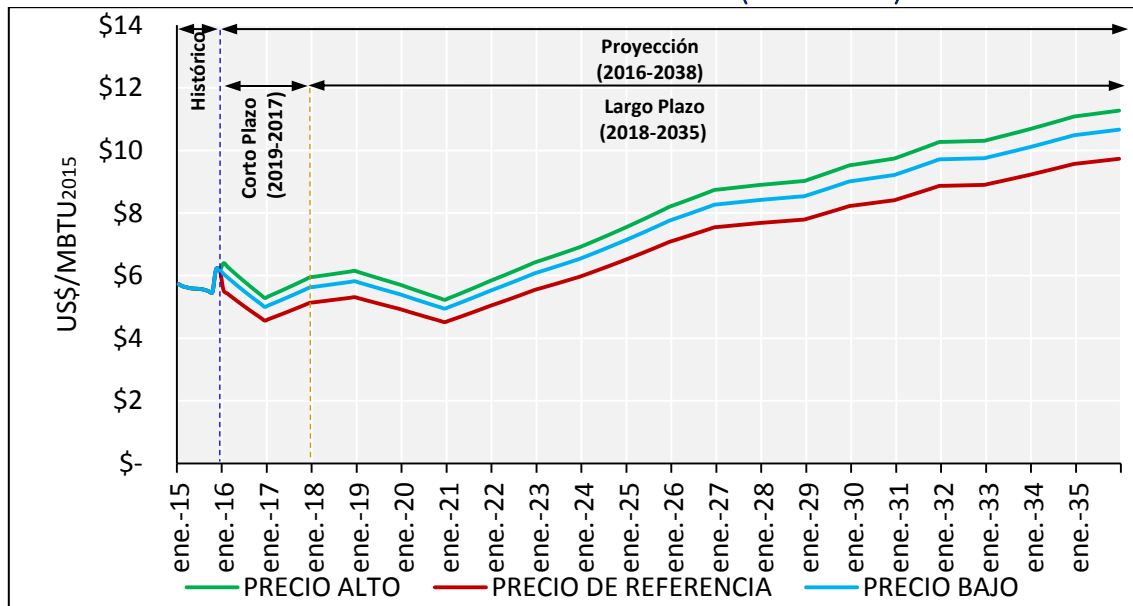
Escenario Medio: En este escenario, al igual que el anterior, el precio nacional se indexa con Henry Hub (escenario medio) y el escenario de importación corresponde al mercado americano, dando como resultado un precio compuesto ajustado por las necesidades de importación en el horizonte de proyección.

Escenario Bajo: Este escenario de precio compuesto al igual que los anteriores es formado por el precio nacional indexado al Henry Hub (escenario medio) y la porción correspondiente al importado del mercado europeo que es el más bajo de los escenarios internacionales.

4.3.2 Precios del gas natural (2016 – 2035)

Los precios nacionales parten de las negociaciones realizadas en octubre y noviembre de 2015, que en el caso de la Costa llegaron a US\$6,17/MBTU e Interior a US\$ 3,34/MBTU. Si se adopta como punto de partida para la estimación de los precios de largo plazo de la Costa los US\$6,17/MBTU obtenido en la negociación bilateral de 2015 y se aplica la misma metodología dada a los precios internacionales, tal y como está estipulado en los supuestos de mercado, se obtendría un precio de corto plazo cercano a US\$5,5/MBTU y a partir de 2021 un incremento constante que sigue las tasas de crecimiento del índice NBP, tal y como se muestra en la **Gráfica 4-23**.

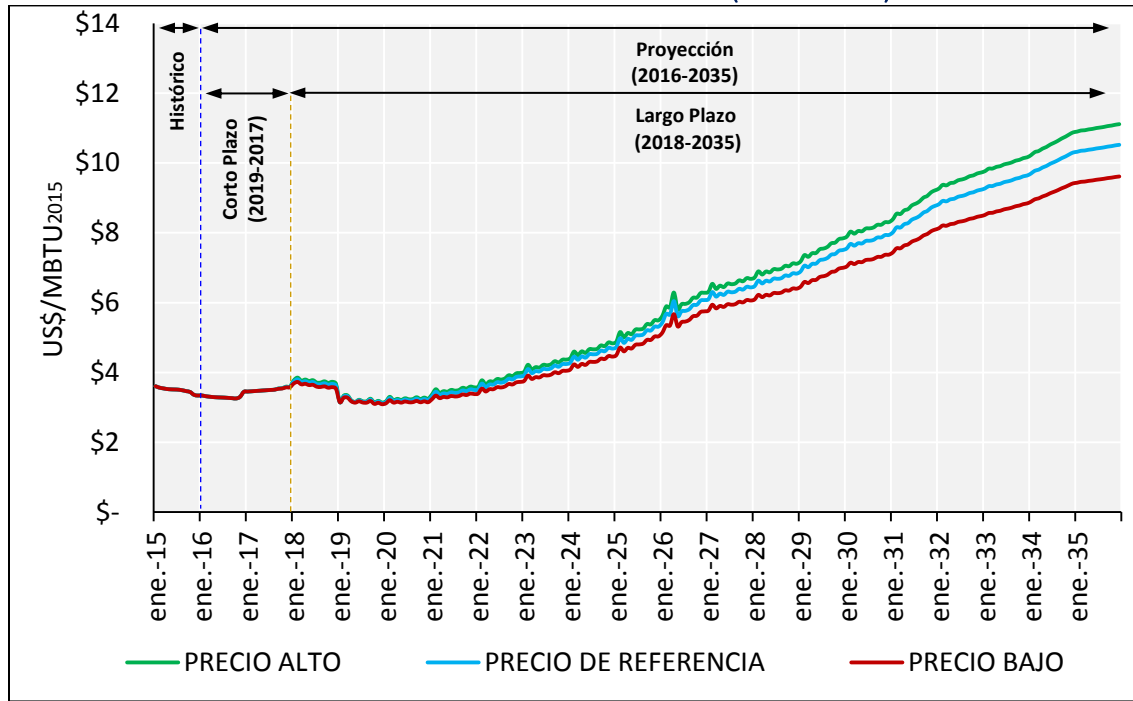
Gráfica 4-23. Escenarios Precios Costa (2016 – 2035)



Fuente: UPME

En cuanto a los precios del Interior, se tiene un precio compuesto entre los índices internacionales y los precios nacionales, los cuales presentan un escenario estable hasta el año 2020 por debajo de los US\$4/MBTU debido a los bajos volúmenes de gas importado que entrarían al interior. Posteriormente, y cuando la participación de las importaciones sea mayor para este segmento de mercado, la diferencia entre los escenarios va siendo más visible, tendiendo a los precios internacionales y convergiendo con los precios de la costa tal y como se muestra en la **Gráfica 4-24**.

Gráfica 4-24. Escenarios Precios Interior (2016 – 2035)



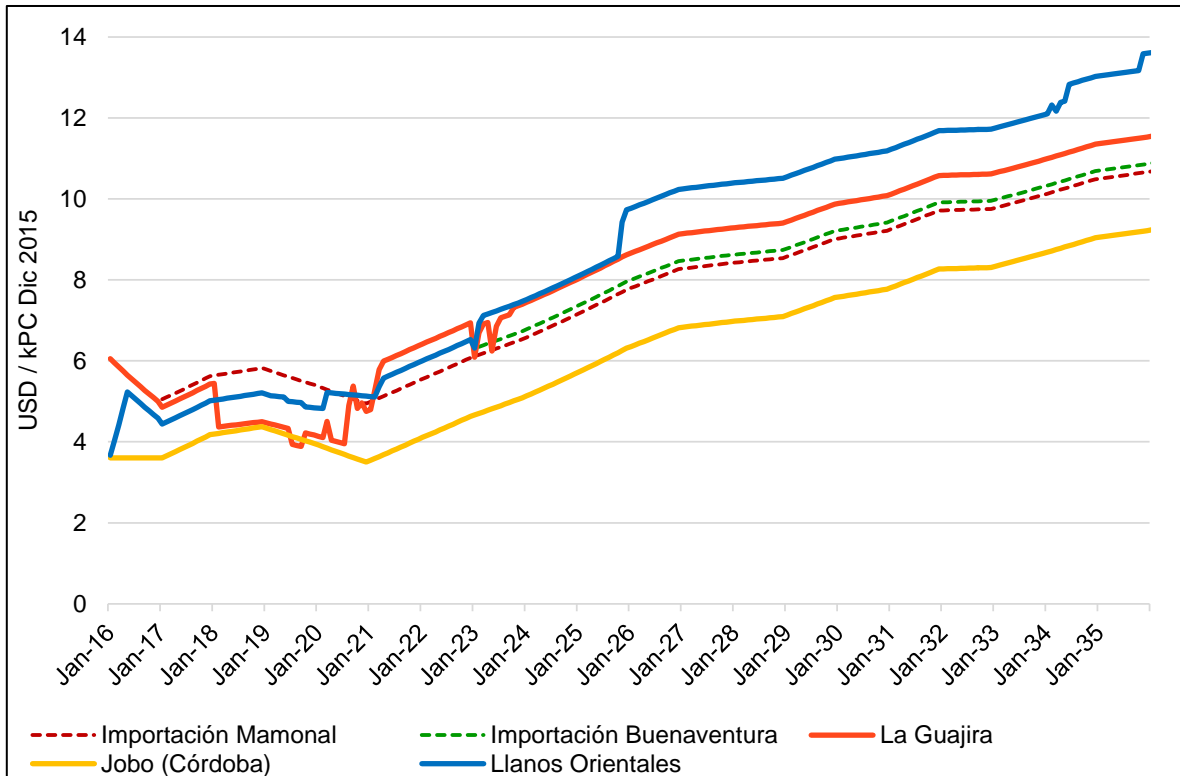
Fuente: UPME

Es importante mencionar que si bien se espera que los precios tengan un incremento en el horizonte de planeación, éstos ocurrirán de manera gradual. Entre el año 2017 y 2020 se espera una estabilidad de los precios entre los US\$ 3,5/MBTU y US\$ 4/MBTU constantes de diciembre de 2015, los cuales no afectarán los precios nacionales debido a que los niveles de importación son bajos.

Así entonces, se espera que en el corto plazo los precios del gas natural no tengan un incremento que afecte de manera importante la demanda nacional. De igual manera, se espera que mediante los análisis de mercado adecuados, los entes reguladores puedan generar las herramientas y mecanismos pertinentes para que en el mercado no se generen incentivos a un alza de los precios como consecuencia de la entrada de los mercados internacionales.

En esta oportunidad, se tuvieron en cuenta adicionalmente campos menores que pueden aportar gas nacional a los distintos nodos del sistema de transporte de gas (Jobo y Llanos Orientales). Así mismo, y de acuerdo con el planteamiento del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, se tuvo en cuenta la posibilidad de una planta de regasificación en el pacífico, el cual tendría una importante incidencia en la demanda del interior, y las plantas térmicas a gas del Valle del Cauca (ver **Gráfica 4-25**).

Gráfica 4-25. Precios de Referencia fuentes adicionales (2016 – 2035)



Fuente: UPME

4.4 Tarifas de transporte por gasoducto

Para determinar el precio final puesto en planta térmica, además del costo del gas puesto en gasoducto, se debe determinar el costo máximo de transporte por gasoducto, teniendo en cuenta la metodología definida por la CREG. Por ello, se consideraron las resoluciones vigentes 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 tomó una pareja de cargos regulados, cargo fijo/cargo variable (50%/50%) durante todo el período de proyección.

- TRANSORIENTE: Resoluciones CREG 111 de 2011
- PROGASUR: Resoluciones CREG 112 de 2011
- TRANSMETANO: Resoluciones CREG 114 de 2011
- TRANSGASTOL: Resoluciones CREG 018 de 2012
- TGI: Resoluciones CREG 121 de 2012
- PROMIGAS: Resolución CREG 122 de 2012
- TRANSOCCIDENTE: Resolución CREG 123 de 2012

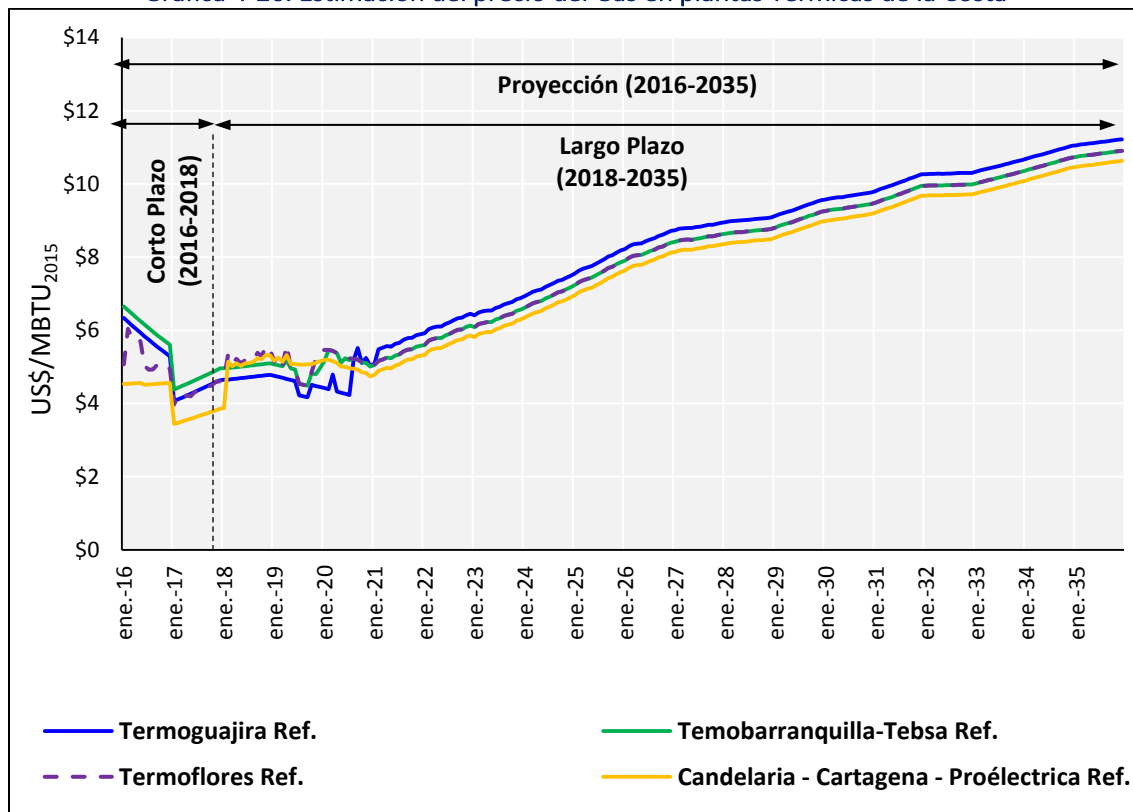
La determinación del costo de transporte de cada planta térmica, consideró los puntos de entrada y salida de gas, tomando el menor costo de suministro (precio del gas más transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta de generación. Los costos de transporte para cada una de las parejas se indexó de acuerdo con el procedimiento definido en la Resolución CREG 126 de 2010 y se utilizó el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América.

4.5 Precio del gas natural en Térmicas

Se calculó para cada planta térmica los precios del gas bajo los diferentes escenarios, optimizando el precio del gas, es decir primero se consume el gas nacional de la fuente de producción mas cercana a cada plante y luego se consume el gas importado. Lo anterior, con el objetivo de obtener una relación directa precio/demanda y de facilitar una perspectiva de largo plazo, dado que una fuente X puede ser optima económicamente en el periodo t, pero en el periodo t+1 puede que Y sea la optima.

En el caso de la Costa, se presenta en la **Gráfica 4-26** la tendencia de los precios internacionales de la planta de regasificación de Cartagena, los cuales se mantienen constantes hasta el año 2021, donde presentan un crecimiento estable acorde a los precios internacionales proyectados por WoodMackenzie. Las diferencias en los precios de las térmicas están fundamentadas en los costos de transporte, dependiendo del punto de oferta que optimize los precios.

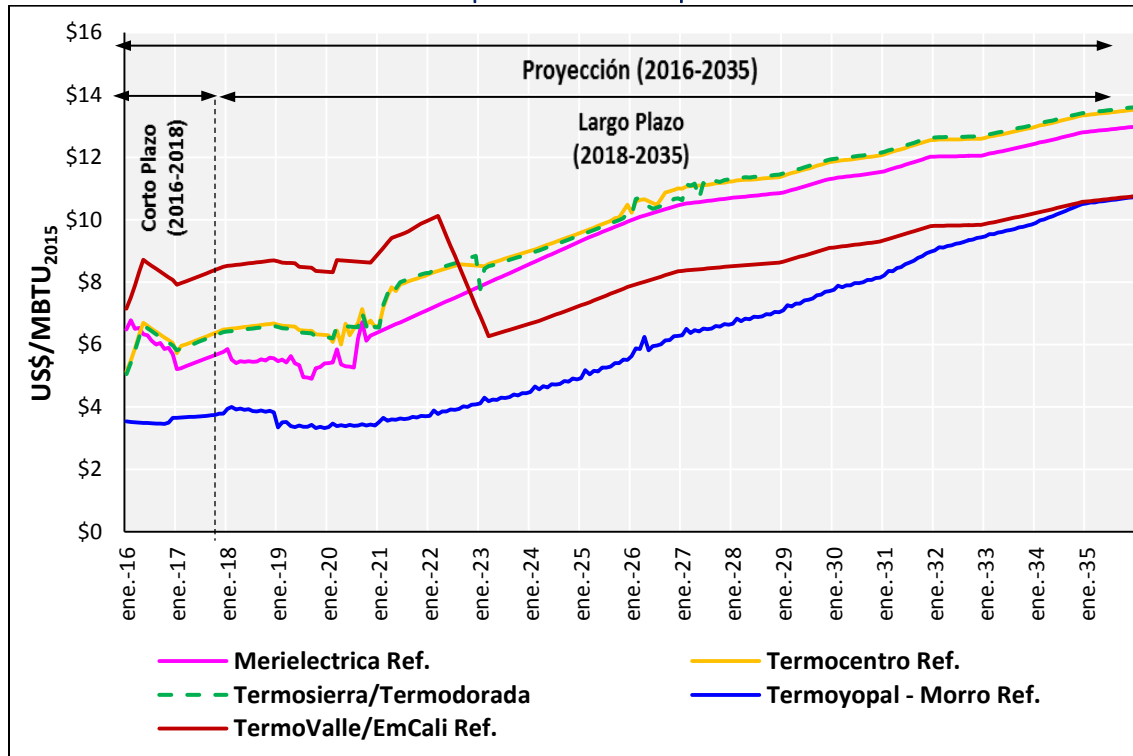
Gráfica 4-26. Estimación del precio del Gas en plantas Térmicas de la Costa



Fuente: UPME

Para las plantas térmicas a gas del Interior, los precios seguirán un comportamiento de precio compuesto entre los precios internacionales y los precios nacionales, teniendo como fuente principal el gas proveniente de Cusiana. Este comportamiento a diferencia de los internacionales, tendrá un crecimiento mínimo en el corto plazo, y se ira ajustando en la medida que el gas internacional tenga mayor participación en la atención de la demanda nacional.

Gráfica 4-27. Estimación del precio del Gas en plantas Térmicas del Interior



Fuente: UPME

Se resaltan en la **Gráfica 4-27** el caso de Termoyopal, que por su ubicación cercana a Cusiana no se contempla precio de transporte y por ende es la planta con precio menor, y el caso de termoemcali y termovalle, cuyo precio se reduce en el año 2023 por la entrada de la planta de regasificación del pacífico, y que las llevaría a precios internacionales.

5. JET FUEL

La metodología utilizada para la estimación del precio colombiano del JET FUEL incorporó la normatividad definida por la Ley 681 de 2001 y la Resolución Minminas 8 0299 de 2001, modificada posteriormente por la Resolución 18 0088 de 2003 y el artículo 116 de la Ley 1450 de 2011, las cuales hacen referencia a la estructura del precio para su comercialización nacional. Adicionalmente y para efectos del análisis se incluye un costo de transporte entre la planta de abasto y planta de generación, así como un margen para el distribuidor mayorista, ítems que no hacen parte de la regulación, así:

$$PMV = IP + IVA + TI + Otros$$

Donde,

PMV = Precio de venta de la gasolina de aviación Jet al distribuidor mayorista.

IP = Ingreso al productor.

IVA = Impuesto al Valor Agregado.

TI = Valor del transporte a través del sistema de poliductos.

Otros = Comercialización y margen de continuidad.

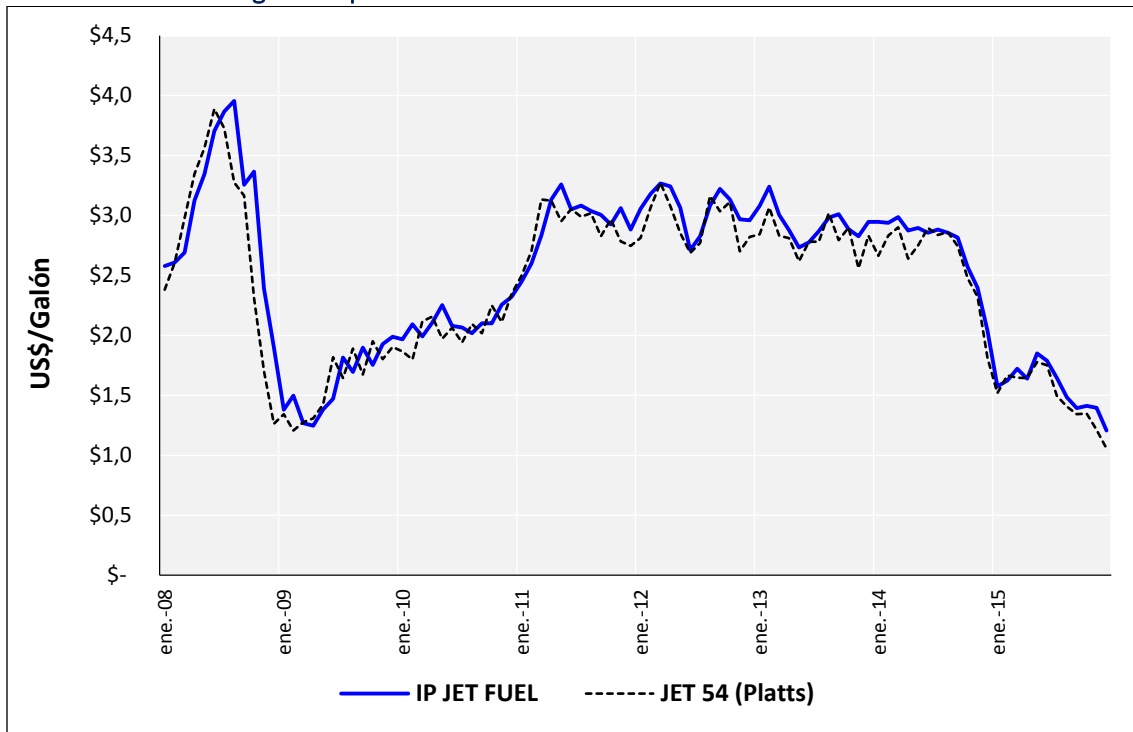
La estimación del primer componente o ingreso al productor (IP) comprendió en primera instancia la selección de un driver con el cual se pudiera efectuar un análisis comparativo de los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, el cual según la normatividad hace referencia al índice Platt's JET 54 U.S. Gulf Coast.

En la **Gráfica 5-1**, se presenta la comparación histórica del comportamiento del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel y del índice internacional de referencia del U.S. Gulf Coast. El resultado muestra alta correlación y algunos rezagos mínimos con una trayectoria y un sesgo hacia valores más altos del precio interno, particularmente desde el año 2011.

Igualmente, del periodo 2011-2014 el precio ha mantenido bajas fluctuaciones y se estabilizó en los US\$ 2,7/galón, hasta el último trimestre de 2014, en donde por efecto de los bajos valores del WTI el Ingreso al Productor alcanzó el valor de US\$ 1,8/galón en 2014 y de US\$ 1,21/galón en Diciembre de 2015. Este comportamiento de precios internacionales a la baja, permite observar como el precio nacional sigue la referencia del índice internacional JET 54 de la Costa del Golfo, llegando a valores mínimos no vistos desde el año 2009.

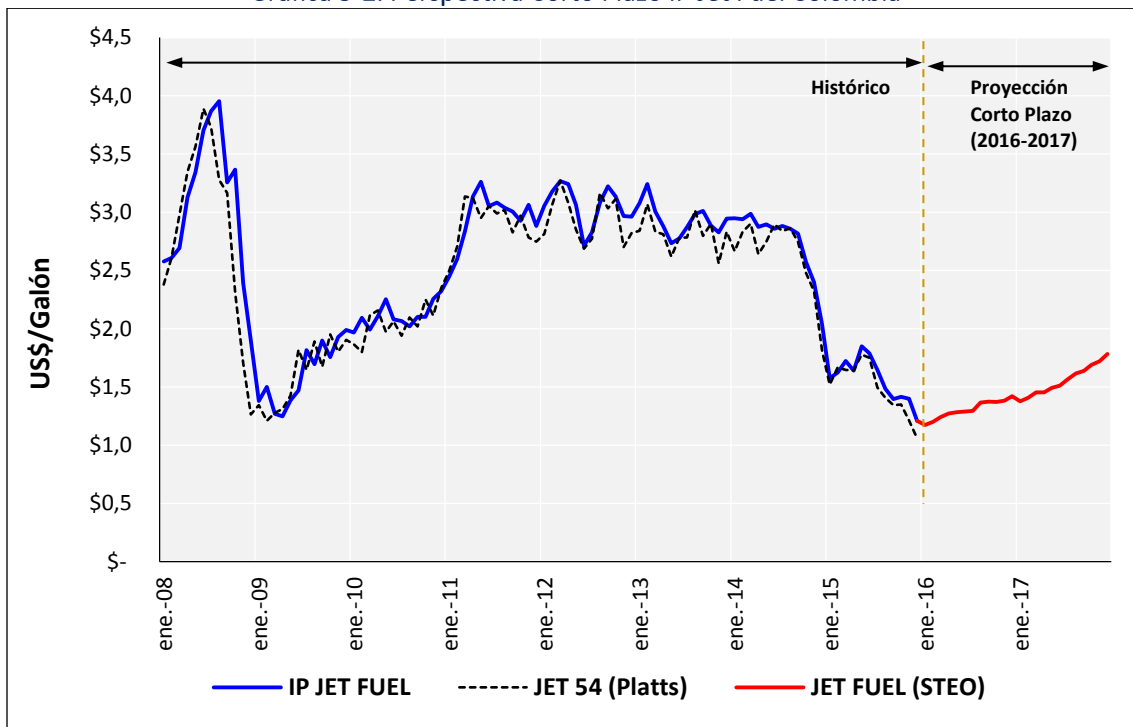
El Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea a corto plazo en su documento STEO - Enero 2016, una recuperación de los precios del Jet Fuel, con base en el supuesto de que se mantengan los escenarios de incremento de la demanda de Jet Fuel para 2016 de 70.000 barriles/día para 2016 y de 20.000 barriles/día para 2017, y una recuperación del precio del barril a los US\$ 55/barril a finales de 2017. Lo anterior, llevaría a los precios nacionales a una recuperación cercana a los US\$ 1,78/galón en 2017, tal y como puede verse en la **Gráfica 5-2** alcanzando los mismos valores obtenidos a finales del año 2014.

Gráfica 5-1. Ingreso al productor de Jet Fuel Colombia e Índice Jet 54 U.S. Gulf Coast



Fuente: ECOPETROL y Platt's.

Gráfica 5-2. Perspectiva Corto Plazo IP Jet Fuel Colombia



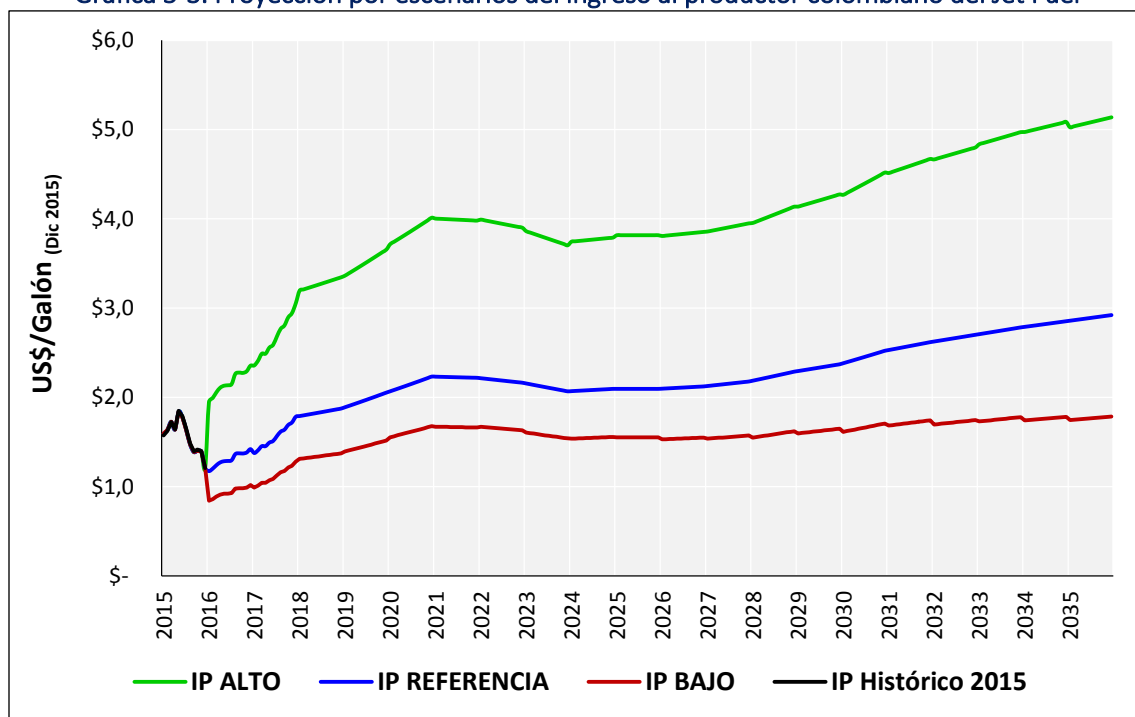
Fuente: ECOPETROL, Platt's, EIA y UPME.

Ahora bien, para la estimación de largo plazo correspondiente al ingreso al productor colombiano de Jet se consideró como indexador el “Jet Fuel- Refined Petroleum Product Price” de corto plazo del EIA y el comportamiento de WTI a 2035 de Wood Mackenzie, ya discutida en el capítulo 1. Para los escenarios de corto y largo plazo se tomaron las aperturas del AEO 2015, manteniendo los supuestos de precios, demanda y crecimiento económico discutidos anteriormente. Los resultados de los tres escenarios evaluados son presentados en la

Gráfica 5-3.

El escenario base o de referencia varía entre US\$ 1,21/galón y US\$ 1,78/galón en el corto plazo, mientras que en el largo plazo presenta un valor a Diciembre de 2035 de US\$ 2,92/galón, ambos en términos constantes de diciembre de 2015. Por otra parte, el escenario alto fluctúa hasta los US\$ 5,12/galón y el escenario bajo finaliza en US\$ 1,78/galón, es decir un precio similar al del escenario de referencia al corto plazo. Es importante señalar que las proyecciones de precios de los combustibles líquidos están ajustadas a las proyecciones del crudo internacional WTI de Wood Mackenzie, y por lo tanto su comportamiento depende de los precios internacionales de este crudo.

Gráfica 5-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel



Fuente: EIA, ECOPELROL, WM y UPME.

La construcción del precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA y los cargos de transporte del punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida. Finalmente, la estimación en cada escenario implicó la agregación de cada uno de los ítems antes mencionados a los escenarios de ingreso al productor.

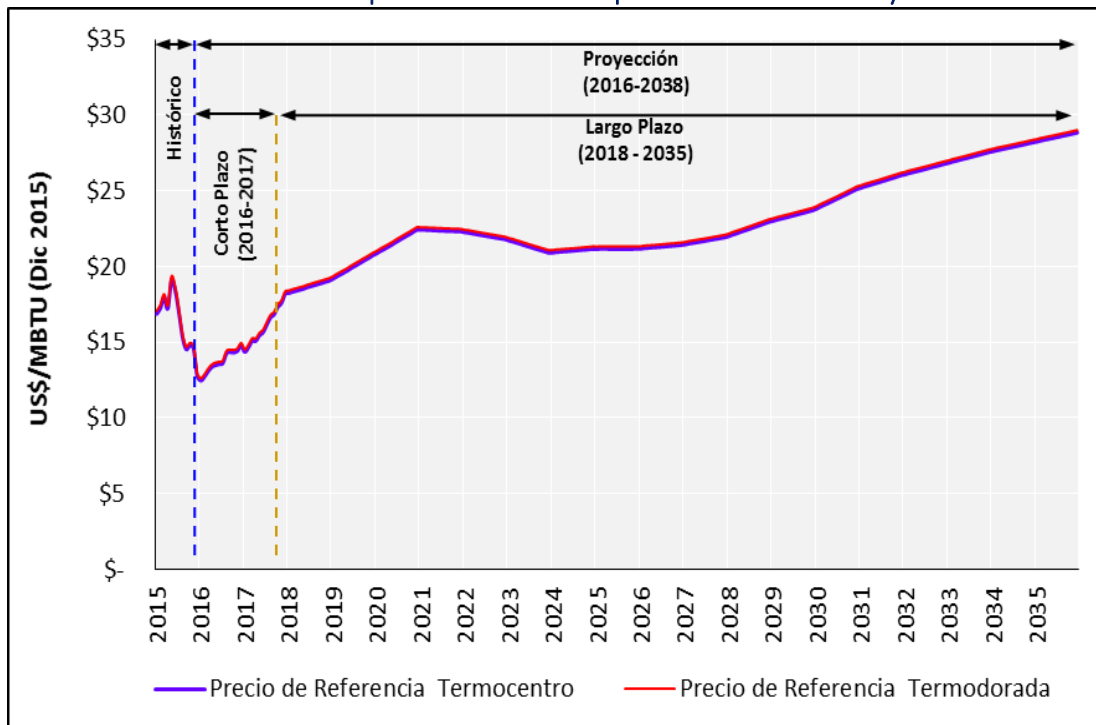
Teniendo en cuenta que las plantas térmicas que utilizan el Jet Fuel para generación como segunda opción después del gas son Termocentro y Termodorada, se tomó como centro de producción y acopio la refinería Barrancabermeja y como puntos de entrega Sebastopol y La Dorada. La **Gráfica 5-4** presenta los resultados del escenario de referencia para las plantas mencionadas.

Tabla 7. Plantas de Generación que consumen Jet Fuel

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMODORADA 1	CENTRO	Caldas	La Dorada	R. Barranca	La Dorada
TERMOCENTRO 1	CENTRO	Santander	Cimitarra	R. Barranca	Sebastopol

Fuente: XM.

Gráfica 5-4. Estimación del precio de Jet Fuel en planta de Termocentro y Termodorada



Fuente: DOE-EIA, ECOPEPETROL y Cálculos Propios.

La estimación indica que los precios de referencia para las plantas de generación que usan Jet Fuel no presentan diferencias importantes dado que el valor de transporte por poliducto es el mismo de acuerdo con los puntos de entrega anteriormente mencionados. Así mismo, a pesar de que se observa una disminución importante desde el segundo semestre de 2015, año en el que se encontraba en \$US 20/MBTU y que en el año 2016 alcanza los US\$ 12,89/MBTU, se pronostica al corto plazo un incremento importante hasta los US\$ 18,56/MBTU a finales de 2017.

Finalmente, con un crecimiento promedio año de 6,5% anual, se estima que el precio del Jet Fuel Colombiano alcance un promedio máximo de US\$29,01/MBTU al finales del año 2035.

6. FUEL OIL

El cálculo del precio futuro del Fuel Oil colombiano de mediano y largo plazo, contempló la aplicación de la normatividad vigente del Ministerio de Minas y Energía, estipulada en las resoluciones 8 0728 de 2001 y modificada por las resoluciones 18 1193 del 12 de noviembre de 2002 y 18 2147 de diciembre de 2007, cuyos componentes hacen referencia al IP (Ingreso al Productor), el cual está bajo el régimen de libertad, adicionado por IVA (16%), más el costo de transporte. Adicionalmente, y para efectos del análisis, se incluye un costo de transporte entre la planta de abasto y la planta de generación, así como un margen para el distribuidor mayorista, ítems que no hacen parte de la regulación, así:

$$PMV = IP + IVA + TI + Otros$$

Donde,

PMV = Precio de venta de la Fuel Oil al distribuidor mayorista.

IP = Ingreso al productor.

IVA = Impuesto al Valor Agregado.

TI = Valor del transporte a través del sistema de poliductos.

Otros = Comercialización y margen de continuidad.

La estimación del primer componente o ingreso al productor (IP) comprendió, en primera instancia, la selección de un driver con el cual se pudiera efectuar un análisis comparativo de los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, el cual, según la normatividad, hace referencia al índice Platt's Residual Fuel No 6 US Gulf Coast con 1% y 3% de azufre.

Los resultados presentados en la

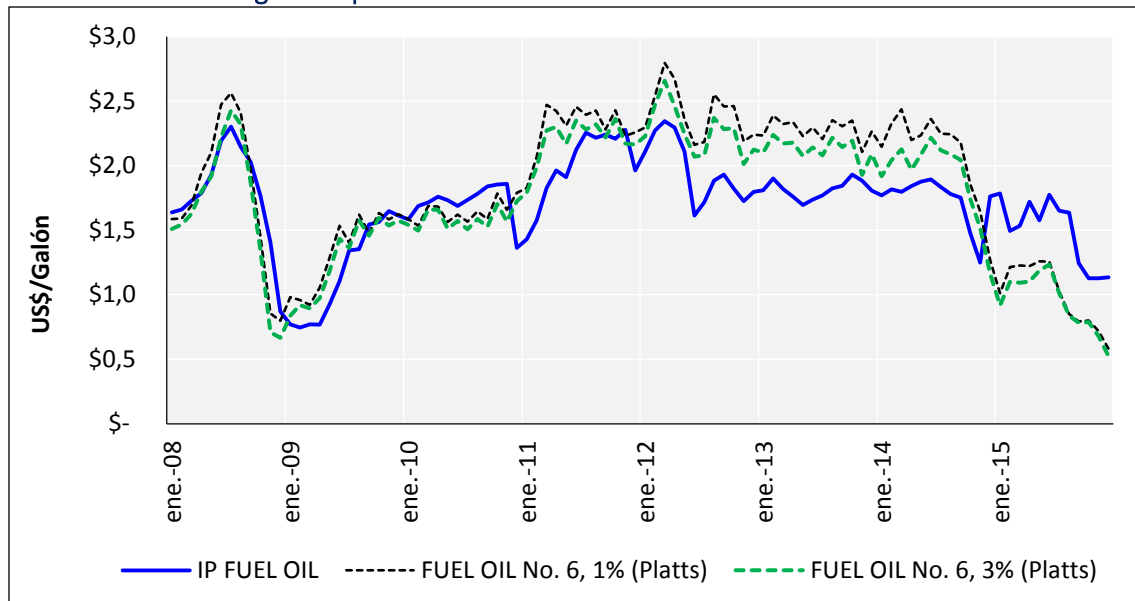
Gráfica 6-1 indican una tendencia similar entre el precio interno y el del índice No. 6 al 3% de azufre USGC de Platt's, aunque el precio del producto nacional está por debajo del precio de referencia, diferencia que se ha venido incrementando desde el primer semestre de 2011 hasta finales de 2014, periodo en el cual presenta una tendencia a la baja, y obedece eventualmente a la calidad del producto, aunque la correlación es alta y el rezago que maneja esta serie es cercano a los tres días.

A partir de mediados de diciembre de 2014 el IP del Fuel Oil nacional se estabiliza alrededor de 1,6 US\$/Galón y se mantiene durante el primer semestre de 2015 para luego presentar nuevamente una caída entre agosto y octubre del mismo año hasta los 1,13 US\$/Galón. Así mismo, y al igual que los demás combustibles líquidos, en el último semestre se presentó una reducción en las referencias internacionales como consecuencia de la reducción en el WTI, por lo que los precios del Fuel Oil internacional alcanzaron valores de US\$0,5/galón a diciembre de 2015.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo, en su documento STEO - Enero 2016, una recuperación de los precios del Fuel Oil, con base en el supuesto de que se

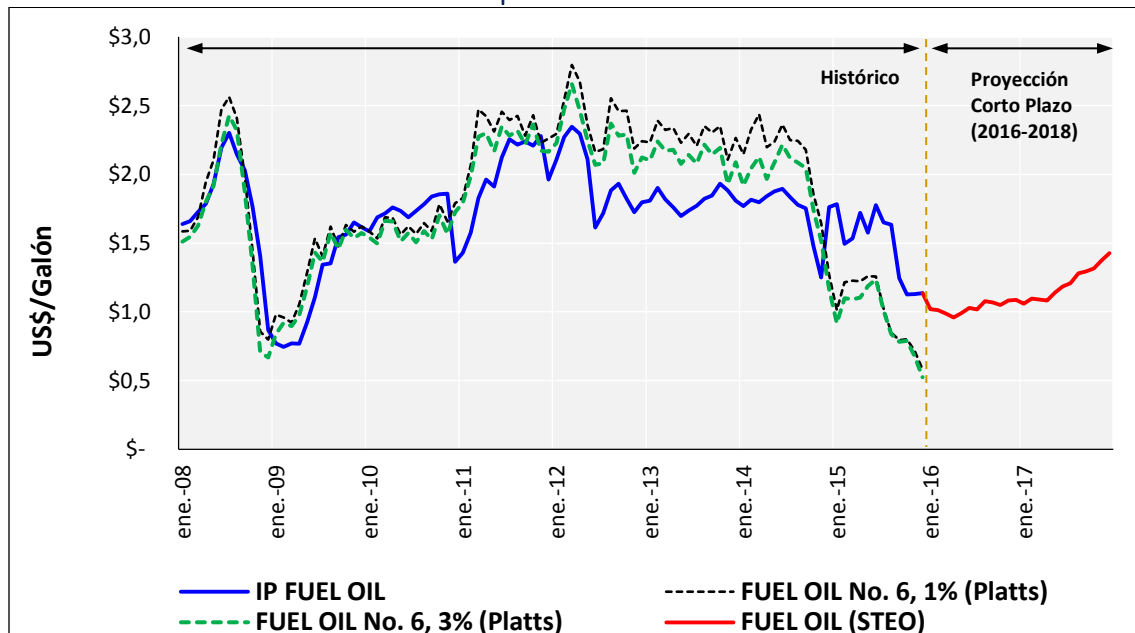
mantengan los escenarios de incremento de la demanda y una recuperación del precio del barril a los US\$ 55/barril a finales de 2017. Lo anterior, llevaría a una recuperación, de los precios nacionales, cercana a los US\$ 1,43/galón en 2017, como se muestra en la **Gráfica 6-2** recuperando los valores alcanzados en el año 2015.

Gráfica 6-1. Ingreso al productor del Fuel Oil colombiano e índice del U.S. Gulf Coast



Fuente: ECOPETROL y Platt's.

Gráfica 6-2. Perspectiva Corto Plazo IP Jet Fuel

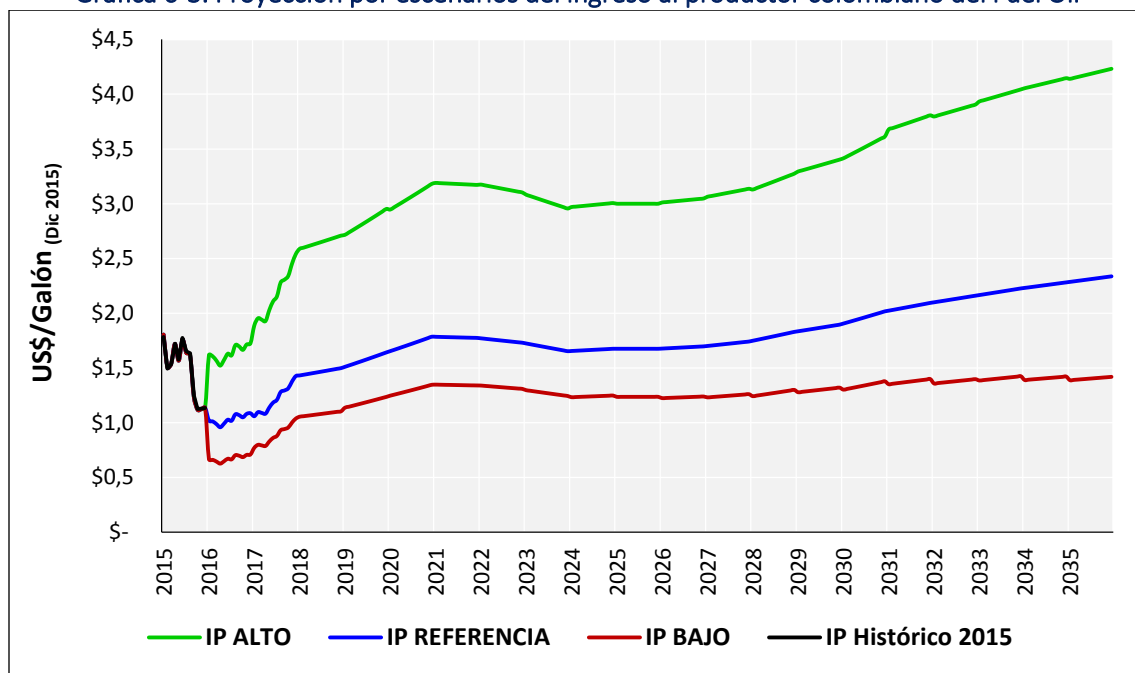


Fuente: ECOPETROL, Platt's, EIA y UPME.

Valorada la correlación y para efectos de la proyección del ingreso al productor se utilizó como driver el “Residual Fuel-Refined Petroleum Product” y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2015 del Departamento de Energía de los Estados Unidos. La **Gráfica 6-3** presenta la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón, constantes de diciembre de 2015, para los tres diferentes escenarios.

El escenario base o de referencia varía entre US\$ 0,96/galón y US\$ 1,44/galón en el corto plazo, mientras que en el largo plazo presenta un valor a Diciembre de 2035 de US\$ 2,34/galón, ambos en términos constantes de diciembre de 2015. Por otra parte, el escenario alto fluctúa hasta los US\$ 4,23/galón y el escenario bajo finaliza en US\$ 1,42/galón, es decir un precio similar al del escenario de referencia al corto plazo. Es importante señalar que las proyecciones de precios de los combustibles líquidos están ajustadas a las proyecciones del crudo internacional WTI de WoodMackenzie, y por lo tanto su comportamiento depende de los precios internacionales de este crudo.

Gráfica 6-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Fuel Oil



Fuente: EIA, ECOPELROL, WM y UPME.

El precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA y los cargos de transporte desde el punto de entrega del producto más cercano a la planta de generación a ser atendida, práctica que se repitió para cada uno de los escenarios.

Las plantas térmicas que utilizan el Fuel Oil son Barranquilla y Cartagena, tomando como centro de producción la refinería de Barrancabermeja, con los puntos de entrega o descarga mencionados en la **Tabla 8**.

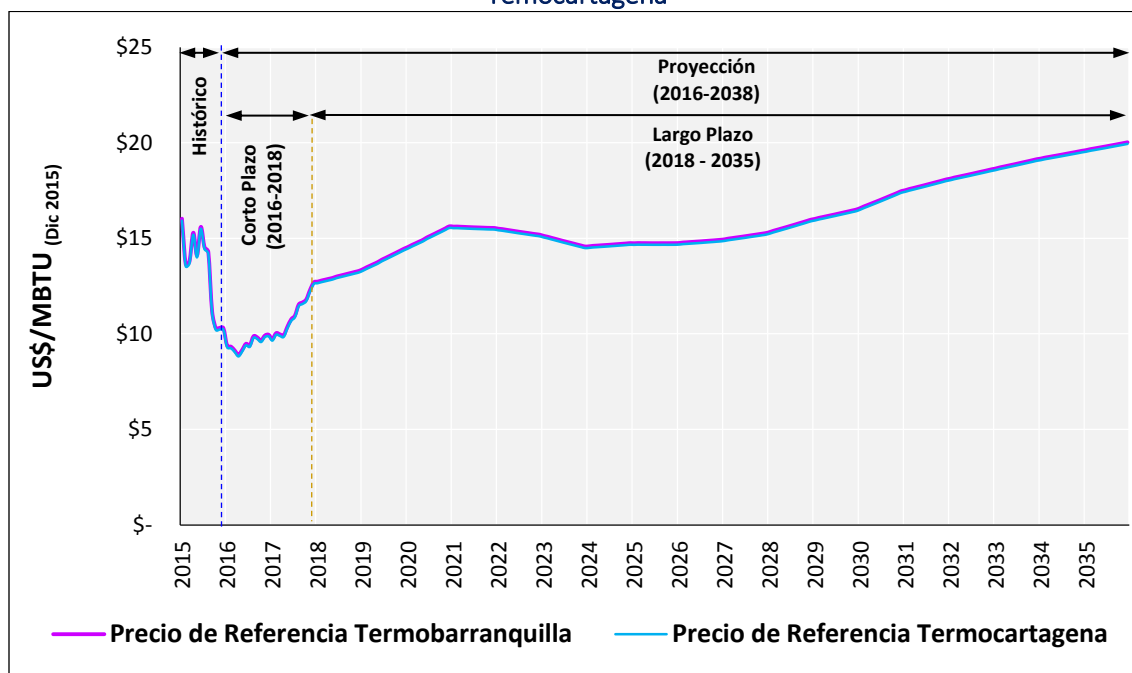
Tabla 8. Plantas de Generación que consumen Fuel Oil

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	CIUDAD/MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOB/QUILLA	Costa	Atlántico	Soledad	R. Cartagena	Baranoa
TERMOCARTAGENA	Costa	Bolívar	Cartagena	R. Cartagena	Cartagena

Fuente: XM.

A continuación, la **Gráfica 6-4** presenta la proyección del precio final en planta de generación correspondiente al escenario base o de referencia.

Gráfica 6-4. Proyecciones del precio de referencia del Fuel Oil para las plantas Termobarranquilla, Temocartagena



Fuente: DOE-EIA, ECOPETROL y Cálculos Propios.

La estimación indica que los precios de referencia para las plantas de generación que usan Fuel Oil son similares dado que la diferencia por el valor de transporte por poliducto es mínimo de acuerdo con los puntos de entrega anteriormente mencionados.

A pesar de que se observa una disminución importante desde el segundo semestre de 2015, año en el que se encontraba en \$US 10,2/MBTU y que en el año 2016 alcanza los US\$ 8,82/MBTU, se pronostica al corto plazo un incremento hasta los US\$ 12,21/MBTU a finales de 2017. Finalmente, con un crecimiento promedio año de 2,14% anual, se estima que el precio del Fuel Oil Colombiano alcance un promedio máximo de US\$ 19,94/MBTU a finales del año 2035, en términos reales de 2015.

7. GASOLINA

La estimación del precio de la gasolina motor corriente se realizó aplicando la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía definida en la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y sus modificaciones. Se debe recordar que actualmente ninguna planta térmica usa gasolina para generación y por lo tanto, los ejercicios mostrados más adelante están enfocados en el precio de venta en Estación de Servicio para la ciudad de Bogotá. La estructura del precio nacional de la gasolina motor corriente contempla los siguientes ítems:

$$PMV = IP + IN + Tm + Tt + Mpc + Mdma + ST + Mdmi + PE + Tp$$

Donde,

- PMV** = Precio de venta por galón.
- IP** = Ingreso al Productor.
- IN** = Impuesto Nacional.
- Tm** = Tarifa de marcación.
- Tt** = Tarifa de transporte.
- Mpc** = Margen Plan de Continuidad.
- Mdma** = Margen al distribuidor Mayorista.
- ST** = Impuesto de Sobretasa.
- Mdmi** = Margen al distribuidor Minorista.
- PE** = Perdida por evaporación.
- Tp** = Transporte a planta de abasto.

La **Tabla 9** continuación describe cada uno de los componentes, su regulación y forma de cálculo:

Tabla 9. Componentes Tarifarios de la Gasolina Motor Corriente

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Ingreso al Productor	Para cada combustible, el MME definió un esquema de cálculo independiente. En el caso de la gasolina motor corriente se usa un precio paridad exportación, utilizando los índices UNL 87 y Naphtha de la Costa del Golfo.
Impuesto Nacional	Definido en la Ley 1607 de 2012. Sustituye el impuesto global y el IVA. Se ajusta cada primero de febrero con la inflación del año anterior.
Tarifa de marcación	Definida en el Decreto 1503 de 2003 y el 3563 del 2003 de manera independiente para cada combustible. Se crearon tarifas diferenciales según el porcentaje de mezcla con el biocombustible aplicable.
Tarifa de Transporte por poliducto	Costo máximo de transporte a través del sistema de Poliductos definido en la Resolución 181088 de 2003 y sus modificaciones. En el caso de los biocombustibles, la tarifa de transporte se aplica en proporción al porcentaje de mezcla definido, de acuerdo con las tarifas definidas por el MME para cada uno de los Biocombustibles desde las plantas de producción. Se reajusta cada primero de febrero de cada año.
Margen plan de continuidad	Este margen remunera a Ecopetrol S.A. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad y parte del montaje del poliducto Mansilla – Tocancipá.

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Margen al Distribuidor mayorista	Valor definido por MME a partir de la Resolución 824338 de 1998. Con la Resolución 91657 del 30 de octubre de 2012 este valor se estableció en \$305. Actualmente se encuentra en \$341,5/galón.
Sobretasa	Se calcula a partir de la base de liquidación definida por el MME, en concordancia con la metodología definida en el Decreto 1870 de 2008. Para la GMC el porcentaje aplicable es de 25%, en el caso del DIÉSEL es 6%. Los municipios son autónomos en fijar el porcentaje, por ser impuestos de carácter regional.
Margen al Distribuidor minorista	Con la Resolución 182336 del 28 de diciembre de 2011 este valor se estableció en \$578 el margen máximo en las ciudades que aplica el régimen de libertad regulada. Se adopta para diferentes ciudades el régimen de libertad vigilada para la fijación del margen minorista con la Resolución 181254 de 2012. Actualmente se encuentra en \$667,9/galón.
Pérdidas por evaporación	Se calcula de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3° del Decreto 3322 de 2006 y en el Artículo 6° de la Resolución 181088 de 2005.
Transporte Planta de Abasto - EDS	Se calcula de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181047 de 2011. Se actualiza cada primero de febrero con el IPC del año inmediatamente anterior.

Posteriormente, a partir del mes de septiembre de 2011, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 181602 de 2011 estableció una nueva metodología de cálculo del ingreso al productor del DIÉSEL, basada en identificar las tendencias de los precios internacionales del DIÉSEL y aplicarlas a los precios nacionales, por medio del precio paridad exportación.

Esta variación incluyó adicionalmente un cambio de los índices utilizados, adicionando el nafta sobre el 30 por ciento del total para el ingreso al productor, buscando reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que garantizara un margen de estabilidad en los precios internos, mitigando la volatilidad del precio del petróleo y sus derivados en los consumidores finales colombianos.

$$PPE_t = ((0.7 * UNL87_t + 0.3 * Nafta_t) - FL_t - CT_t) * TRM_t$$

Donde,

PPE_t: Precio paridad exportación, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria de la Gasolina Motor Corriente producida en Colombia y se calculará con referencia al índice de la gasolina UNL 87 USGC y la Nafta.

UNL87_t: Cotización del índice UNL 87 (Ron 92) en la U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's, expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.

Nafta_t: Cotización del índice de la Nafta en la Costa del Golfo de Estados Unidos de la publicación PLATT's, expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.

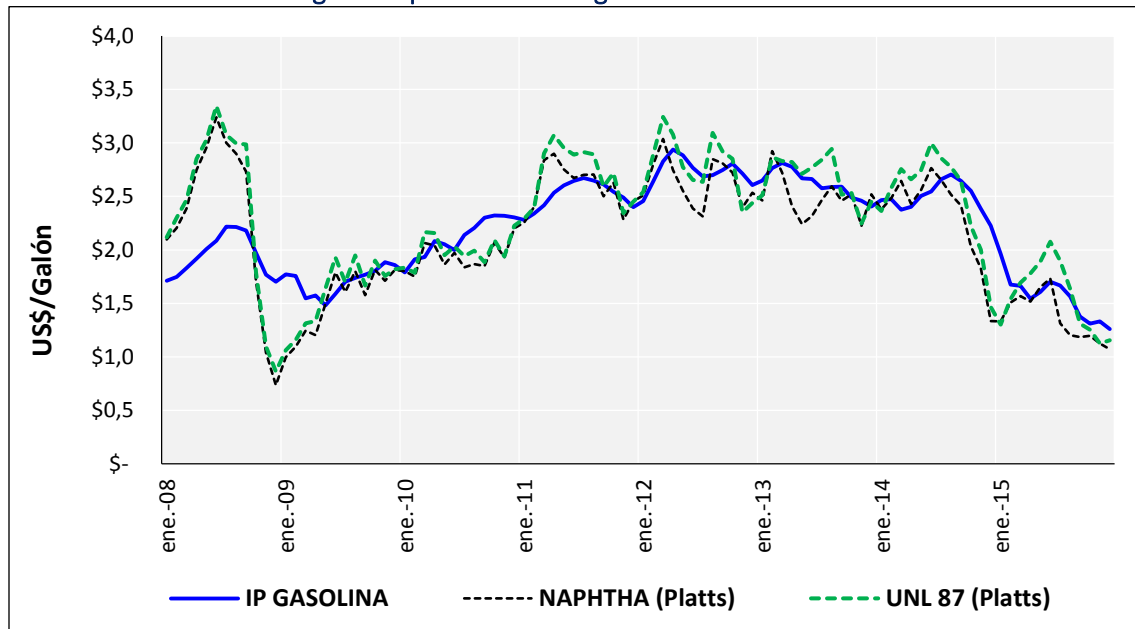
FL_t: Costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde el puerto de exportación local de la Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de Estados Unidos, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t.

Ct: Costo de los fletes por poliducto o terrestres para transportar un galón de gasolina desde la Refinería hasta el puerto de exportación local, de acuerdo con las tarifas reguladas sobre el particular por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de regulación de precios, expresado en dólares por galón.

TRM_t: Tasa de cambio representativa de Mercado vigente para el día *t*, certificada por la Superintendencia Financiera.

Para efectuar la estimación del ingreso al productor colombiano de Gasolina, se realizó un análisis comparativo de las series históricas de los precios internos e internacionales de la Costa del Golfo, establecido en la regulación y con el propósito de establecer la relación existente y determinar su equivalente. En la **Gráfica 7-1**, se observa su correspondencia con los diferentes combustibles evaluados.

Gráfica 7-1. Ingreso al productor de la gasolina e índice del U.S. Gulf Coast

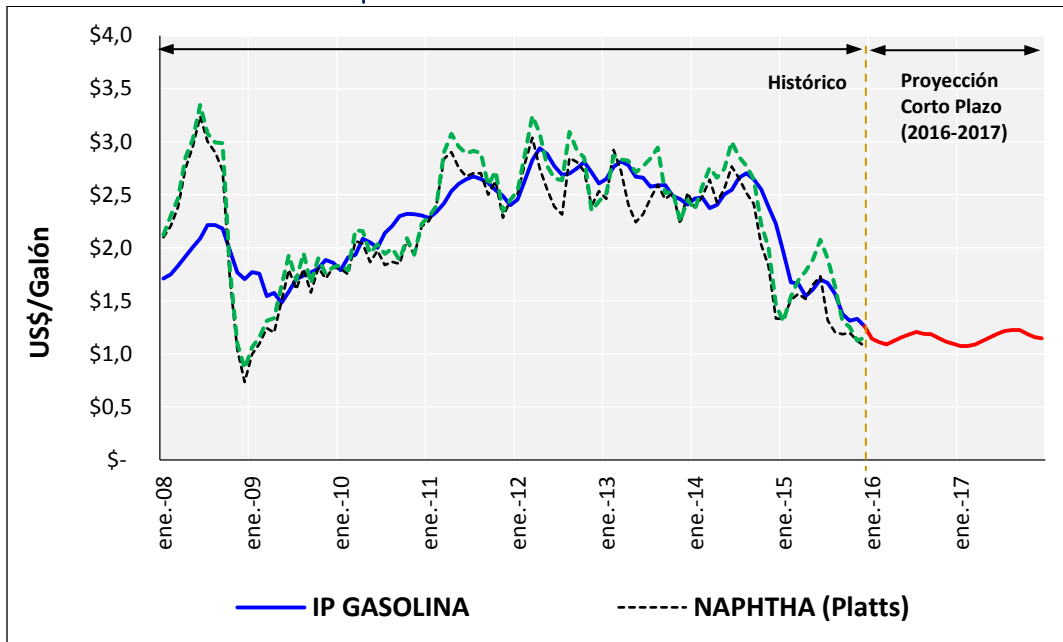


Fuente: ECOPEPETROL y Platt's.

De la gráfica anterior, se puede identificar que el patrón de comportamiento del ingreso al productor de gasolina colombiana fluctúa con los distintos índices en la Costa del Golfo, acotado entre el mínimo y el máximo de los índices internacionales utilizados, reflejando menor volatilidad en el precio interno y del Ingreso al Productor con un valor de US\$ 1,26/galón a Diciembre de 2015.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Enero 2016, una estabilidad de los precios de la gasolina, con base en el supuesto de que los escenarios de demanda tengan los comportamientos habituales, es decir un incremento posterior a los meses de Febrero y Marzo cuando finaliza el invierno y una recuperación del precio del barril a los US\$ 55/barril a finales de 2017 (ver **Gráfica 7-2**). Esta estacionalidad del mercado de la Costa del Golfo, llevaría a los precios nacionales a una estabilidad cercana a los US\$ 1,2/galón en 2017.

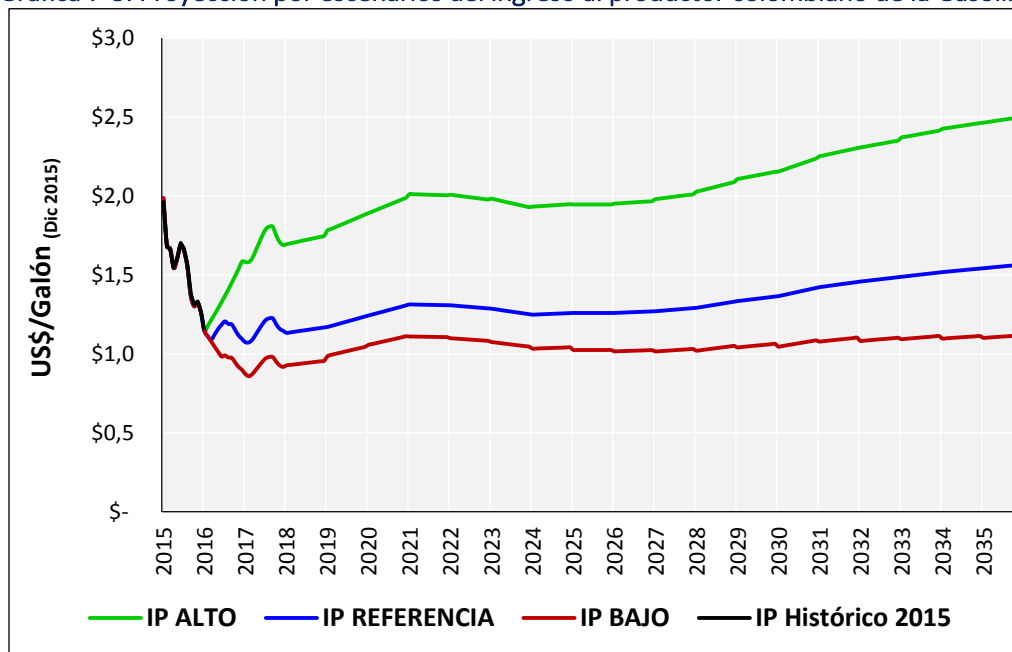
Gráfica 7-2. Perspectiva Corto Plazo IP Gasolina Motor Corriente



Fuente: ECOPEPETROL, Platt's, EIA y UPME.

Valorada la correlación se utilizó como driver “Motor Gasoline - Refined Petroleum Product Price” y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2015 del Departamento de Energía de los Estados Unidos. La **Gráfica 7-3** representa la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón constantes de diciembre de 2015, para los tres diferentes escenarios.

Gráfica 7-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano de la Gasolina



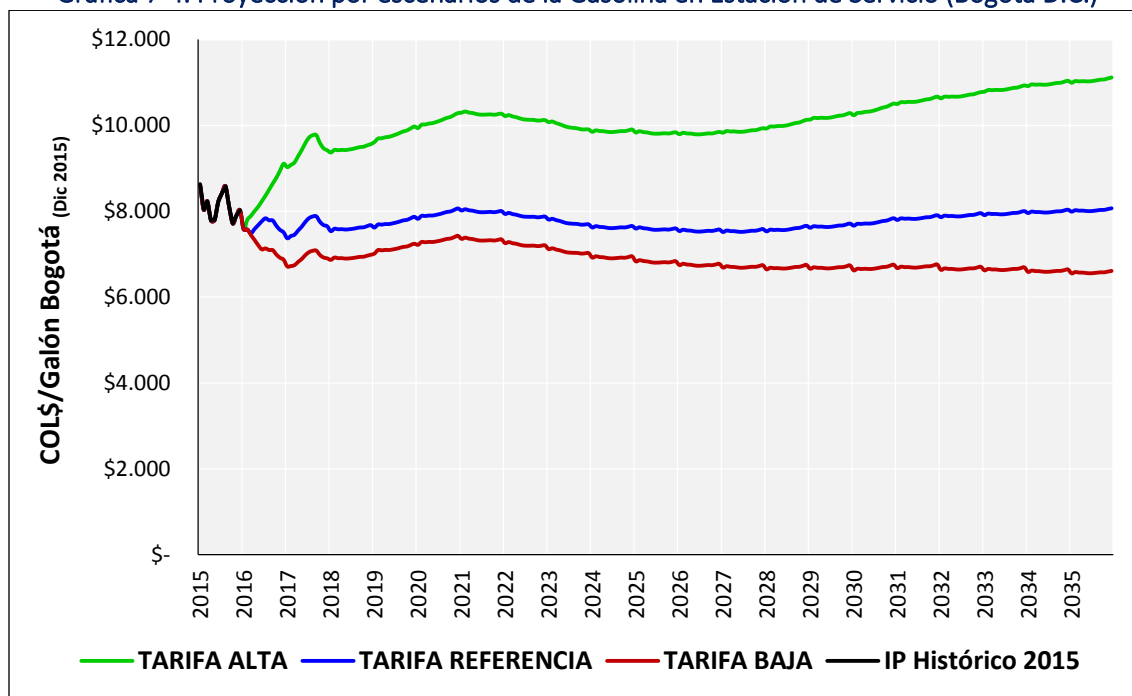
Fuente: EIA, ECOPEPETROL, WM y UPME.

La gráfica anterior presenta la estimación de la proyección del ingreso al productor colombiano de gasolina, resultados que señalan una franja de precios que varían entre los US\$ 1,11/galón y US\$ 1,13/galón al corto plazo, alcanzando en el máximo horizonte de planeación los US\$ 1,56/galón. Para el escenario alto se tiene un precio de la gasolina que alcanza los US\$ 2,49/galón y en el escenario bajo un valor de US\$ 1,12/galón.

Adicional a la proyección del ingreso al productor, se realizó un ejercicio de estimación del costo de la gasolina en estación de servicio en pesos por galón, teniendo como punto de referencia Bogotá. Para esto, se tomaron los componentes descritos en la Tabla 9 y se hicieron las proyecciones correspondientes de acuerdo a la regulación establecida y los cambios que se han presentado, principalmente en el margen a los distribuidores mayorista y minorista.

La **Gráfica 7-4** presenta una franja de precio de referencia de venta del gasolina que parte de los COL\$ 7.577/galón a los COL\$ 7.594,06/galón en el corto plazo, y a los COL\$ 8.032,75/galón al final del horizonte de planeación. Manteniendo las aperturas de los escenarios anteriores, el precio máximo de la gasolina al largo plazo en las estaciones de servicio sería de COL\$ 11.072,47/galón en el escenario de alto, y de COL\$ 6.595,51/galón en el escenario bajo.

Gráfica 7-4. Proyección por escenarios de la Gasolina en Estación de Servicio (Bogotá D.C.)



Fuente: EIA, ECOPETROL, WM y UPME.

8. DIÉSEL

La estimación del precio del Diésel se realizó aplicando la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía definida en la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y sus modificaciones. La estructura del precio nacional del diésel contempla los siguientes ítems:

$$PMV = IP + IN + Tm + Tt + Mpc + Mdma + ST + Mdmi + Tp$$

Donde,

- PMV** = Precio máximo de venta por galón.
- IP** = Ingreso al Productor.
- IN** = Impuesto Nacional.
- Tm** = Tarifa de marcación.
- Tt** = Tarifa de transporte.
- Mpc** = Margen Plan de Continuidad.
- Mdma** = Margen al distribuidor Mayorista.
- ST** = Impuesto de Sobretasa.
- Mdmi** = Margen al distribuidor Minorista.
- Tp** = Transporte a planta de abasto.

Es importante mencionar que para efectos del ejercicio de las plantas de generación, los componentes de margen al distribuidor minorista y transporte a planta de abasto no aplican, estimando el valor del precio máximo de venta en planta de abasto. En la **Tabla 10** se muestra cada uno de los componentes definidos, su regulación y forma de cálculo:

Tabla 10. Componentes Tarifarios del Diésel

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Ingreso al Productor	Para cada combustible, el MME definió un esquema de cálculo independiente. El diésel se calcula con un precio paridad ponderado entre importaciones y exportaciones, utilizando los índices Ultra Low Sulfur Diesel y Diesel No.2 de la Costa del Golfo.
Impuesto Nacional	Definido en la Ley 1607 de 2012. Sustituye el impuesto global y el IVA. Se ajusta cada primero de febrero con la inflación del año anterior.
Tarifa de marcación	Definida en el Decreto 1503 de 2003 y el 3563 del 2003 de manera independiente para cada combustible. Se crearon tarifas diferenciales según el porcentaje de mezcla con el biocombustible aplicable.
Tarifa de Transporte por poliducto	Costo máximo de transporte a través del sistema de Poliductos definido en la Resolución 181088 de 2003 y sus modificaciones. En el caso de los biocombustibles, la tarifa de transporte se aplica en proporción al porcentaje de mezcla definido, de acuerdo con las tarifas definidas por el MME para cada uno de los Biocombustibles desde las plantas de producción. Se reajusta cada primero de febrero de cada año.
Margen plan de continuidad	Este margen remunera a Ecopetrol S.A. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
	– Galán a 60 mil barriles por día de capacidad y parte del montaje del poliducto Mansilla – Tocancipá.
Margen al Distribuidor mayorista	Valor definido por MME a partir de la Resolución 824338 de 1998. Con la Resolución 91657 del 30 de octubre de 2012 este valor se estableció en \$305. Actualmente se encuentra en \$341,5/galón.
Sobretasa	Se calcula a partir de la base de liquidación definida por el MME, en concordancia con la metodología definida en el Decreto 1870 de 2008. Para la GMC el porcentaje aplicable es de 25%, en el caso del Diesel es 6%. Cabe anotar que los municipios son autónomos en fijar el porcentaje, por ser impuestos de carácter regional
Margen al Distribuidor minorista	Con la Resolución 182336 del 28 de diciembre de 2011 este valor se estableció en \$578 el margen máximo en las ciudades que aplica el régimen de libertad regulada. Se adopta para diferentes ciudades el régimen de libertad vigilada para la fijación del margen minorista con la Resolución 181254 de 2012. Actualmente se encuentra en \$667,9/galón.
Transporte Planta de Abasto - EDS	Se calcula de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181047 de 2011. Se actualiza cada primero de febrero con el IPC del año inmediatamente anterior.

Posteriormente, a partir del mes de septiembre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 181491 de 2012 estableció una nueva metodología de cálculo del ingreso al productor del Diésel, basada en identificar las tendencias de los precios internacionales del Diésel y aplicarlas a los precios nacionales, por medio del promedio ponderado entre la paridad exportación y la paridad importación.

Esta variación incluyó adicionalmente un cambio de los índices utilizados, combinando combustibles de distinto contenido azufre, buscando reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que garantizara un margen de estabilidad en los precios internos, mitigando la volatilidad del precio del petróleo y sus derivados en los consumidores finales colombianos.

$$PPP_{t,x,j} = (\%pronal_{j-1} * PPEXP_{t,j,x}) + (\%impoj_{j-1} * PPIMPO_{t,j,x})$$

Donde,

t: tiempo medido en días.

x: mes en el cual se están haciendo los cálculos.

j: trimestre en el cual se están realizando los cambios.

impoj_{j-1}: Porcentaje de ACPM importado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre *j* – 1.

pronal_{j-1}: Porcentaje de ACPM de producción nacional utilizado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre *j* – 1

La nueva fórmula considera:

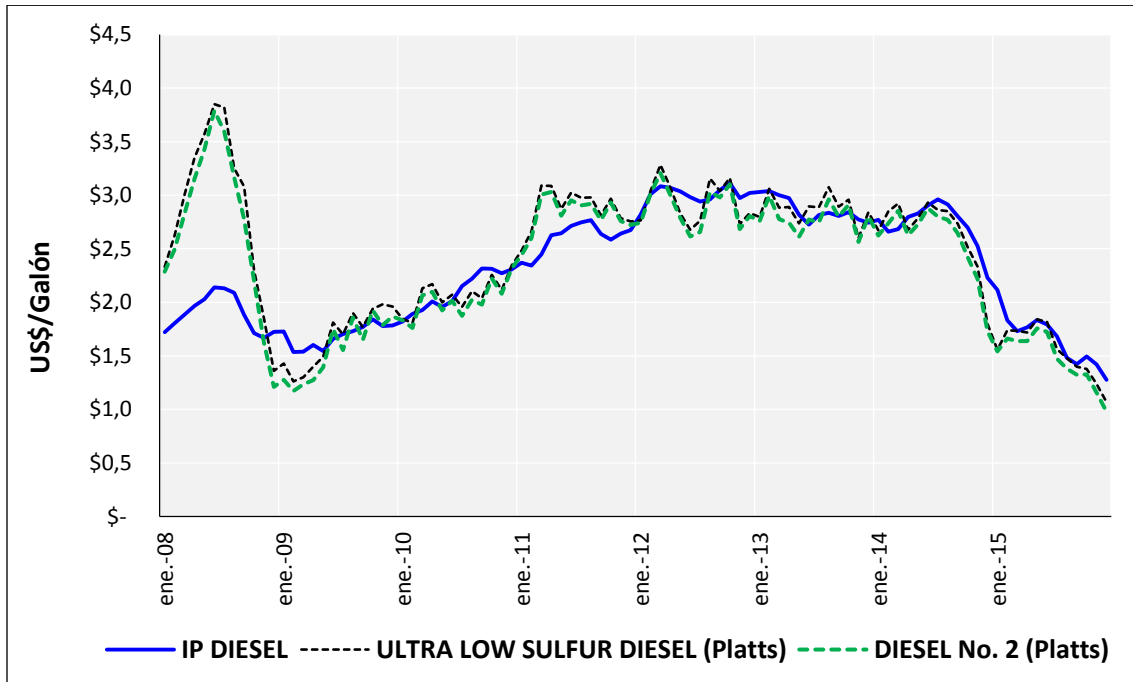
- i. La paridad exportación del Diésel de producción nacional (precio paridad exportación), referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del Diésel para

uso en motores diésel producido en Colombia calculado como el promedio ponderado de los índices: Diésel N° 2 y el ULSD -Ultra Low Sulfur Diésel de la costa del golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación.

- ii. La paridad importación del Diésel (precio paridad importación), referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del Diésel para uso en motores diésel calculado como el promedio ponderado de los índices: Diésel No 2 y ULSD-Ultra Low Sulfur Diésel de la Costa del Golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación.
- iii. El precio ponderado de paridad en la fecha de cálculo (corresponde al último precio ponderado de paridad diario del Diésel, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, disponible en la fecha de cálculo de acuerdo con el rezago en los datos reportados por la publicación PLATT's.

La resolución 90497 de 2014, elimina el Low Sulfur Diesel de la formula debido a que Platts dejó de publicar estos precios a Mayo de 2014. Por lo tanto, el promedio ponderado se realiza actualmente con la información del Diésel N° 2 y el Ultra Low Sulfur Diésel. Así entonces, la estimación del ingreso al productor colombiano de Diésel, consideró un análisis comparativo de las series históricas de precios internos e internacionales de la Costa del Golfo, como puede verse en la **Gráfica 8-1**.

Gráfica 8-1. Ingreso al productor del Diésel colombiano e índice del U.S. Golf Coast

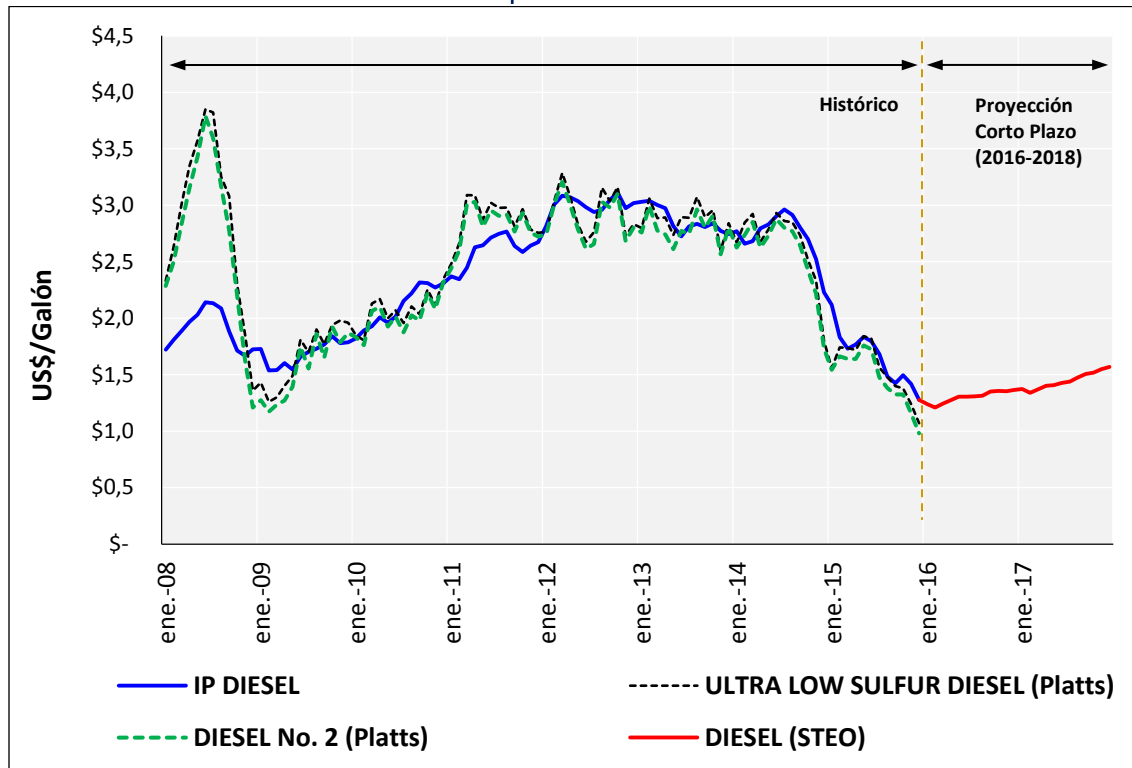


Fuente: ECOPETROL y Platt's.

De la gráfica anterior, se puede advertir que el patrón de comportamiento del ingreso al productor fluctúa con los distintos índices en la Costa Golfo acotado entre el mínimo y el máximo de los índices internacionales utilizados, reflejando menor volatilidad en el precio interno (ver **Gráfica 8-2**). Así

mismo, se debe señalar que los últimos meses del año 2015, el precio del Diésel llega sus niveles más bajos históricos, con un valor de US\$ 1,28/galón.

Gráfica 8-2. Perspectiva Corto Plazo IP Diésel



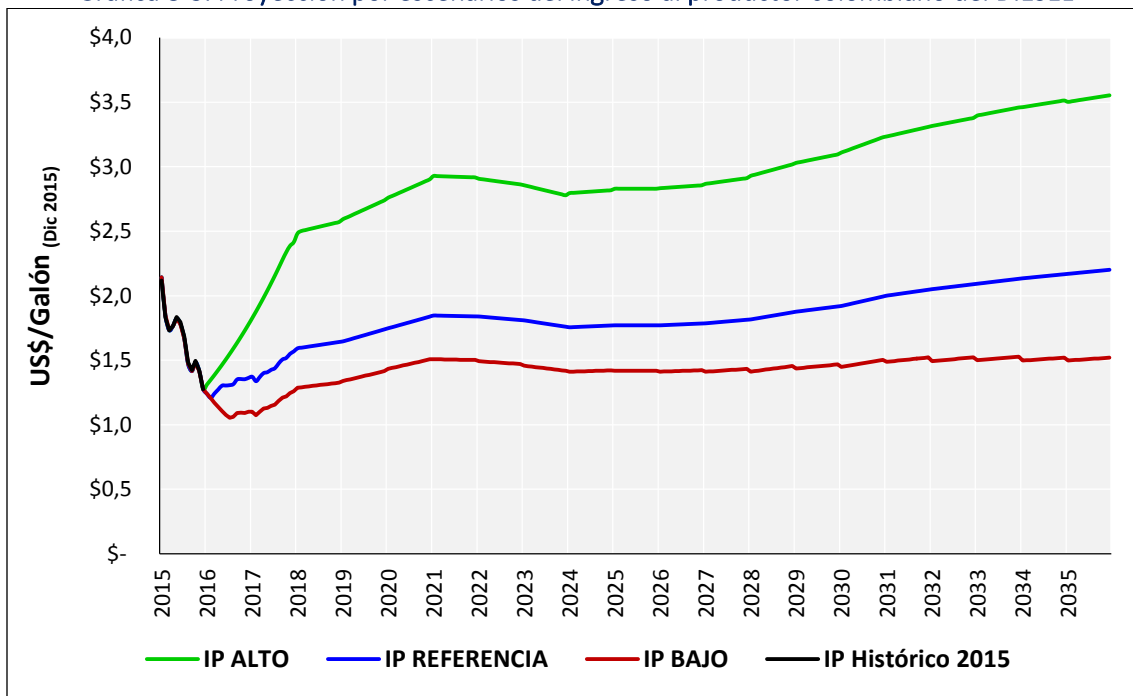
Fuente: ECOPETROL, Platt's, EIA y UPME.

Así entonces, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Enero 2016, un incremento de los precios del diésel, con base en el supuesto de que los escenarios de demanda tengan un incremento anual para los siguientes años de 80,000 barriles/día y una recuperación del precio del barril a los US\$ 55/barril a finales de 2017. Esta dinámica del mercado de la Costa del Golfo, llevaría a los precios nacionales a una estabilidad cercana a los US\$ 1,57/galón en 2017.

Por el comportamiento presentado, se tomó como driver para la estimación de largo plazo el "Destillate Fuel - Refined Petroleum Product Price" del escenario de corto plazo del STEO – Enero 2016, el comportamiento del WTI de largo plazo de Wood Mackenzie y las aperturas de los escenarios del AEO 2015. La **Gráfica 8-3** presenta la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón constantes a diciembre de 2015, para los tres diferentes escenarios.

Los resultados del escenario base o de referencia aunque muestran una reducción del precio al inicio del período, luego presenta un incremento a corto plazo que oscila entre los US\$ 1,28/galón y US\$ 1,57/galón y al largo plazo un incremento promedio de 3,5% por año. Así mismo, los escenarios alto y bajo presentan unos valores al final del horizonte de proyección de US\$ 3,55/galón y US\$ 1,52/galón respectivamente.

Gráfica 8-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del DIÉSEL



Fuente: EIA, ECOPELROL, WM y UPME.

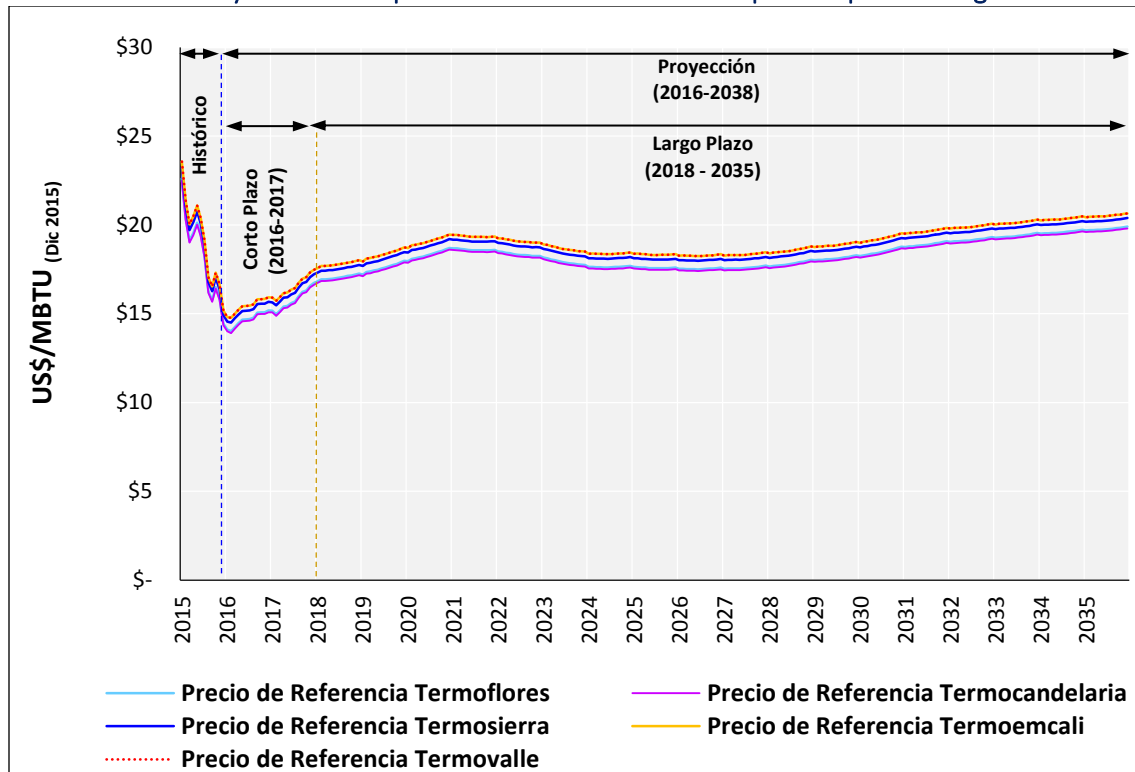
Para calcular el precio en planta de generación se adicionó además del ingreso al productor en sus diferentes escenarios los valores correspondientes al impuesto nacional, la tarifa de marcación, los cargos de transporte y desde la refinera al punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida, el margen de continuidad, el margen al distribuidor mayorista y la sobretasa. Los precios finales correspondientes al escenario de referencia, son aplicados en aquellas plantas térmicas que utilizan el Diésel como combustible identificadas en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Plantas de Generación que consumen diésel

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	CIUDAD/MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOFLORES	COSTA	Atlántico	Barranquilla	Cartagena	Baranoa
TERMO SIERRA	CENTRO	Antioquia	Puerto Nare	Barranca	Vasconia
TERMODORADA	CENTRO	Caldas	La Dorada	Barranca	La Dorada
TERMOVALLE	CENTRO	Valle del Cauca	Palmira	Barranca	Yumbo

El cálculo de los distintos parámetros que incluye la estructura del precio del Diésel, se realizó a partir de la proyección del IPC colombiano definido por el gobierno y los estimados del Ministerio de Hacienda. La remuneración al distribuidor mayorista tomó en cuenta la norma establecida y para la determinación de las variables tarifa de marcación y plan de continuidad se utilizó el valor existente al momento de la proyección dado que no existe una normativa que establezca criterios de actualización.

Gráfica 8-4. Proyecciones del precio de referencia del Diésel para las plantas de generación



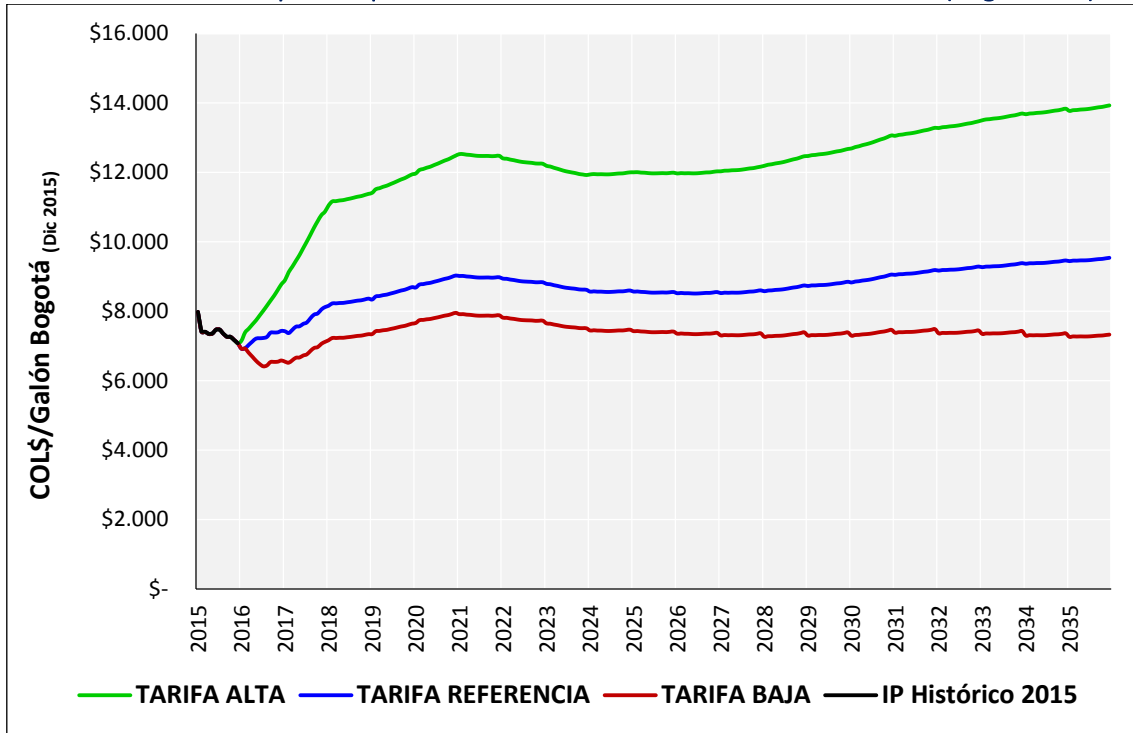
Fuente: DOE-EIA, ECOPETROL y Cálculos Propios.

Los resultados presentados en la **Gráfica 8-4** del escenario de referencia o base, reflejan una banda de precios que va desde los US\$15,21/MBTU hasta los US\$ 20,58/MBTU en dólares constantes de diciembre de 2015, siendo la variable transporte el factor que hace la diferencia en los precios finales.

Adicionalmente a la proyección de precios en las plantas de generación, se realizó el ejercicio de estimar el costo del DIÉSEL en estación de servicio, teniendo como punto de referencia Bogotá. Para esto, se tomaron los costos de margen al distribuidor minorista, de acuerdo con lo señalado en el artículo 3 del Decreto 3322 de 2006 y en el Artículo 6 de la Resolución 181088 de 2005 y transporte a planta de abasto, de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181047 de 2011, los cuales fueron agregados al valor de precio en planta de abasto Bogotá.

La **Gráfica 8-5** presenta una franja de precio de referencia de venta del diésel que parte de los COL\$ 7.172,09/galón a los COL\$ 8.158,5/galón en el corto plazo, y a los COL\$ 9.524,18/galón al final del horizonte de planeación. Manteniendo las aperturas de los escenarios anteriores, el precio máximo de diésel al largo plazo en las estaciones de servicio sería de COL\$ 13.907,19/galón en el escenario de alto, y de COL\$ 7.135,68/galón en el escenario bajo.

Gráfica 8-5. Proyección por escenarios del DIÉSEL en Estación de Servicio (Bogotá D.C.)



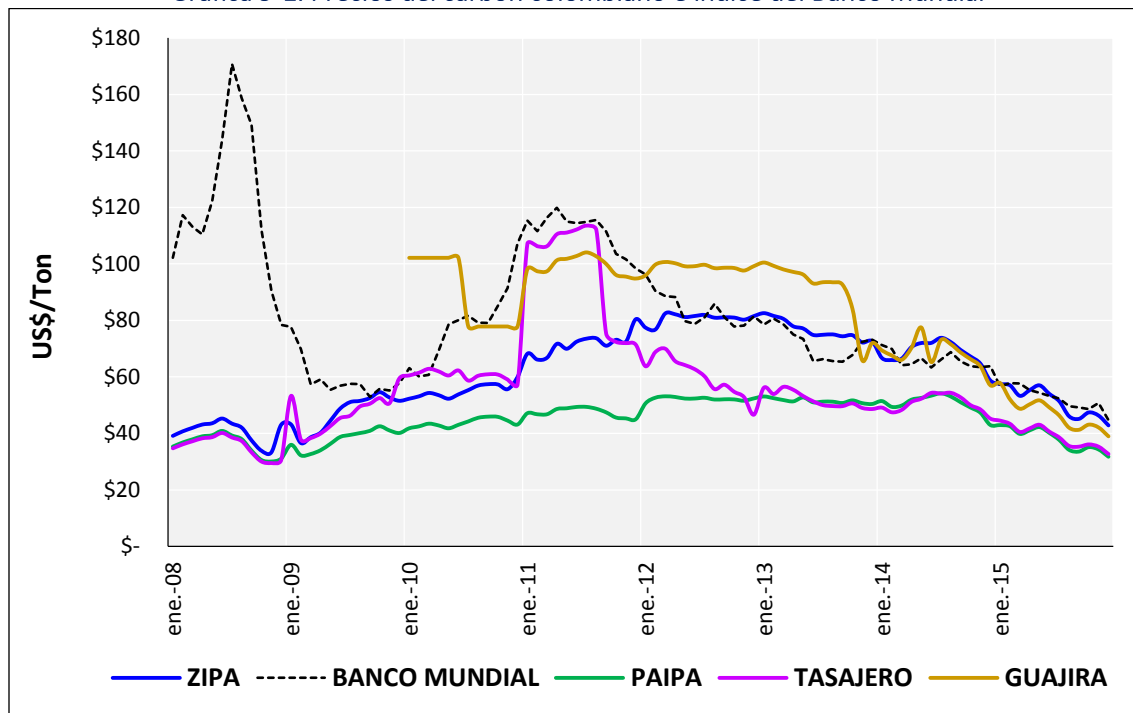
Fuente: EIA, ECOPELROL, WM y UPME.

9. CARBÓN

El carbón es el único recurso energético en el país no regulado y coexisten dos mercados claramente diferenciados: El internacional y el nacional. Los precios del carbón de exportación han mostrado una evolución altamente dependiente de los precios de referencia del mercado internacional de petróleo, en tanto que los precios del mercado nacional están asociados en gran medida al precio de sus sustitutos, muy escasa la referencia a precio internacional. En el caso del carbón no hay referencias basadas en costos de producción dado que éstos son variables por las condiciones heterogéneas de producción que existen en el país.

Para efectuar la proyección de los precios internos de carbón se realizó un análisis preliminar con el fin de encontrar la correlación del precio interno con los precios internacionales. En esta evaluación primero se consideraron los precios de compra reportados a la UPME por parte de los generadores térmicos, comparándolos con la serie de precios presentada por el Banco Mundial cuya referencia es Puerto Bolívar.

Gráfica 9-1. Precios del carbón colombiano e índice del Banco Mundial



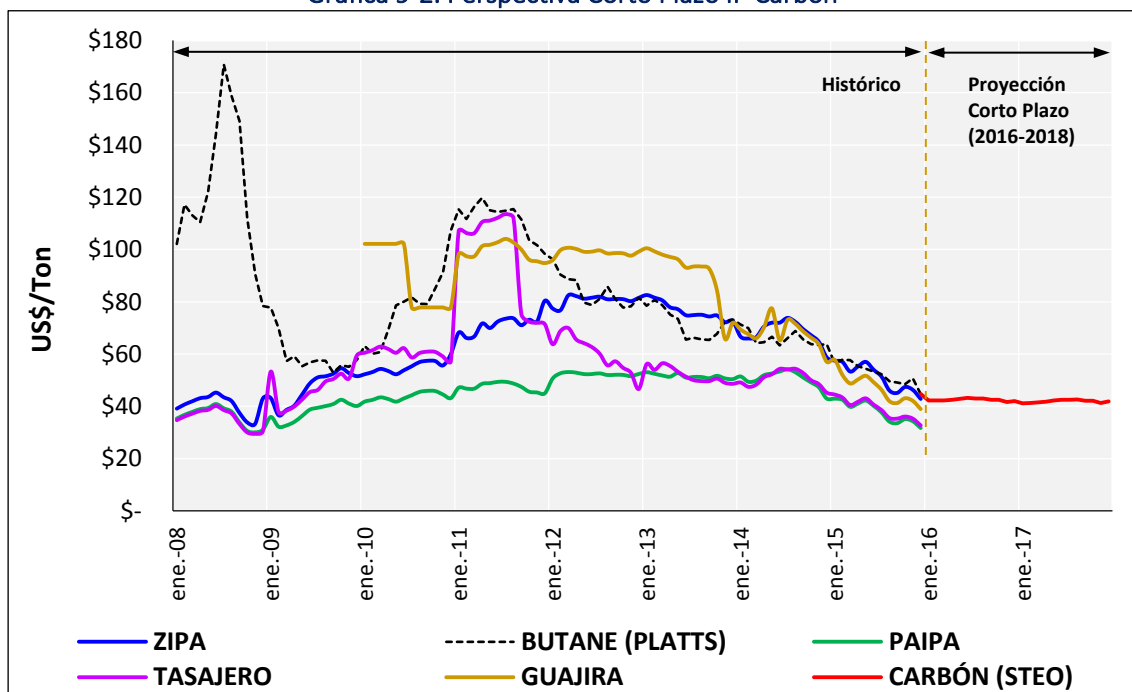
Fuente: Generadores Térmicos y UPME.

En la **Gráfica 9-1**, se puede notar que en el año 2008, la relación de los precios de compra por parte de las térmicas, es baja o casi nula con el precio internacional que divulga el Banco Mundial, pero a partir de esta fecha se nota un cambio en el comportamiento de los precios nacionales respecto al precio internacional. Aunque la misma se puede decir que se va aumentando, hay una interrupción de esta continuidad en el segundo semestre de 2008, período en que se inicia la crisis financiera mundial, afectando los precios crudos del crudo WTI, BRENT y en general todos los commodities.

Posteriormente, en el primer semestre de 2009, los precios de compra de las térmicas colombianas, tienen alta relación con el precio FOB Puerto Bolívar cuya correlación con el precio internacional especialmente de Europa se orienta en el mismo sentido. Vale decir que lo anterior coincide con la normatividad expedida en Colombia para establecer los precios de liquidación de regalías para carbón de exportación (18 1074 de julio de 2007), donde se establece como referencia el precio API2 (ARA-Amsterdam-Róterdam-Amberres).

Ahora bien, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Enero 2016, una estabilidad de los precios del carbón, con base en el supuesto de que los escenarios de demanda tengan una reducción, principalmente para generación por la entrada de más gas para esta actividad como consecuencia de sus precios bajos (ver **Gráfica 9-2**). Así mismo, es un periodo clave para el uso de energías renovables para generación eléctrica, lo que causa incertidumbre sobre la demanda a corto plazo del carbón. Esta dinámica del mercado dejaría los precios del carbón en el corto plazo en un valor cerca de los US\$40/tonelada.

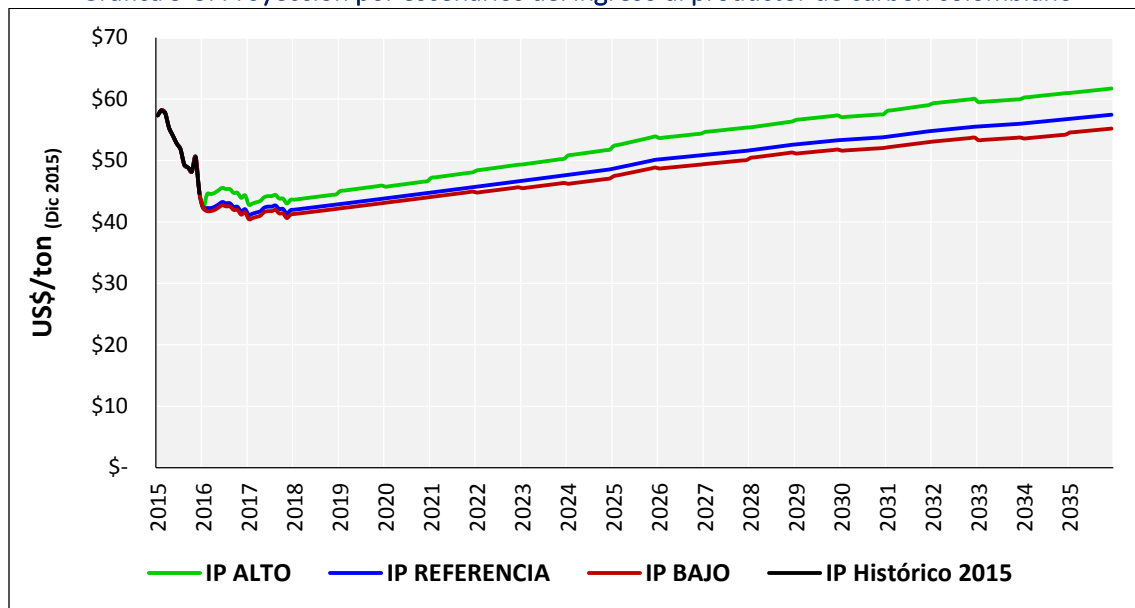
Gráfica 9-2. Perspectiva Corto Plazo IP Carbón



Fuente: Generadores Térmicos, EIA y UPME.

Teniendo en cuenta la trayectoria de los precios internos anteriormente descritos y las estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos para precios de esta fuente con destino a la generación de energía eléctrica, se decidió tomar como índice el “Coal Delivered Prices – Electric Power” del STEO de Enero de 2016 del DOE-EIA para el corto plazo, y como largo plazo el comportamiento del carbón de Australia del Banco Mundial. Lo anterior, como referencia para el cálculo de los precios de exportación correspondiente a Puerto Bolívar y para generar los escenarios de carbón de la **Gráfica 9-3**.

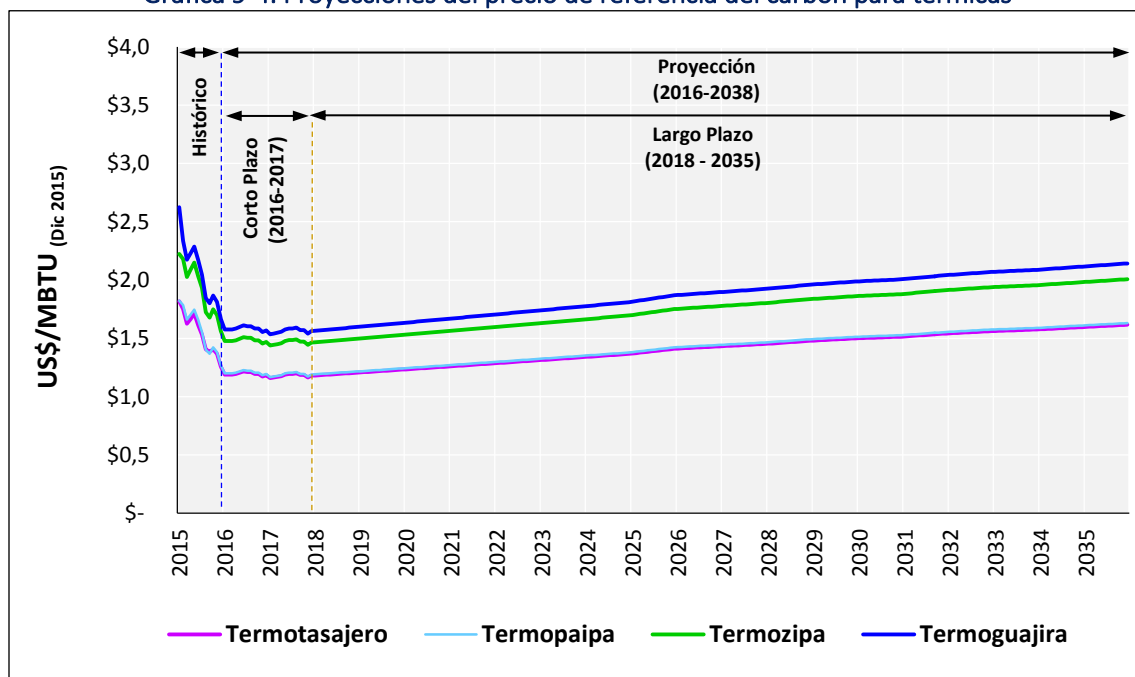
Gráfica 9-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor de carbón colombiano



Fuente: Generadores Térmicos, EIA, Banco Mundial y UPME.

Para estimar los precios de compra por parte de los generadores se aplicó a cada planta precio del escenario de referencia tomado de las estimaciones anteriores, y adicionado con un costo de transporte cuyo resultado está presentado en la **Gráfica 9-4** presentada a continuación. Los resultados muestran un rango amplio de precios de carbón para térmicas los cuales van desde los US\$ 1,6/MBTU hasta los US\$ 2,2/MBTU.

Gráfica 9-4. Proyecciones del precio de referencia del carbón para térmicas



Fuente: Generadores Térmicos, EIA, Banco Mundial y UPME.

10. GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Desde el punto de vista regulatorio y con la promulgación de la Ley 142 de 1994, el sector de GLP ha experimentado cambios estructurales delimitados por dos grandes marcos regulatorios. El primero estuvo vigente desde el año 1996 al año 2008, teniendo como base normativa la Resolución CREG 074 de 1996 y en el aspecto tarifario las Resoluciones CREG 083 y 084 de 1997.

El segundo marco regulatorio vigente desde el año 2008 hasta la fecha, generó un cambio radical con lo cual se presentó una reestructuración de la cadena y sus actividades, así como una nueva manera de remunerar el producto y a sus agentes. Entre los cambios más relevantes se encuentran:

1. Cambio en la fórmula tarifaria que fija el precio de suministro, *G*. Se adoptó un precio paridad exportación (precio internacional del mes anterior descontando los costos de embarque y de transporte de la refinería de Barrancabermeja al puerto en Cartagena).
2. Se cambió la tarifa estampilla de transporte por una tarifa con señal de distancia.
3. Se eliminó el margen de comercialización mayorista, *N*, que remuneraba de manera especial la actividad de almacenamiento. El anterior comercializador mayorista (almacenador) debía tener una capacidad de almacenamiento mínima del 25% de sus ventas y en esta medida eran responsables en parte de garantizar la confiabilidad en el suministro. Actualmente, la remuneración por almacenamiento está incluida implícitamente en el precio de suministro (*G*) y en el cargo por transporte por ductos (*T*), pero al no haber quedado explícita en la fórmula tarifaria en la práctica no se está reconociendo.
4. Se eliminó también el Margen de Seguridad, pues en la medida que los cilindros ya no son propiedad de los usuarios sino de los distribuidores, los costos de mantenimiento y reposición están a cargo de los distribuidores y comprendidos dentro del Cargo de Distribución (*D*).
5. Se liberaron los Cargos de Distribución y Comercialización Minorista en el territorio nacional, exceptuando el Archipiélago de San Andrés y Providencia.

Para el cálculo del precio futuro del Gas Licuado de Petróleo de mediano y largo plazo, se consideró la regulación vigente: resoluciones CREG 180 de 2009, 066 de 2007, 059 de 2008, 002 de 2009, 123 de 2010, 095 de 2011, 122 de 2008, 016 de 2010, 099 de 2010 y 001 de 2009.

$$P_{GLP} = G + T + D + C$$

Donde,

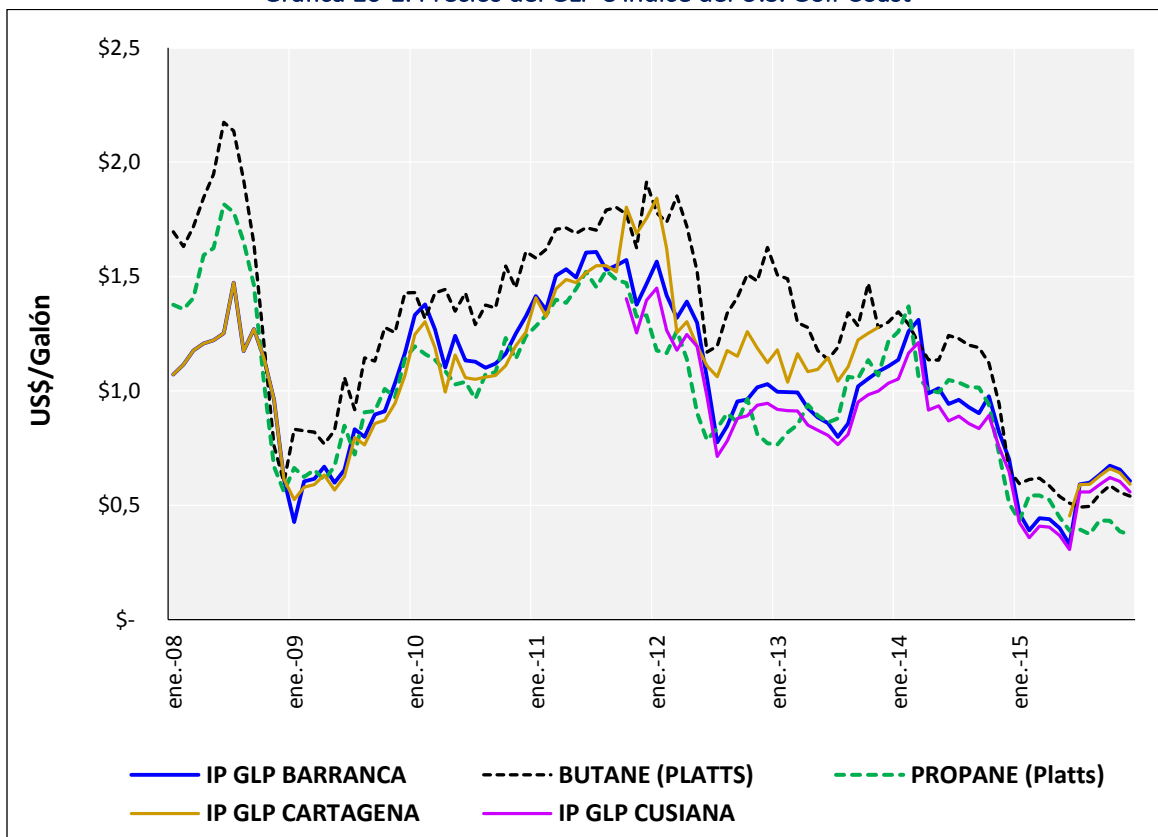
G = Producción.

T = Transporte.

D = Distribución.
C = Comercialización.

Debido a la alta correlación que muestra el precio interno con los precios internacionales del butano y propano, se tomó como driver para la estimación del componente de producción (G) las tasas de crecimiento del “Liquefied Petroleum Gases – Refined Petroleum Product Prices” de refinera de los escenarios de corto plazo del STEO – Enero 2016, el comportamiento del crudo de WoodMackenzie al largo plazo para el escenario de referencia y las aperturas de los escenarios alto y bajo del AEO 2015 del EIA (ver **Gráfica 10-1**).

Gráfica 10-1. Precios del GLP e índice del U.S. Golf Coast



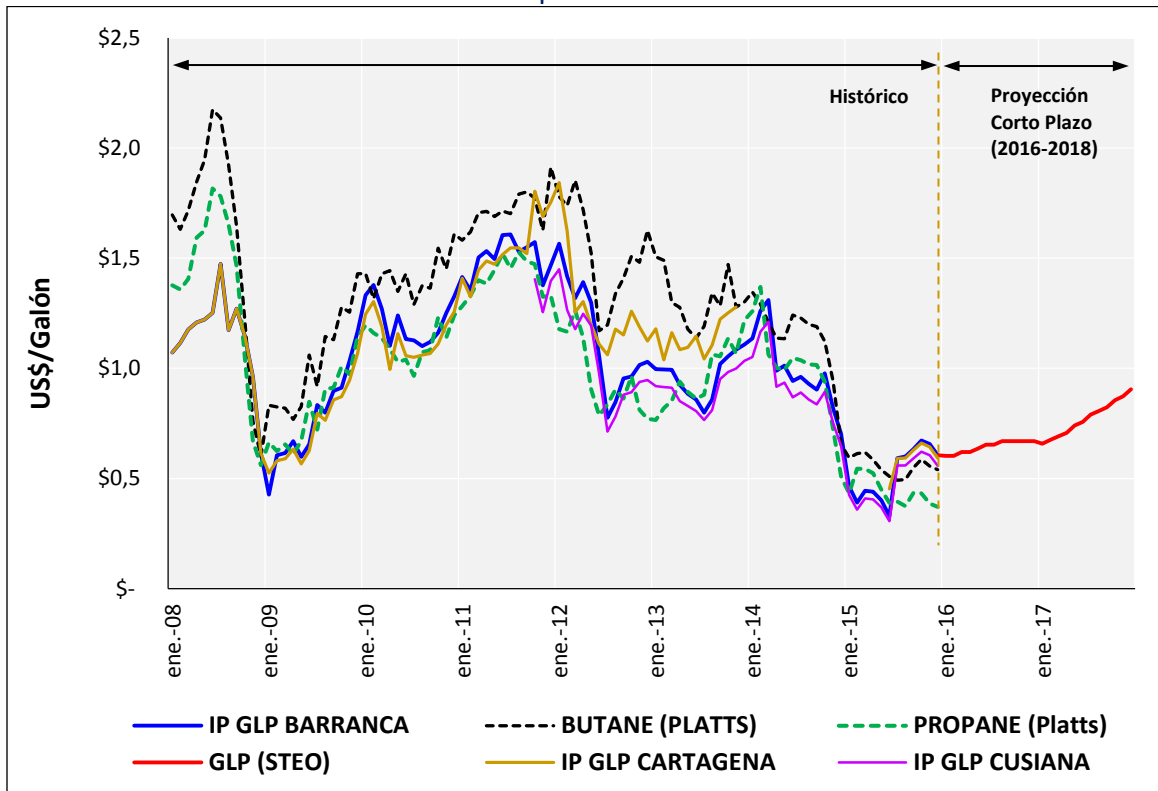
Fuente: ECOPETROL y Platts.

Ahora bien, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Enero 2016, un incremento importante en los precios del GLP, con base en el supuesto de demanda y de incremento del precio del crudo en US\$55/barril (ver **Gráfica 10-2**). Al igual que los demás combustibles líquidos, se espera un incremento de \$0,6/galón a \$0,9/galón en el corto plazo, comportamiento que también dependerá de la dinámica del dólar.

La **Gráfica 10-3**, **Gráfica 10-4** y **Gráfica 10-5** presentan la estimación de la proyección del componente G colombiano de GLP en sus diferentes fuentes. Estos resultados que señalan una franja de precios reales de diciembre de 2015 que varían para el escenario de referencia entre

US\$0,65/galón y los US\$1,47/galón en Barranca, US\$0,56/galón y los US\$1,36/galón en Cusiana y US\$0,65/galón y los US\$1,65/galón en Cartagena.

Gráfica 10-2. Perspectiva Corto Plazo IP GLP

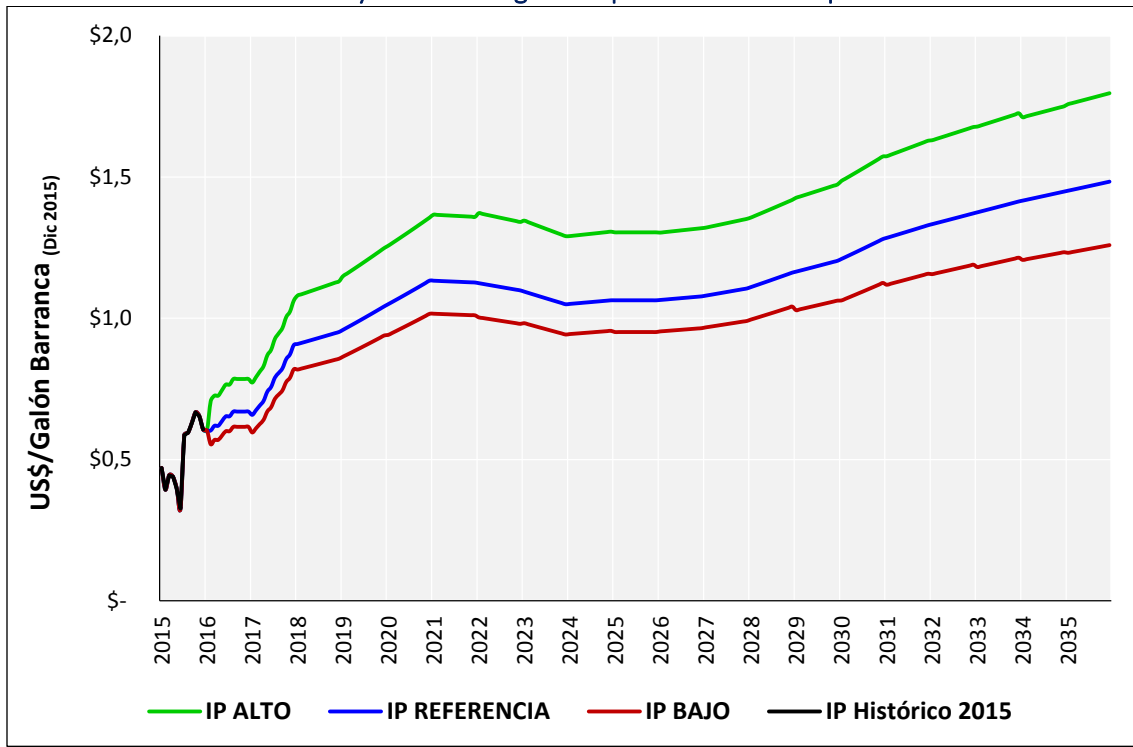


Fuente: ECOPETROL, Platts y EIA.

Es importante señalar, que al igual que los demás productos refinados los precios del GLP presentan una reducción importante en su precio al inicio del período de análisis, como consecuencia del efecto de la disminución del precio WTI. A pesar de lo anterior, en el último año la CREG en conjunto con ECOPETROL expedieron la resolución CREG 079 de 2015⁹, la cual estableció un precio máximo para el GLP como consecuencia a la acelerada reducción del mismo en los mercados internacionales, lo que llevo a una recuperación del precio a nivel nacional, a diferencia de los demás combustibles.

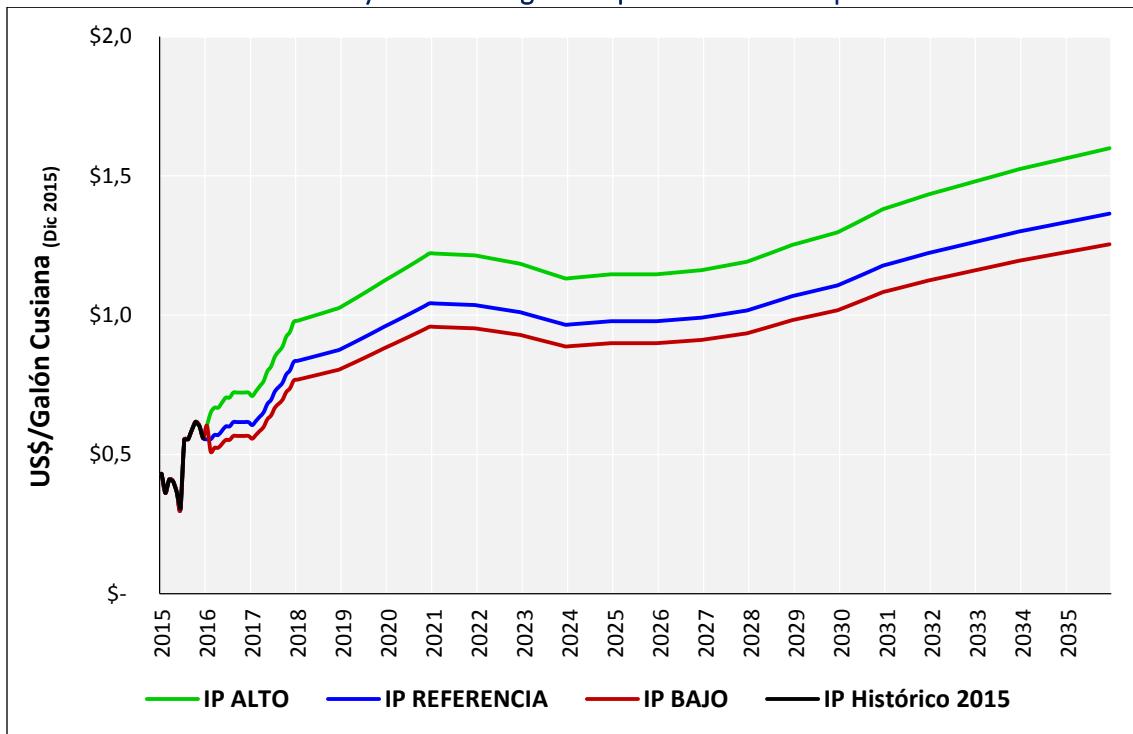
⁹ CREG 079 de 2015: Por la cual se adoptan medidas regulatorias como parte de la actualización del balance oferta demanda del gas licuado de petróleo para las fuentes con precio regulado.

Gráfica 10-3. Proyección del ingreso al productor del GLP para Barranca



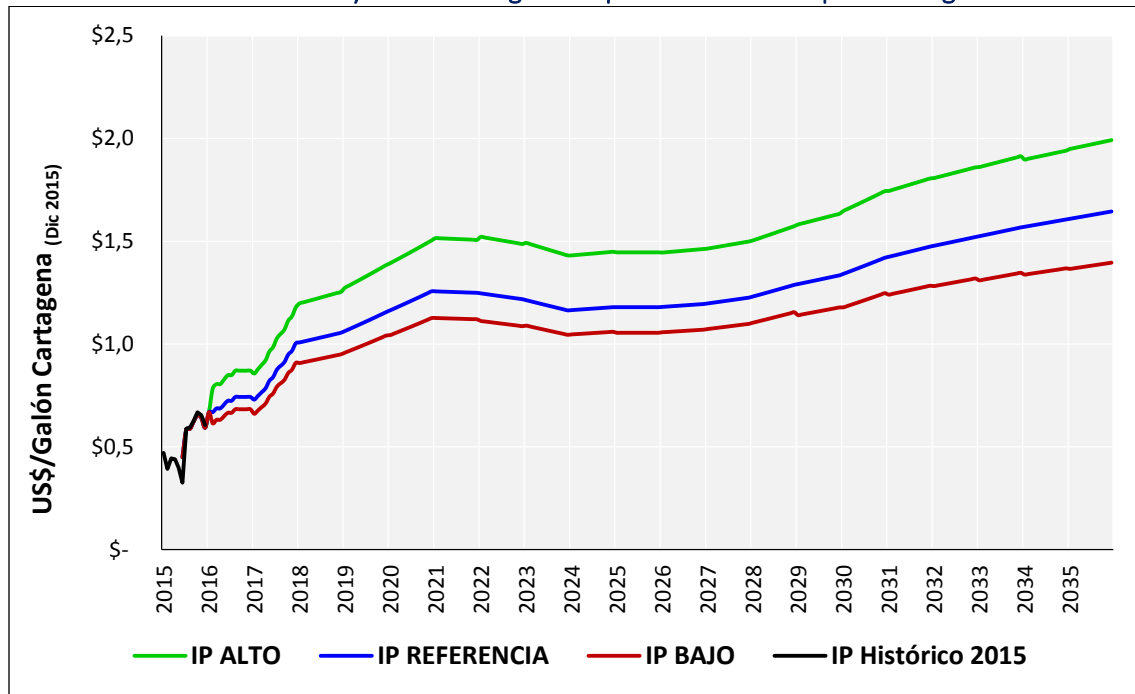
Fuente: ECOPETROL, EIA, WM y Cálculos Propios.

Gráfica 10-4. Proyección del ingreso al productor del GLP para Cusiana



Fuente: ECOPETROL, EIA, WM y Cálculos Propios.

Gráfica 10-5. Proyección del ingreso al productor del GLP para Cartagena



Fuente: ECOPETROL, EIA, WM y Cálculos Propios.

11. ANEXOS

A. ANEXOS GAS NATURAL:

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Termo b/quilla-Tebsa Ref. COSTA	Termo b/quilla-Tebsa Alto COSTA	Termo b/quilla-Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
ene-16	6,34	7,34	5,78	6,65	7,71	6,07	5,07	5,87	4,63	4,53	5,25	4,14
feb-16	6,23	7,22	5,69	6,55	7,59	5,98	6,04	7,00	5,52	4,54	5,26	4,14
mar-16	6,13	7,10	5,60	6,45	7,47	5,88	5,80	6,71	5,29	4,55	5,27	4,15
abr-16	6,03	6,98	5,50	6,35	7,35	5,79	5,84	6,76	5,33	4,55	5,27	4,15
may-16	5,93	6,87	5,41	6,25	7,24	5,70	5,70	6,61	5,21	4,56	5,28	4,16
jun-16	5,83	6,76	5,33	6,15	7,12	5,61	5,02	5,82	4,59	4,51	5,22	4,12
jul-16	5,74	6,65	5,24	6,06	7,01	5,53	4,93	5,71	4,50	4,52	5,23	4,12
ago-16	5,65	6,54	5,15	5,96	6,91	5,44	4,93	5,71	4,50	4,53	5,24	4,13
sep-16	5,55	6,43	5,07	5,87	6,80	5,36	5,05	5,85	4,61	4,53	5,25	4,14
oct-16	5,46	6,33	4,99	5,78	6,69	5,27	4,96	5,74	4,52	4,54	5,26	4,15
nov-16	5,37	6,22	4,90	5,69	6,59	5,19	5,02	5,81	4,58	4,55	5,27	4,15
dic-16	5,29	6,12	4,82	5,60	6,49	5,11	4,95	5,73	4,51	4,56	5,28	4,16
ene-17	4,06	4,71	3,71	4,38	5,07	4,00	3,97	4,60	3,62	3,44	3,98	3,14
feb-17	4,11	4,76	3,75	4,43	5,13	4,04	4,21	4,88	3,84	3,47	4,02	3,17
mar-17	4,16	4,82	3,80	4,48	5,19	4,09	4,13	4,79	3,77	3,51	4,07	3,21
abr-17	4,21	4,88	3,85	4,53	5,25	4,13	4,22	4,89	3,85	3,55	4,11	3,24
may-17	4,26	4,94	3,89	4,58	5,31	4,18	4,19	4,86	3,83	3,59	4,15	3,27
jun-17	4,32	5,00	3,94	4,63	5,37	4,23	4,32	5,00	3,94	3,62	4,20	3,31
jul-17	4,37	5,06	3,99	4,69	5,43	4,28	4,33	5,01	3,95	3,66	4,24	3,34
ago-17	4,42	5,12	4,03	4,74	5,49	4,32	4,37	5,06	3,99	3,70	4,28	3,38
sep-17	4,47	5,18	4,08	4,79	5,55	4,37	4,48	5,19	4,09	3,74	4,33	3,41
oct-17	4,53	5,24	4,13	4,84	5,61	4,42	4,48	5,19	4,09	3,78	4,37	3,45
nov-17	4,58	5,31	4,18	4,90	5,67	4,47	4,60	5,32	4,19	3,81	4,42	3,48
dic-17	4,64	5,37	4,23	4,95	5,74	4,52	4,61	5,34	4,21	3,85	4,46	3,52
ene-18	4,65	5,39	4,25	4,97	5,75	4,53	4,67	5,41	4,26	3,87	4,49	3,53
feb-18	4,65	5,39	4,25	4,97	5,75	4,53	5,34	6,18	4,87	5,14	5,95	4,69
mar-18	4,66	5,40	4,26	4,98	5,77	4,55	5,10	5,91	4,65	5,02	5,81	4,58
abr-18	4,68	5,42	4,27	4,99	5,78	4,56	5,22	6,04	4,76	5,10	5,91	4,65
may-18	4,69	5,43	4,28	5,01	5,80	4,57	5,10	5,91	4,65	5,02	5,82	4,58
jun-18	4,70	5,45	4,29	5,02	5,82	4,58	5,19	6,01	4,73	5,10	5,91	4,65
jul-18	4,72	5,46	4,31	5,03	5,83	4,59	5,15	5,97	4,70	5,11	5,91	4,66
ago-18	4,73	5,48	4,32	5,05	5,85	4,61	5,19	6,02	4,74	5,14	5,95	4,69
sep-18	4,74	5,49	4,33	5,06	5,86	4,62	5,38	6,23	4,91	5,24	6,07	4,78
oct-18	4,76	5,51	4,34	5,07	5,88	4,63	5,29	6,13	4,83	5,21	6,04	4,76
nov-18	4,77	5,53	4,35	5,09	5,89	4,64	5,57	6,45	5,08	5,33	6,17	4,86
dic-18	4,78	5,54	4,37	5,10	5,91	4,65	5,48	6,35	5,00	5,31	6,15	4,85

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Ref. COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Alto COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
ene-19	4,76	5,51	4,34	5,07	5,87	4,63	5,14	5,95	4,69	5,17	5,98	4,71
feb-19	4,73	5,47	4,31	5,04	5,84	4,60	5,31	6,15	4,85	5,25	6,09	4,79
mar-19	4,70	5,44	4,29	5,02	5,81	4,58	5,04	5,83	4,60	5,14	5,95	4,69
abr-19	4,67	5,41	4,26	5,18	6,00	4,73	5,59	6,48	5,10	5,32	6,16	4,86
may-19	4,64	5,38	4,24	4,96	5,74	4,53	4,97	5,75	4,53	5,07	5,88	4,63
jun-19	4,62	5,35	4,21	4,93	5,71	4,50	4,93	5,71	4,50	5,08	5,89	4,64
jul-19	4,22	4,89	3,85	4,54	5,26	4,14	4,54	5,26	4,14	5,06	5,86	4,62
ago-19	4,20	4,86	3,83	4,51	5,23	4,12	4,51	5,23	4,12	5,06	5,86	4,62
sep-19	4,17	4,83	3,80	4,49	5,19	4,09	4,49	5,19	4,09	5,07	5,87	4,63
oct-19	4,51	5,22	4,11	4,82	5,59	4,40	4,86	5,63	4,43	5,07	5,87	4,63
nov-19	4,48	5,19	4,09	4,80	5,56	4,38	5,22	6,04	4,76	5,11	5,92	4,66
dic-19	4,45	5,16	4,06	4,97	5,76	4,54	5,43	6,29	4,95	5,16	5,97	4,70
ene-20	4,42	5,12	4,03	5,17	5,99	4,72	5,46	6,33	4,99	5,19	6,01	4,74
feb-20	4,39	5,08	4,01	5,47	6,33	4,99	5,47	6,33	4,99	5,19	6,01	4,74
mar-20	4,79	5,55	4,37	5,43	6,29	4,96	5,43	6,29	4,96	5,16	5,98	4,71
abr-20	4,33	5,01	3,95	5,38	6,23	4,91	5,38	6,23	4,91	5,10	5,91	4,66
may-20	4,30	4,97	3,92	5,11	5,92	4,67	5,28	6,11	4,82	5,01	5,80	4,57
jun-20	4,26	4,94	3,89	5,23	6,06	4,78	5,27	6,10	4,81	5,00	5,79	4,56
jul-20	4,23	4,90	3,86	5,19	6,01	4,73	5,24	6,07	4,78	4,97	5,75	4,53
ago-20	5,18	6,00	4,73	5,22	6,05	4,76	5,22	6,05	4,76	4,95	5,73	4,51
sep-20	5,52	6,39	5,03	5,20	6,02	4,74	5,20	6,02	4,74	4,93	5,71	4,50
oct-20	5,11	5,92	4,66	5,13	5,94	4,68	5,13	5,94	4,68	4,85	5,62	4,43
nov-20	5,25	6,08	4,79	5,11	5,91	4,66	5,11	5,91	4,66	4,83	5,60	4,41
dic-20	5,03	5,83	4,59	5,01	5,80	4,57	5,01	5,80	4,57	4,74	5,49	4,32
ene-21	5,08	5,88	4,64	5,06	5,86	4,61	5,06	5,86	4,61	4,78	5,54	4,36
feb-21	5,48	6,35	5,00	5,16	5,98	4,71	5,16	5,98	4,71	4,89	5,66	4,46
mar-21	5,52	6,39	5,04	5,20	6,03	4,75	5,20	6,03	4,75	4,93	5,71	4,50
abr-21	5,57	6,45	5,08	5,25	6,08	4,79	5,25	6,08	4,79	4,98	5,76	4,54
may-21	5,55	6,43	5,06	5,23	6,06	4,78	5,23	6,06	4,78	4,96	5,74	4,53
jun-21	5,63	6,52	5,14	5,31	6,15	4,85	5,31	6,15	4,85	5,04	5,83	4,60
jul-21	5,66	6,55	5,16	5,34	6,19	4,88	5,34	6,19	4,88	5,07	5,87	4,63

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Ref. COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Alto COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
ago-21	5,74	6,65	5,24	5,42	6,28	4,95	5,42	6,28	4,95	5,15	5,97	4,70
sep-21	5,79	6,70	5,28	5,47	6,34	4,99	5,47	6,34	4,99	5,20	6,02	4,74
oct-21	5,80	6,72	5,29	5,48	6,35	5,00	5,48	6,35	5,00	5,21	6,03	4,76
nov-21	5,87	6,80	5,36	5,55	6,43	5,07	5,55	6,43	5,07	5,28	6,11	4,82
dic-21	5,90	6,83	5,38	5,58	6,46	5,09	5,58	6,46	5,09	5,31	6,14	4,84
ene-22	5,92	6,85	5,40	5,60	6,48	5,11	5,60	6,48	5,11	5,33	6,17	4,86
feb-22	6,03	6,98	5,50	5,71	6,62	5,21	5,71	6,62	5,21	5,44	6,30	4,97
mar-22	6,08	7,04	5,55	5,76	6,67	5,26	5,76	6,67	5,26	5,49	6,35	5,01
abr-22	6,10	7,07	5,57	5,78	6,70	5,28	5,78	6,70	5,28	5,51	6,38	5,03
may-22	6,11	7,07	5,57	5,79	6,70	5,28	5,79	6,70	5,28	5,52	6,39	5,03
jun-22	6,17	7,15	5,63	5,85	6,78	5,34	5,85	6,78	5,34	5,58	6,46	5,09
jul-22	6,22	7,20	5,68	5,90	6,84	5,39	5,90	6,84	5,39	5,63	6,52	5,14
ago-22	6,27	7,27	5,73	5,96	6,90	5,44	5,96	6,90	5,44	5,68	6,58	5,19
sep-22	6,33	7,33	5,77	6,01	6,96	5,49	6,01	6,96	5,49	5,74	6,64	5,24
oct-22	6,34	7,35	5,79	6,03	6,98	5,50	6,03	6,98	5,50	5,75	6,66	5,25
nov-22	6,41	7,42	5,85	6,09	7,06	5,56	6,09	7,06	5,56	5,82	6,74	5,31
dic-22	6,45	7,47	5,89	6,13	7,10	5,60	6,13	7,10	5,60	5,86	6,79	5,35
ene-23	6,40	7,42	5,84	6,09	7,05	5,56	6,09	7,05	5,56	5,81	6,73	5,31
feb-23	6,49	7,52	5,92	6,17	7,15	5,63	6,17	7,15	5,63	5,90	6,83	5,38
mar-23	6,52	7,55	5,95	6,20	7,18	5,66	6,20	7,18	5,66	5,93	6,87	5,41
abr-23	6,54	7,57	5,97	6,22	7,21	5,68	6,22	7,21	5,68	5,95	6,89	5,43
may-23	6,54	7,58	5,97	6,23	7,21	5,68	6,23	7,21	5,68	5,95	6,89	5,43
jun-23	6,61	7,66	6,04	6,30	7,29	5,75	6,30	7,29	5,75	6,02	6,98	5,50
jul-23	6,65	7,70	6,06	6,33	7,33	5,78	6,33	7,33	5,78	6,06	7,01	5,53
ago-23	6,71	7,77	6,12	6,39	7,40	5,83	6,39	7,40	5,83	6,12	7,08	5,58
sep-23	6,74	7,81	6,15	6,43	7,44	5,87	6,43	7,44	5,87	6,15	7,13	5,62
oct-23	6,77	7,84	6,18	6,45	7,48	5,89	6,45	7,48	5,89	6,18	7,16	5,64
nov-23	6,85	7,93	6,25	6,53	7,56	5,96	6,53	7,56	5,96	6,26	7,25	5,71
dic-23	6,88	7,97	6,28	6,57	7,60	5,99	6,57	7,60	5,99	6,29	7,29	5,74
ene-24	6,93	8,03	6,33	6,62	7,66	6,04	6,62	7,66	6,04	6,34	7,35	5,79
feb-24	7,00	8,10	6,38	6,68	7,74	6,10	6,68	7,74	6,10	6,41	7,42	5,85

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Ref. COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Alto COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
mar-24	7,05	8,17	6,44	6,74	7,80	6,15	6,74	7,80	6,15	6,46	7,49	5,90
abr-24	7,09	8,21	6,47	6,77	7,84	6,18	6,77	7,84	6,18	6,50	7,53	5,93
may-24	7,12	8,24	6,50	6,80	7,88	6,21	6,80	7,88	6,21	6,53	7,56	5,96
jun-24	7,19	8,33	6,56	6,87	7,96	6,27	6,87	7,96	6,27	6,60	7,64	6,02
jul-24	7,24	8,38	6,60	6,92	8,01	6,31	6,92	8,01	6,31	6,65	7,70	6,07
ago-24	7,29	8,44	6,65	6,97	8,08	6,36	6,97	8,08	6,36	6,70	7,76	6,11
sep-24	7,35	8,52	6,71	7,04	8,15	6,42	7,04	8,15	6,42	6,76	7,83	6,17
oct-24	7,38	8,55	6,74	7,07	8,18	6,45	7,07	8,18	6,45	6,79	7,87	6,20
nov-24	7,44	8,62	6,79	7,12	8,25	6,50	7,12	8,25	6,50	6,85	7,93	6,25
dic-24	7,49	8,68	6,84	7,18	8,31	6,55	7,18	8,31	6,55	6,90	7,99	6,30
ene-25	7,55	8,75	6,89	7,24	8,38	6,60	7,24	8,38	6,60	6,96	8,06	6,35
feb-25	7,63	8,84	6,97	7,32	8,47	6,68	7,32	8,47	6,68	7,04	8,16	6,43
mar-25	7,68	8,90	7,01	7,37	8,53	6,72	7,37	8,53	6,72	7,09	8,22	6,47
abr-25	7,72	8,94	7,05	7,41	8,58	6,76	7,41	8,58	6,76	7,13	8,26	6,51
may-25	7,75	8,98	7,08	7,44	8,61	6,79	7,44	8,61	6,79	7,16	8,30	6,54
jun-25	7,82	9,05	7,13	7,50	8,69	6,85	7,50	8,69	6,85	7,23	8,37	6,60
jul-25	7,88	9,12	7,19	7,56	8,76	6,90	7,56	8,76	6,90	7,29	8,44	6,65
ago-25	7,94	9,20	7,25	7,62	8,83	6,96	7,62	8,83	6,96	7,35	8,51	6,71
sep-25	8,02	9,28	7,32	7,70	8,92	7,03	7,70	8,92	7,03	7,43	8,60	6,78
oct-25	8,05	9,33	7,35	7,74	8,96	7,06	7,74	8,96	7,06	7,46	8,64	6,81
nov-25	8,12	9,41	7,41	7,81	9,04	7,12	7,81	9,04	7,12	7,53	8,72	6,87
dic-25	8,18	9,47	7,47	7,86	9,11	7,18	7,86	9,11	7,18	7,59	8,79	6,93
ene-26	8,22	9,52	7,50	7,91	9,16	7,21	7,91	9,16	7,21	7,63	8,84	6,97
feb-26	8,30	9,61	7,57	7,98	9,24	7,28	7,98	9,24	7,28	7,71	8,93	7,03
mar-26	8,35	9,67	7,62	8,03	9,30	7,33	8,03	9,30	7,33	7,76	8,99	7,08
abr-26	8,37	9,69	7,64	8,05	9,32	7,35	8,05	9,32	7,35	7,78	9,01	7,10
may-26	8,38	9,70	7,64	8,06	9,33	7,36	8,06	9,33	7,36	7,79	9,02	7,11
jun-26	8,43	9,77	7,70	8,12	9,40	7,41	8,12	9,40	7,41	7,84	9,08	7,16
jul-26	8,48	9,82	7,74	8,16	9,45	7,45	8,16	9,45	7,45	7,89	9,14	7,20
ago-26	8,52	9,86	7,77	8,20	9,50	7,48	8,20	9,50	7,48	7,93	9,18	7,23
sep-26	8,58	9,94	7,83	8,26	9,57	7,54	8,26	9,57	7,54	7,99	9,25	7,29

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Ref. COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Alto COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
oct-26	8,61	9,97	7,86	8,29	9,60	7,57	8,29	9,60	7,57	8,02	9,29	7,32
nov-26	8,67	10,04	7,91	8,35	9,67	7,62	8,35	9,67	7,62	8,08	9,35	7,37
dic-26	8,71	10,09	7,95	8,40	9,72	7,66	8,40	9,72	7,66	8,12	9,41	7,41
ene-27	8,73	10,11	7,97	8,42	9,75	7,68	8,42	9,75	7,68	8,14	9,43	7,43
feb-27	8,78	10,16	8,01	8,46	9,80	7,72	8,46	9,80	7,72	8,19	9,48	7,47
mar-27	8,79	10,18	8,02	8,47	9,81	7,73	8,47	9,81	7,73	8,20	9,50	7,48
abr-27	8,79	10,18	8,03	8,48	9,82	7,74	8,48	9,82	7,74	8,20	9,50	7,49
may-27	8,79	10,18	8,02	8,48	9,82	7,74	8,48	9,82	7,74	8,20	9,50	7,49
jun-27	8,82	10,21	8,05	8,50	9,85	7,76	8,50	9,85	7,76	8,23	9,53	7,51
jul-27	8,83	10,23	8,06	8,52	9,86	7,77	8,52	9,86	7,77	8,24	9,55	7,52
ago-27	8,85	10,26	8,08	8,54	9,89	7,79	8,54	9,89	7,79	8,26	9,57	7,54
sep-27	8,88	10,29	8,11	8,57	9,92	7,82	8,57	9,92	7,82	8,29	9,61	7,57
oct-27	8,89	10,29	8,11	8,57	9,93	7,82	8,57	9,93	7,82	8,30	9,61	7,57
nov-27	8,91	10,32	8,13	8,60	9,96	7,84	8,60	9,96	7,84	8,32	9,64	7,60
dic-27	8,93	10,35	8,15	8,62	9,98	7,86	8,62	9,98	7,86	8,34	9,66	7,61
ene-28	8,95	10,37	8,17	8,63	10,00	7,88	8,63	10,00	7,88	8,36	9,68	7,63
feb-28	8,98	10,39	8,19	8,66	10,03	7,90	8,66	10,03	7,90	8,39	9,71	7,65
mar-28	8,99	10,41	8,20	8,67	10,04	7,91	8,67	10,04	7,91	8,40	9,72	7,66
abr-28	9,00	10,42	8,21	8,68	10,05	7,92	8,68	10,05	7,92	8,41	9,74	7,67
may-28	9,00	10,43	8,22	8,68	10,06	7,93	8,68	10,06	7,93	8,41	9,74	7,68
jun-28	9,01	10,44	8,23	8,70	10,07	7,94	8,70	10,07	7,94	8,42	9,76	7,69
jul-28	9,03	10,45	8,24	8,71	10,09	7,95	8,71	10,09	7,95	8,44	9,77	7,70
ago-28	9,04	10,47	8,25	8,72	10,10	7,96	8,72	10,10	7,96	8,45	9,79	7,71
sep-28	9,05	10,49	8,26	8,74	10,12	7,97	8,74	10,12	7,97	8,46	9,80	7,72
oct-28	9,06	10,49	8,27	8,74	10,12	7,98	8,74	10,12	7,98	8,47	9,81	7,73
nov-28	9,07	10,50	8,28	8,75	10,14	7,99	8,75	10,14	7,99	8,48	9,82	7,74
dic-28	9,08	10,52	8,29	8,77	10,15	8,00	8,77	10,15	8,00	8,49	9,84	7,75
ene-29	9,12	10,57	8,33	8,81	10,20	8,04	8,81	10,20	8,04	8,53	9,88	7,79
feb-29	9,17	10,62	8,37	8,85	10,25	8,08	8,85	10,25	8,08	8,58	9,94	7,83
mar-29	9,21	10,66	8,40	8,89	10,30	8,11	8,89	10,30	8,11	8,62	9,98	7,86
abr-29	9,24	10,70	8,43	8,93	10,34	8,15	8,93	10,34	8,15	8,65	10,02	7,90

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Ref. COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Alto COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
may-29	9,27	10,74	8,46	8,95	10,37	8,17	8,95	10,37	8,17	8,68	10,05	7,92
jun-29	9,31	10,79	8,50	9,00	10,42	8,21	9,00	10,42	8,21	8,72	10,10	7,96
jul-29	9,36	10,84	8,54	9,04	10,47	8,25	9,04	10,47	8,25	8,77	10,15	8,00
ago-29	9,39	10,88	8,57	9,08	10,51	8,28	9,08	10,51	8,28	8,80	10,20	8,04
sep-29	9,44	10,93	8,62	9,12	10,57	8,33	9,12	10,57	8,33	8,85	10,25	8,08
oct-29	9,47	10,97	8,65	9,16	10,61	8,36	9,16	10,61	8,36	8,88	10,29	8,11
nov-29	9,52	11,02	8,69	9,20	10,66	8,40	9,20	10,66	8,40	8,93	10,34	8,15
dic-29	9,56	11,07	8,72	9,24	10,70	8,43	9,24	10,70	8,43	8,97	10,39	8,18
ene-30	9,58	11,09	8,74	9,26	10,73	8,45	9,26	10,73	8,45	8,99	10,41	8,20
feb-30	9,60	11,12	8,76	9,28	10,75	8,47	9,28	10,75	8,47	9,01	10,43	8,22
mar-30	9,62	11,14	8,78	9,30	10,77	8,49	9,30	10,77	8,49	9,03	10,45	8,24
abr-30	9,63	11,15	8,79	9,31	10,79	8,50	9,31	10,79	8,50	9,04	10,47	8,25
may-30	9,64	11,16	8,80	9,32	10,80	8,51	9,32	10,80	8,51	9,05	10,48	8,26
jun-30	9,66	11,19	8,82	9,34	10,82	8,53	9,34	10,82	8,53	9,07	10,50	8,28
jul-30	9,68	11,21	8,83	9,36	10,85	8,55	9,36	10,85	8,55	9,09	10,53	8,30
ago-30	9,70	11,23	8,85	9,38	10,86	8,56	9,38	10,86	8,56	9,11	10,55	8,31
sep-30	9,72	11,26	8,87	9,40	10,89	8,58	9,40	10,89	8,58	9,13	10,57	8,33
oct-30	9,73	11,27	8,88	9,41	10,90	8,59	9,41	10,90	8,59	9,14	10,59	8,34
nov-30	9,75	11,29	8,90	9,43	10,93	8,61	9,43	10,93	8,61	9,16	10,61	8,36
dic-30	9,77	11,31	8,92	9,45	10,95	8,63	9,45	10,95	8,63	9,18	10,63	8,38
ene-31	9,80	11,35	8,95	9,49	10,99	8,66	9,49	10,99	8,66	9,21	10,67	8,41
feb-31	9,85	11,41	8,99	9,53	11,04	8,70	9,53	11,04	8,70	9,26	10,73	8,45
mar-31	9,89	11,45	9,03	9,57	11,09	8,74	9,57	11,09	8,74	9,30	10,77	8,49
abr-31	9,93	11,50	9,06	9,61	11,13	8,77	9,61	11,13	8,77	9,34	10,82	8,52
may-31	9,96	11,54	9,09	9,65	11,17	8,80	9,65	11,17	8,80	9,37	10,86	8,56
jun-31	10,01	11,59	9,13	9,69	11,23	8,85	9,69	11,23	8,85	9,42	10,91	8,60
jul-31	10,05	11,64	9,17	9,74	11,28	8,88	9,74	11,28	8,88	9,46	10,96	8,64
ago-31	10,09	11,69	9,21	9,78	11,32	8,92	9,78	11,32	8,92	9,50	11,01	8,67
sep-31	10,14	11,74	9,25	9,82	11,38	8,96	9,82	11,38	8,96	9,55	11,06	8,71
oct-31	10,18	11,79	9,29	9,86	11,42	9,00	9,86	11,42	9,00	9,59	11,11	8,75
nov-31	10,22	11,84	9,33	9,91	11,47	9,04	9,91	11,47	9,04	9,63	11,16	8,79

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Ref. COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Alto COSTA	Temo b/quilla-Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
dic-31	10,26	11,89	9,37	9,95	11,52	9,08	9,95	11,52	9,08	9,67	11,20	8,83
ene-32	10,26	11,89	9,37	9,95	11,52	9,08	9,95	11,52	9,08	9,67	11,21	8,83
feb-32	10,28	11,90	9,38	9,96	11,53	9,09	9,96	11,53	9,09	9,69	11,22	8,84
mar-32	10,28	11,90	9,38	9,96	11,53	9,09	9,96	11,53	9,09	9,69	11,22	8,84
abr-32	10,28	11,90	9,38	9,96	11,54	9,09	9,96	11,54	9,09	9,69	11,22	8,84
may-32	10,28	11,90	9,38	9,96	11,53	9,09	9,96	11,53	9,09	9,69	11,22	8,84
jun-32	10,28	11,91	9,38	9,97	11,54	9,10	9,97	11,54	9,10	9,69	11,23	8,85
jul-32	10,28	11,91	9,39	9,97	11,54	9,10	9,97	11,54	9,10	9,69	11,23	8,85
ago-32	10,29	11,92	9,39	9,97	11,55	9,10	9,97	11,55	9,10	9,70	11,23	8,85
sep-32	10,30	11,92	9,40	9,98	11,56	9,11	9,98	11,56	9,11	9,71	11,24	8,86
oct-32	10,30	11,92	9,40	9,98	11,56	9,11	9,98	11,56	9,11	9,71	11,24	8,86
nov-32	10,30	11,93	9,40	9,98	11,56	9,11	9,98	11,56	9,11	9,71	11,25	8,86
dic-32	10,30	11,93	9,40	9,99	11,56	9,11	9,99	11,56	9,11	9,71	11,25	8,86
ene-33	10,33	11,96	9,43	10,01	11,60	9,14	10,01	11,60	9,14	9,74	11,28	8,89
feb-33	10,37	12,01	9,46	10,05	11,64	9,17	10,05	11,64	9,17	9,78	11,32	8,92
mar-33	10,39	12,04	9,48	10,08	11,67	9,20	10,08	11,67	9,20	9,80	11,35	8,95
abr-33	10,42	12,07	9,51	10,10	11,70	9,22	10,10	11,70	9,22	9,83	11,39	8,97
may-33	10,44	12,10	9,53	10,13	11,73	9,24	10,13	11,73	9,24	9,85	11,41	8,99
jun-33	10,48	12,13	9,56	10,16	11,77	9,27	10,16	11,77	9,27	9,89	11,45	9,02
jul-33	10,50	12,17	9,59	10,19	11,80	9,30	10,19	11,80	9,30	9,91	11,48	9,05
ago-33	10,53	12,20	9,61	10,22	11,83	9,32	10,22	11,83	9,32	9,94	11,52	9,08
sep-33	10,57	12,24	9,64	10,25	11,87	9,35	10,25	11,87	9,35	9,98	11,55	9,10
oct-33	10,59	12,27	9,67	10,28	11,90	9,38	10,28	11,90	9,38	10,00	11,59	9,13
nov-33	10,62	12,30	9,70	10,31	11,94	9,41	10,31	11,94	9,41	10,03	11,62	9,16
dic-33	10,65	12,34	9,72	10,34	11,97	9,43	10,34	11,97	9,43	10,06	11,65	9,18
ene-34	10,68	12,37	9,75	10,37	12,01	9,46	10,37	12,01	9,46	10,09	11,69	9,21
feb-34	10,72	12,42	9,79	10,41	12,05	9,50	10,41	12,05	9,50	10,13	11,74	9,25
mar-34	10,75	12,45	9,81	10,43	12,09	9,52	10,43	12,09	9,52	10,16	11,77	9,27
abr-34	10,78	12,49	9,84	10,47	12,12	9,55	10,47	12,12	9,55	10,19	11,81	9,30
may-34	10,81	12,52	9,86	10,49	12,15	9,58	10,49	12,15	9,58	10,22	11,84	9,33
jun-34	10,84	12,56	9,90	10,53	12,19	9,61	10,53	12,19	9,61	10,25	11,88	9,36

FECHA	Termo guajira Ref. COSTA	Termo guajira Alto COSTA	Termo guajira Bajo COSTA	Temo b/quilla- Tebsa Ref. COSTA	Temo b/quilla- Tebsa Alto COSTA	Temo b/quilla- Tebsa Bajo COSTA	Termo flores Ref. COSTA	Termo flores Alto COSTA	Termo flores Bajo COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Ref. COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Alto COSTA	Candelaria C/gena Proélec. Bajo COSTA
jul-34	10,88	12,60	9,93	10,56	12,23	9,64	10,56	12,23	9,64	10,29	11,91	9,39
ago-34	10,91	12,63	9,96	10,59	12,27	9,67	10,59	12,27	9,67	10,32	11,95	9,42
sep-34	10,94	12,68	9,99	10,63	12,31	9,70	10,63	12,31	9,70	10,36	11,99	9,45
oct-34	10,98	12,71	10,02	10,66	12,34	9,73	10,66	12,34	9,73	10,39	12,03	9,48
nov-34	11,01	12,75	10,05	10,69	12,38	9,76	10,69	12,38	9,76	10,42	12,07	9,51
dic-34	11,04	12,79	10,08	10,72	12,42	9,79	10,72	12,42	9,79	10,45	12,10	9,54
ene-35	11,06	12,80	10,09	10,74	12,44	9,80	10,74	12,44	9,80	10,47	12,12	9,55
feb-35	11,08	12,83	10,11	10,76	12,46	9,82	10,76	12,46	9,82	10,49	12,14	9,57
mar-35	11,09	12,84	10,12	10,77	12,48	9,83	10,77	12,48	9,83	10,50	12,16	9,58
abr-35	11,10	12,86	10,13	10,79	12,49	9,84	10,79	12,49	9,84	10,51	12,18	9,59
may-35	11,11	12,87	10,14	10,80	12,50	9,85	10,80	12,50	9,85	10,52	12,19	9,60
jun-35	11,13	12,89	10,16	10,81	12,52	9,87	10,81	12,52	9,87	10,54	12,21	9,62
jul-35	11,15	12,91	10,17	10,83	12,54	9,88	10,83	12,54	9,88	10,56	12,23	9,63
ago-35	11,16	12,93	10,19	10,84	12,56	9,90	10,84	12,56	9,90	10,57	12,24	9,65
sep-35	11,18	12,95	10,20	10,86	12,58	9,91	10,86	12,58	9,91	10,59	12,26	9,66
oct-35	11,19	12,96	10,21	10,87	12,59	9,92	10,87	12,59	9,92	10,60	12,28	9,68
nov-35	11,21	12,98	10,23	10,89	12,61	9,94	10,89	12,61	9,94	10,62	12,30	9,69
dic-35	11,22	13,00	10,24	10,90	12,63	9,95	10,90	12,63	9,95	10,63	12,31	9,70

FECHA	Meri eléctrica Ref.	Meri eléctrica Alto	Meri eléctrica Bajo	Termo centro Ref.	Termo centro Alto	Termo centro Bajo	Termo sierra Ref.	Termo sierra Alto	Termo sierra Bajo	Termo dorada Ref.	Termo dorada Alto	Termo dorada Bajo	Termo yopal - Morro Ref.	Termo yopal - Morro Alto	Termo yopal - Morro Bajo	Termo Valle - EmCali Ref.	Termo Valle - EmCali Alto	Termo Valle - EmCali Bajo
	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR
ene-16	6,48	6,48	6,48	5,13	5,13	5,13	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	3,54	3,54	3,54	7,15	7,15	7,15
feb-16	6,78	6,78	6,78	5,49	5,49	5,49	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	3,52	3,52	3,52	7,50	7,50	7,50
mar-16	6,50	6,50	6,50	5,88	5,88	5,88	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	3,51	3,51	3,51	7,90	7,90	7,90
abr-16	6,53	6,53	6,53	6,31	6,31	6,31	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	6,23	3,50	3,50	3,50	8,33	8,33	8,33
may-16	6,33	6,33	6,33	6,70	6,70	6,70	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	3,49	3,49	3,49	8,71	8,71	8,71
jun-16	6,29	6,29	6,29	6,60	6,60	6,60	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	3,48	3,48	3,48	8,62	8,62	8,62
jul-16	6,12	6,12	6,12	6,50	6,50	6,50	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	3,48	3,48	3,48	8,52	8,52	8,52
ago-16	6,00	6,00	6,00	6,41	6,41	6,41	6,33	6,33	6,33	6,33	6,33	6,33	3,47	3,47	3,47	8,43	8,43	8,43
sep-16	6,05	6,05	6,05	6,32	6,32	6,32	6,24	6,24	6,24	6,24	6,24	6,24	3,46	3,46	3,46	8,33	8,33	8,33
oct-16	5,85	5,85	5,85	6,23	6,23	6,23	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	3,46	3,46	3,46	8,24	8,24	8,24
nov-16	5,89	5,89	5,89	6,14	6,14	6,14	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	3,50	3,50	3,50	8,16	8,16	8,16
dic-16	5,70	5,70	5,70	6,05	6,05	6,05	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	3,65	3,65	3,65	8,07	8,07	8,07
ene-17	5,21	5,21	5,21	5,72	5,72	5,72	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	3,65	3,65	3,65	7,91	7,91	7,91
feb-17	5,25	5,25	5,25	5,95	5,95	5,95	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	3,66	3,66	3,66	7,97	7,97	7,97
mar-17	5,31	5,31	5,31	6,00	6,00	6,00	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	3,67	3,67	3,67	8,02	8,02	8,02
abr-17	5,35	5,35	5,35	6,05	6,05	6,05	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	3,68	3,68	3,68	8,07	8,07	8,07
may-17	5,41	5,41	5,41	6,10	6,10	6,10	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	3,68	3,68	3,68	8,12	8,12	8,12
jun-17	5,46	5,46	5,46	6,16	6,16	6,16	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	3,69	3,69	3,69	8,17	8,17	8,17
jul-17	5,51	5,51	5,51	6,21	6,21	6,21	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	3,70	3,70	3,70	8,22	8,22	8,22
ago-17	5,56	5,56	5,56	6,26	6,26	6,26	6,18	6,18	6,18	6,18	6,18	6,18	3,71	3,71	3,71	8,28	8,28	8,28
sep-17	5,61	5,62	5,60	6,31	6,33	6,30	6,24	6,25	6,23	6,24	6,25	6,23	3,74	3,75	3,73	8,33	8,35	8,32
oct-17	5,66	5,68	5,65	6,37	6,38	6,36	6,29	6,30	6,28	6,29	6,30	6,28	3,75	3,76	3,74	8,38	8,41	8,37
nov-17	5,71	5,75	5,69	6,42	6,46	6,40	6,34	6,38	6,32	6,34	6,38	6,32	3,79	3,81	3,77	8,44	8,49	8,41
dic-17	5,77	5,80	5,75	6,48	6,51	6,46	6,40	6,43	6,38	6,40	6,43	6,38	3,79	3,81	3,78	8,49	8,54	8,47
ene-18	5,86	6,00	5,78	6,49	6,65	6,40	6,42	6,57	6,32	6,42	6,57	6,32	3,94	4,03	3,88	8,52	8,72	8,40
feb-18	5,52	5,70	5,41	6,51	6,73	6,38	6,43	6,64	6,31	6,43	6,64	6,31	4,00	4,14	3,92	8,53	8,82	8,37
mar-18	5,41	5,56	5,32	6,53	6,71	6,42	6,45	6,63	6,34	6,45	6,63	6,34	3,92	4,03	3,86	8,55	8,79	8,41
abr-18	5,47	5,65	5,36	6,54	6,76	6,41	6,46	6,68	6,34	6,46	6,68	6,34	3,95	4,08	3,87	8,57	8,85	8,40
may-18	5,44	5,62	5,34	6,56	6,77	6,43	6,48	6,69	6,36	6,48	6,69	6,36	3,91	4,04	3,83	8,58	8,86	8,42
jun-18	5,46	5,66	5,35	6,58	6,81	6,43	6,50	6,73	6,36	6,50	6,73	6,36	3,93	4,07	3,84	8,60	8,91	8,42
jul-18	5,45	5,63	5,34	6,59	6,81	6,46	6,51	6,73	6,39	6,51	6,73	6,39	3,86	3,99	3,79	8,62	8,90	8,45
ago-18	5,45	5,64	5,34	6,61	6,84	6,47	6,53	6,76	6,39	6,53	6,76	6,39	3,86	4,00	3,78	8,63	8,94	8,45
sep-18	5,53	5,75	5,40	6,63	6,89	6,47	6,55	6,81	6,39	6,55	6,81	6,39	3,89	4,05	3,80	8,65	9,00	8,45
oct-18	5,49	5,70	5,37	6,64	6,90	6,49	6,56	6,82	6,41	6,56	6,82	6,41	3,85	3,99	3,76	8,67	9,00	8,47
nov-18	5,58	5,82	5,44	6,66	6,94	6,49	6,58	6,86	6,41	6,58	6,86	6,41	3,87	4,04	3,77	8,68	9,06	8,46
dic-18	5,56	5,78	5,42	6,68	6,95	6,51	6,60	6,87	6,44	6,60	6,87	6,44	3,82	3,98	3,73	8,70	9,06	8,49

FECHA	Meri electrica Ref. INTERIOR	Meri electrica Alto INTERIOR	Meri electrica Bajo INTERIOR	Termo centro Ref. INTERIOR	Termo centro Alto INTERIOR	Termo centro Bajo INTERIOR	Termo sierra Ref. INTERIOR	Termo sierra Alto INTERIOR	Termo sierra Bajo INTERIOR	Termo dorada Ref. INTERIOR	Termo dorada Alto INTERIOR	Termo dorada Bajo INTERIOR	Termo yopal - Morro Ref. INTERIOR	Termo yopal - Morro Alto INTERIOR	Termo yopal - Morro Bajo INTERIOR	Termo Valle - EmCali Ref. INTERIOR	Termo Valle - EmCali Alto INTERIOR	Termo Valle - EmCali Bajo INTERIOR
ene-19	5,47	5,47	5,47	6,64	6,64	6,64	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	3,35	3,35	3,35	8,66	8,66	8,66
feb-19	5,52	5,61	5,46	6,60	6,72	6,54	6,53	6,64	6,46	6,53	6,64	6,46	3,51	3,57	3,47	8,63	8,78	8,54
mar-19	5,43	5,53	5,36	6,59	6,72	6,52	6,52	6,64	6,44	6,52	6,64	6,44	3,52	3,59	3,48	8,62	8,79	8,52
abr-19	5,63	5,68	5,60	6,58	6,64	6,55	6,51	6,57	6,47	6,51	6,57	6,47	3,39	3,42	3,37	8,61	8,69	8,56
may-19	5,39	5,43	5,37	6,57	6,62	6,55	6,50	6,54	6,47	6,50	6,54	6,47	3,35	3,37	3,34	8,60	8,66	8,56
jun-19	5,34	5,41	5,30	6,47	6,55	6,41	6,39	6,47	6,34	6,39	6,47	6,34	3,40	3,45	3,37	8,49	8,60	8,42
jul-19	4,95	5,01	4,92	6,45	6,53	6,41	6,38	6,45	6,33	6,38	6,45	6,33	3,36	3,40	3,34	8,48	8,57	8,42
ago-19	4,94	5,00	4,90	6,44	6,53	6,40	6,37	6,45	6,32	6,37	6,45	6,32	3,36	3,40	3,33	8,47	8,58	8,40
sep-19	4,90	5,00	4,84	6,44	6,57	6,36	6,36	6,49	6,28	6,36	6,49	6,28	3,42	3,49	3,38	8,46	8,63	8,36
oct-19	5,24	5,30	5,20	6,33	6,41	6,28	6,25	6,33	6,20	6,25	6,33	6,20	3,32	3,36	3,30	8,35	8,46	8,29
nov-19	5,29	5,38	5,23	6,32	6,43	6,25	6,24	6,35	6,17	6,24	6,35	6,17	3,37	3,43	3,33	8,34	8,50	8,25
dic-19	5,39	5,47	5,34	6,31	6,41	6,25	6,23	6,33	6,17	6,23	6,33	6,17	3,32	3,37	3,29	8,33	8,46	8,26
ene-20	5,41	5,51	5,35	6,30	6,42	6,23	6,22	6,34	6,15	6,22	6,34	6,15	3,35	3,41	3,31	8,32	8,48	8,23
feb-20	5,43	5,59	5,33	6,08	6,27	5,97	6,19	6,38	6,08	6,19	6,38	6,08	3,46	3,57	3,40	8,31	8,57	8,16
mar-20	5,84	5,97	5,76	6,45	6,60	6,36	6,58	6,73	6,49	6,58	6,73	6,49	3,38	3,46	3,33	8,71	8,91	8,59
abr-20	5,36	5,51	5,28	6,00	6,15	5,90	6,55	6,73	6,45	6,55	6,73	6,45	3,41	3,50	3,36	8,70	8,93	8,56
may-20	5,31	5,43	5,23	6,66	6,83	6,57	6,59	6,75	6,49	6,59	6,75	6,49	3,38	3,46	3,33	8,69	8,90	8,56
jun-20	5,30	5,45	5,20	6,30	6,48	6,19	6,58	6,77	6,46	6,58	6,77	6,46	3,42	3,52	3,37	8,68	8,93	8,53
jul-20	5,26	5,40	5,18	6,52	6,69	6,41	6,57	6,74	6,46	6,57	6,74	6,46	3,40	3,49	3,34	8,67	8,90	8,53
ago-20	6,19	6,36	6,09	6,68	6,87	6,57	6,56	6,74	6,45	6,56	6,74	6,45	3,40	3,50	3,35	8,66	8,90	8,51
sep-20	6,71	6,94	6,58	7,14	7,38	7,00	7,01	7,25	6,88	7,01	7,25	6,88	3,45	3,56	3,38	8,65	8,94	8,48
oct-20	6,12	6,30	6,01	6,63	6,83	6,52	6,58	6,77	6,46	6,58	6,77	6,46	3,40	3,50	3,34	8,64	8,89	8,49
nov-20	6,29	6,50	6,16	6,77	7,00	6,63	6,80	7,03	6,66	6,80	7,03	6,66	3,44	3,56	3,37	8,63	8,92	8,45
dic-20	6,35	6,55	6,23	6,57	6,77	6,45	6,56	6,76	6,44	6,56	6,76	6,44	3,41	3,51	3,34	8,78	9,06	8,62
ene-21	6,41	6,68	6,25	6,62	6,90	6,45	6,55	6,82	6,38	6,55	6,82	6,38	3,52	3,66	3,43	8,94	9,32	8,72
feb-21	6,47	6,82	6,26	7,19	7,58	6,96	7,27	7,67	7,04	7,27	7,67	7,04	3,65	3,85	3,53	9,10	9,60	8,81
mar-21	6,53	6,83	6,35	7,54	7,89	7,34	7,62	7,97	7,42	7,62	7,97	7,42	3,55	3,72	3,46	9,26	9,68	9,01
abr-21	6,59	6,92	6,40	7,83	8,23	7,60	7,91	8,31	7,68	7,91	8,31	7,68	3,60	3,78	3,49	9,41	9,88	9,14
may-21	6,65	6,97	6,46	7,72	8,09	7,50	7,79	8,17	7,57	7,79	8,17	7,57	3,58	3,76	3,48	9,47	9,93	9,20
jun-21	6,71	7,06	6,50	7,93	8,34	7,68	8,00	8,42	7,76	8,00	8,42	7,76	3,63	3,82	3,52	9,52	10,02	9,23
jul-21	6,77	7,12	6,57	7,97	8,37	7,73	8,05	8,46	7,81	8,05	8,46	7,81	3,61	3,80	3,51	9,57	10,06	9,29

FECHA	Meri eléctrica Ref.	Meri eléctrica Alto	Meri eléctrica Bajo	Termo centro Ref.	Termo centro Alto	Termo centro Bajo	Termo sierra Ref.	Termo sierra Alto	Termo sierra Bajo	Termo dorada Ref.	Termo dorada Alto	Termo dorada Bajo	Termo yopal - Morro Ref.	Termo yopal - Morro Alto	Termo yopal - Morro Bajo	Termo Valle - EmCali Ref.	Termo Valle - EmCali Alto	Termo Valle - EmCali Bajo
	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR
ago-21	6,83	7,19	6,62	8,03	8,44	7,78	8,11	8,53	7,86	8,11	8,53	7,86	3,63	3,82	3,52	9,62	10,13	9,33
sep-21	6,89	7,28	6,67	8,07	8,53	7,81	8,15	8,61	7,88	8,15	8,61	7,88	3,69	3,89	3,56	9,71	10,26	9,39
oct-21	6,95	7,33	6,73	8,11	8,56	7,85	8,19	8,64	7,93	8,19	8,64	7,93	3,66	3,86	3,55	9,79	10,33	9,48
nov-21	7,01	7,43	6,77	8,17	8,65	7,89	8,25	8,73	7,96	8,25	8,73	7,96	3,72	3,93	3,59	9,87	10,45	9,54
dic-21	7,08	7,48	6,84	8,21	8,68	7,94	8,29	8,76	8,01	8,29	8,76	8,01	3,70	3,91	3,58	9,94	10,50	9,60
ene-22	7,14	7,54	6,90	8,26	8,73	7,99	8,30	8,77	8,02	8,30	8,77	8,02	3,71	3,92	3,59	10,00	10,56	9,67
feb-22	7,20	7,68	6,91	8,32	8,88	7,99	8,39	8,96	8,06	8,39	8,96	8,06	3,88	4,14	3,73	10,06	10,74	9,66
mar-22	7,26	7,69	7,01	8,36	8,86	8,07	8,44	8,94	8,15	8,44	8,94	8,15	3,78	4,00	3,65	10,12	10,72	9,77
abr-22	7,32	7,78	7,05	8,40	8,93	8,09	8,48	9,01	8,16	8,48	9,01	8,16	3,86	4,10	3,71	9,80	10,42	9,44
may-22	7,38	7,84	7,11	8,44	8,96	8,14	8,52	9,05	8,21	8,52	9,05	8,21	3,85	4,09	3,71	9,48	10,07	9,14
jun-22	7,44	7,93	7,16	8,48	9,04	8,16	8,56	9,12	8,24	8,56	9,12	8,24	3,92	4,18	3,77	9,16	9,76	8,81
jul-22	7,50	7,97	7,22	8,53	9,07	8,21	8,61	9,15	8,29	8,61	9,15	8,29	3,91	4,15	3,76	8,84	9,40	8,51
ago-22	7,56	8,05	7,28	8,58	9,13	8,26	8,66	9,21	8,33	8,66	9,21	8,33	3,94	4,19	3,79	8,52	9,06	8,20
sep-22	7,62	8,14	7,32	8,57	9,15	8,23	8,71	9,30	8,36	8,71	9,30	8,36	4,02	4,29	3,86	8,20	8,75	7,87
oct-22	7,68	8,19	7,39	8,55	9,12	8,23	8,74	9,31	8,41	8,74	9,31	8,41	4,00	4,27	3,85	7,87	8,39	7,57
nov-22	7,74	8,28	7,43	8,54	9,13	8,20	8,80	9,40	8,44	8,80	9,40	8,44	4,08	4,36	3,91	7,55	8,08	7,25
dic-22	7,80	8,34	7,49	8,53	9,12	8,19	8,84	9,45	8,49	8,84	9,45	8,49	4,08	4,37	3,92	7,23	7,73	6,94
ene-23	7,86	8,41	7,55	8,52	9,11	8,17	7,77	8,32	7,46	7,77	8,32	7,46	4,11	4,40	3,95	6,91	7,39	6,63
feb-23	7,92	8,55	7,56	8,51	9,18	8,12	8,43	9,10	8,04	8,43	9,10	8,04	4,30	4,64	4,10	6,59	7,11	6,29
mar-23	7,99	8,56	7,65	8,59	9,20	8,23	8,51	9,12	8,15	8,51	9,12	8,15	4,18	4,48	4,01	6,27	6,72	6,01
abr-23	8,05	8,64	7,70	8,62	9,27	8,25	8,55	9,18	8,18	8,55	9,18	8,18	4,24	4,55	4,06	6,31	6,78	6,04
may-23	8,11	8,70	7,76	8,67	9,30	8,30	8,58	9,21	8,22	8,58	9,21	8,22	4,23	4,54	4,05	6,35	6,82	6,08
jun-23	8,17	8,79	7,81	8,71	9,37	8,33	8,62	9,27	8,24	8,62	9,27	8,24	4,30	4,63	4,11	6,39	6,88	6,11
jul-23	8,23	8,84	7,87	8,75	9,41	8,37	8,65	9,30	8,28	8,65	9,30	8,28	4,29	4,61	4,11	6,43	6,92	6,16
ago-23	8,29	8,91	7,93	8,80	9,46	8,41	8,72	9,38	8,34	8,72	9,38	8,34	4,32	4,64	4,13	6,47	6,96	6,19
sep-23	8,35	9,01	7,97	8,84	9,53	8,43	8,76	9,45	8,36	8,76	9,45	8,36	4,40	4,75	4,20	6,52	7,03	6,22
oct-23	8,41	9,05	8,04	8,88	9,55	8,48	8,79	9,47	8,41	8,79	9,47	8,41	4,36	4,70	4,17	6,56	7,06	6,27
nov-23	8,47	9,14	8,08	8,92	9,63	8,51	8,83	9,54	8,43	8,83	9,54	8,43	4,44	4,79	4,24	6,60	7,12	6,29
dic-23	8,53	9,20	8,14	8,96	9,67	8,55	8,87	9,57	8,47	8,87	9,57	8,47	4,44	4,79	4,24	6,64	7,16	6,34
ene-24	8,59	9,27	8,20	9,00	9,71	8,59	8,92	9,63	8,51	8,92	9,63	8,51	4,48	4,83	4,27	6,68	7,21	6,37
feb-24	8,65	9,40	8,22	9,05	9,83	8,60	8,97	9,75	8,52	8,97	9,75	8,52	4,65	5,06	4,42	6,72	7,30	6,38

FECHA	Meri electrica Ref. INTERIOR	Meri electrica Alto INTERIOR	Meri electrica Bajo INTERIOR	Termo centro Ref. INTERIOR	Termo centro Alto INTERIOR	Termo centro Bajo INTERIOR	Termo sierra Ref. INTERIOR	Termo sierra Alto INTERIOR	Termo sierra Bajo INTERIOR	Termo dorada Ref. INTERIOR	Termo dorada Alto INTERIOR	Termo dorada Bajo INTERIOR	Termo yopal - Morro Ref. INTERIOR	Termo yopal - Morro Alto INTERIOR	Termo yopal - Morro Bajo INTERIOR	Termo Valle - EmCali Ref. INTERIOR	Termo Valle - EmCali Alto INTERIOR	Termo Valle - EmCali Bajo INTERIOR
mar-24	8,71	9,42	8,31	9,10	9,84	8,67	9,02	9,75	8,60	9,02	9,75	8,60	4,56	4,94	4,35	6,76	7,31	6,44
abr-24	8,77	9,52	8,35	9,15	9,92	8,70	9,07	9,84	8,62	9,07	9,84	8,62	4,66	5,06	4,44	6,81	7,39	6,48
may-24	8,83	9,56	8,42	9,19	9,95	8,76	9,12	9,86	8,69	9,12	9,86	8,69	4,62	5,00	4,41	6,86	7,42	6,54
jun-24	8,90	9,65	8,46	9,24	10,03	8,79	9,16	9,94	8,72	9,16	9,94	8,72	4,72	5,13	4,49	6,91	7,50	6,57
jul-24	8,96	9,71	8,52	9,29	10,07	8,84	9,21	9,98	8,77	9,21	9,98	8,77	4,72	5,12	4,49	6,96	7,54	6,62
ago-24	9,02	9,77	8,58	9,34	10,12	8,89	9,26	10,03	8,82	9,26	10,03	8,82	4,73	5,13	4,51	7,01	7,59	6,67
sep-24	9,08	9,86	8,63	9,39	10,20	8,92	9,31	10,11	8,85	9,31	10,11	8,85	4,83	5,24	4,59	7,06	7,67	6,71
oct-24	9,14	9,91	8,70	9,44	10,23	8,98	9,36	10,15	8,91	9,36	10,15	8,91	4,81	5,21	4,57	7,11	7,70	6,76
nov-24	9,20	10,00	8,74	9,49	10,32	9,01	9,41	10,23	8,94	9,41	10,23	8,94	4,91	5,34	4,66	7,16	7,78	6,80
dic-24	9,26	10,05	8,81	9,54	10,35	9,07	9,46	10,27	9,00	9,46	10,27	9,00	4,88	5,30	4,64	7,21	7,82	6,85
ene-25	9,32	10,12	8,86	9,59	10,41	9,12	9,51	10,32	9,05	9,51	10,32	9,05	4,93	5,35	4,68	7,26	7,87	6,90
feb-25	9,38	10,27	8,87	9,64	10,55	9,12	9,56	10,47	9,05	9,56	10,47	9,05	5,18	5,67	4,90	7,31	7,99	6,91
mar-25	9,44	10,26	8,97	9,69	10,54	9,21	9,62	10,45	9,13	9,62	10,45	9,13	5,05	5,49	4,79	7,36	8,00	6,99
abr-25	9,50	10,35	9,00	9,75	10,63	9,24	9,67	10,54	9,17	9,67	10,54	9,17	5,16	5,63	4,89	7,41	8,08	7,03
may-25	9,55	10,39	9,07	9,80	10,66	9,31	9,72	10,57	9,23	9,72	10,57	9,23	5,13	5,58	4,88	7,46	8,12	7,09
jun-25	9,61	10,48	9,10	9,85	10,75	9,34	9,77	10,66	9,26	9,77	10,66	9,26	5,26	5,74	4,98	7,52	8,20	7,13
jul-25	9,66	10,53	9,16	9,91	10,79	9,40	9,83	10,71	9,32	9,83	10,71	9,32	5,26	5,74	4,99	7,57	8,25	7,18
ago-25	9,72	10,58	9,22	9,96	10,85	9,45	9,88	10,76	9,38	9,88	10,76	9,38	5,29	5,76	5,02	7,63	8,30	7,24
sep-25	9,77	10,67	9,25	10,05	10,98	9,52	9,94	10,85	9,41	9,94	10,85	9,41	5,41	5,91	5,12	7,68	8,39	7,27
oct-25	9,82	10,71	9,32	10,07	10,98	9,55	9,99	10,89	9,47	9,99	10,89	9,47	5,40	5,89	5,12	7,73	8,43	7,33
nov-25	9,88	10,80	9,35	10,28	11,23	9,73	10,05	10,98	9,51	10,05	10,98	9,51	5,51	6,03	5,22	7,79	8,51	7,37
dic-25	9,93	10,84	9,41	10,48	11,43	9,93	10,21	11,14	9,68	10,21	11,14	9,68	5,51	6,01	5,22	7,84	8,56	7,43
ene-26	9,99	10,92	9,45	10,22	11,18	9,67	10,14	11,09	9,60	10,14	11,09	9,60	5,63	6,16	5,33	7,88	8,62	7,46
feb-26	10,04	11,05	9,47	10,59	11,65	9,98	10,66	11,74	10,05	10,66	11,74	10,05	5,88	6,47	5,54	7,92	8,72	7,47
mar-26	10,09	11,08	9,53	10,64	11,68	10,04	10,70	11,75	10,11	10,70	11,75	10,11	5,86	6,43	5,53	7,97	8,74	7,52
abr-26	10,14	11,24	9,51	10,66	11,82	10,00	10,50	11,65	9,85	10,50	11,65	9,85	6,25	6,93	5,86	8,01	8,88	7,51
may-26	10,18	11,11	9,64	10,60	11,56	10,04	10,43	11,38	9,88	10,43	11,38	9,88	5,81	6,34	5,51	8,05	8,79	7,63
jun-26	10,22	11,18	9,66	10,53	11,53	9,96	10,35	11,33	9,79	10,35	11,33	9,79	5,95	6,52	5,63	8,09	8,86	7,65
jul-26	10,26	11,21	9,71	10,47	11,44	9,92	10,39	11,36	9,84	10,39	11,36	9,84	5,96	6,52	5,65	8,14	8,89	7,70
ago-26	10,30	11,24	9,75	10,67	11,65	10,11	10,44	11,40	9,89	10,44	11,40	9,89	6,01	6,56	5,69	8,18	8,93	7,75
sep-26	10,34	11,31	9,78	10,87	11,89	10,28	10,55	11,54	9,98	10,55	11,54	9,98	6,13	6,71	5,80	8,22	9,00	7,78

FECHA	Meri electrica Ref. INTERIOR	Meri electrica Alto INTERIOR	Meri electrica Bajo INTERIOR	Termo centro Ref. INTERIOR	Termo centro Alto INTERIOR	Termo centro Bajo INTERIOR	Termo sierra Ref. INTERIOR	Termo sierra Alto INTERIOR	Termo sierra Bajo INTERIOR	Termo dorada Ref. INTERIOR	Termo dorada Alto INTERIOR	Termo dorada Bajo INTERIOR	Termo yopal - Morro Ref. INTERIOR	Termo yopal - Morro Alto INTERIOR	Termo yopal - Morro Bajo INTERIOR	Termo Valle - EmCali Ref. INTERIOR	Termo Valle - EmCali Alto INTERIOR	Termo Valle - EmCali Bajo INTERIOR
oct-26	10,38	11,34	9,83	10,91	11,92	10,33	10,52	11,49	9,97	10,52	11,49	9,97	6,14	6,71	5,82	8,26	9,03	7,83
nov-26	10,42	11,40	9,85	10,95	11,99	10,36	10,66	11,67	10,08	10,66	11,67	10,08	6,26	6,85	5,92	8,31	9,09	7,86
dic-26	10,46	11,43	9,90	11,00	12,02	10,42	10,69	11,67	10,12	10,69	11,67	10,12	6,27	6,85	5,94	8,35	9,12	7,91
ene-27	10,49	11,47	9,93	10,99	12,02	10,41	10,62	11,61	10,05	10,62	11,61	10,05	6,30	6,88	5,96	8,36	9,14	7,92
feb-27	10,52	11,58	9,92	11,06	12,17	10,43	11,14	12,26	10,50	11,14	12,26	10,50	6,50	7,16	6,13	8,37	9,22	7,89
mar-27	10,53	11,54	9,96	11,07	12,13	10,47	11,09	12,14	10,48	11,09	12,14	10,48	6,37	6,98	6,03	8,39	9,19	7,93
abr-27	10,55	11,59	9,96	11,08	12,17	10,46	11,16	12,25	10,53	11,16	12,25	10,53	6,46	7,09	6,09	8,40	9,23	7,93
may-27	10,57	11,59	9,98	11,09	12,16	10,48	10,67	11,70	10,08	10,67	11,70	10,08	6,42	7,04	6,07	8,41	9,22	7,95
jun-27	10,58	11,64	9,98	11,11	12,22	10,47	11,18	12,30	10,54	11,18	12,30	10,54	6,51	7,16	6,14	8,42	9,27	7,94
jul-27	10,60	11,65	10,00	11,12	12,22	10,49	11,06	12,15	10,43	11,06	12,15	10,43	6,50	7,14	6,13	8,44	9,27	7,96
ago-27	10,62	11,67	10,02	11,14	12,24	10,51	11,09	12,19	10,46	11,09	12,19	10,46	6,51	7,16	6,15	8,45	9,29	7,97
sep-27	10,63	11,72	10,02	11,17	12,30	10,52	11,24	12,39	10,59	11,24	12,39	10,59	6,60	7,27	6,21	8,46	9,32	7,97
oct-27	10,65	11,72	10,04	11,18	12,30	10,54	11,21	12,34	10,57	11,21	12,34	10,57	6,57	7,23	6,20	8,47	9,33	7,99
nov-27	10,67	11,77	10,04	11,19	12,35	10,53	11,27	12,44	10,61	11,27	12,44	10,61	6,66	7,34	6,26	8,49	9,36	7,99
dic-27	10,68	11,78	10,06	11,21	12,36	10,56	11,29	12,45	10,63	11,29	12,45	10,63	6,64	7,32	6,25	8,50	9,37	8,00
ene-28	10,70	11,80	10,07	11,23	12,39	10,57	11,31	12,48	10,65	11,31	12,48	10,65	6,67	7,36	6,28	8,51	9,39	8,01
feb-28	10,72	11,88	10,06	11,26	12,48	10,57	11,34	12,56	10,64	11,34	12,56	10,64	6,83	7,57	6,41	8,52	9,44	8,00
mar-28	10,73	11,86	10,09	11,27	12,45	10,59	11,35	12,54	10,67	11,35	12,54	10,67	6,75	7,46	6,35	8,53	9,43	8,02
abr-28	10,74	11,89	10,08	11,28	12,49	10,59	11,36	12,58	10,66	11,36	12,58	10,66	6,83	7,56	6,41	8,54	9,46	8,02
may-28	10,75	11,90	10,10	11,28	12,48	10,60	11,36	12,57	10,67	11,36	12,57	10,67	6,81	7,53	6,39	8,55	9,46	8,03
jun-28	10,77	11,94	10,10	11,29	12,52	10,59	11,37	12,61	10,67	11,37	12,61	10,67	6,89	7,64	6,46	8,56	9,49	8,03
jul-28	10,78	11,95	10,12	11,31	12,53	10,61	11,38	12,62	10,68	11,38	12,62	10,68	6,88	7,63	6,46	8,57	9,50	8,04
ago-28	10,80	11,97	10,13	11,32	12,55	10,62	11,40	12,64	10,70	11,40	12,64	10,70	6,90	7,65	6,48	8,58	9,51	8,05
sep-28	10,81	12,01	10,13	11,34	12,59	10,62	11,41	12,68	10,70	11,41	12,68	10,70	6,98	7,75	6,54	8,59	9,54	8,05
oct-28	10,83	12,02	10,15	11,35	12,59	10,64	11,42	12,67	10,70	11,42	12,67	10,70	6,97	7,73	6,53	8,60	9,55	8,06
nov-28	10,84	12,05	10,15	11,36	12,63	10,63	11,43	12,71	10,70	11,43	12,71	10,70	7,04	7,83	6,59	8,61	9,58	8,06
dic-28	10,85	12,06	10,17	11,37	12,63	10,65	11,44	12,72	10,72	11,44	12,72	10,72	7,03	7,82	6,59	8,62	9,58	8,08
ene-29	10,87	12,09	10,18	11,41	12,69	10,68	11,49	12,78	10,75	11,49	12,78	10,75	7,09	7,89	6,64	8,66	9,63	8,11
feb-29	10,92	12,19	10,20	11,46	12,79	10,70	11,53	12,88	10,77	11,53	12,88	10,77	7,26	8,11	6,78	8,70	9,71	8,12
mar-29	10,95	12,21	10,24	11,49	12,81	10,75	11,57	12,89	10,82	11,57	12,89	10,82	7,22	8,04	6,75	8,74	9,74	8,17
abr-29	10,99	12,27	10,26	11,53	12,87	10,77	11,61	12,96	10,84	11,61	12,96	10,84	7,31	8,16	6,83	8,78	9,80	8,20

FECHA	Meri eléctrica Ref.	Meri eléctrica Alto	Meri eléctrica Bajo	Termo centro Ref.	Termo centro Alto	Termo centro Bajo	Termo sierra Ref.	Termo sierra Alto	Termo sierra Bajo	Termo dorada Ref.	Termo dorada Alto	Termo dorada Bajo	Termo yopal - Morro Ref.	Termo yopal - Morro Alto	Termo yopal - Morro Bajo	Termo Valle - EmCali Ref.	Termo Valle - EmCali Alto	Termo Valle - EmCali Bajo
	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR
may-29	11,03	12,30	10,31	11,57	12,90	10,81	11,63	12,98	10,87	11,63	12,98	10,87	7,32	8,16	6,84	8,82	9,83	8,24
jun-29	11,07	12,37	10,33	11,60	12,97	10,83	11,68	13,05	10,90	11,68	13,05	10,90	7,42	8,29	6,92	8,85	9,90	8,27
jul-29	11,11	12,41	10,37	11,64	13,01	10,87	11,72	13,10	10,94	11,72	13,10	10,94	7,44	8,31	6,94	8,89	9,94	8,30
ago-29	11,15	12,46	10,41	11,68	13,06	10,90	11,76	13,14	10,98	11,76	13,14	10,98	7,48	8,36	6,98	8,93	9,98	8,34
sep-29	11,19	12,53	10,43	11,73	13,13	10,94	11,81	13,22	11,01	11,81	13,22	11,01	7,58	8,48	7,06	8,97	10,05	8,37
oct-29	11,23	12,56	10,47	11,76	13,16	10,97	11,84	13,25	11,04	11,84	13,25	11,04	7,59	8,50	7,08	9,01	10,09	8,41
nov-29	11,27	12,63	10,50	11,80	13,23	11,00	11,88	13,32	11,07	11,88	13,32	11,07	7,69	8,62	7,16	9,05	10,15	8,43
dic-29	11,31	12,67	10,54	11,85	13,27	11,04	11,92	13,36	11,11	11,92	13,36	11,11	7,71	8,64	7,18	9,09	10,19	8,47
ene-30	11,32	12,70	10,55	11,86	13,30	11,05	11,94	13,39	11,13	11,94	13,39	11,13	7,75	8,69	7,22	9,11	10,21	8,49
feb-30	11,35	12,76	10,55	11,89	13,37	11,06	11,97	13,46	11,13	11,97	13,46	11,13	7,88	8,86	7,33	9,13	10,26	8,49
mar-30	11,36	12,76	10,58	11,90	13,36	11,08	11,98	13,45	11,16	11,98	13,45	11,16	7,83	8,79	7,29	9,14	10,26	8,51
abr-30	11,38	12,79	10,58	11,92	13,40	11,09	12,00	13,49	11,16	12,00	13,49	11,16	7,90	8,88	7,35	9,16	10,30	8,52
may-30	11,40	12,80	10,60	11,93	13,39	11,10	12,00	13,48	11,17	12,00	13,48	11,17	7,89	8,87	7,35	9,18	10,31	8,54
jun-30	11,41	12,84	10,61	11,95	13,44	11,11	12,03	13,53	11,18	12,03	13,53	11,18	7,97	8,96	7,41	9,19	10,34	8,55
jul-30	11,43	12,85	10,63	11,97	13,46	11,13	12,05	13,55	11,21	12,05	13,55	11,21	7,97	8,96	7,42	9,21	10,36	8,57
ago-30	11,45	12,87	10,65	11,99	13,48	11,15	12,06	13,57	11,22	12,06	13,57	11,22	8,00	8,99	7,44	9,23	10,38	8,58
sep-30	11,47	12,91	10,65	12,01	13,52	11,16	12,09	13,61	11,23	12,09	13,61	11,23	8,07	9,08	7,49	9,25	10,41	8,59
oct-30	11,49	12,93	10,68	12,02	13,53	11,17	12,10	13,61	11,24	12,10	13,61	11,24	8,07	9,08	7,50	9,26	10,43	8,61
nov-30	11,51	12,97	10,69	12,04	13,57	11,18	12,12	13,66	11,26	12,12	13,66	11,26	8,14	9,17	7,56	9,28	10,46	8,62
dic-30	11,53	12,99	10,71	12,06	13,58	11,20	12,14	13,67	11,28	12,14	13,67	11,28	8,14	9,17	7,56	9,30	10,47	8,64
ene-31	11,55	13,03	10,72	12,09	13,64	11,23	12,17	13,72	11,30	12,17	13,72	11,30	8,21	9,26	7,62	9,34	10,53	8,67
feb-31	11,60	13,12	10,75	12,14	13,73	11,25	12,22	13,82	11,32	12,22	13,82	11,32	8,36	9,45	7,74	9,38	10,61	8,69
mar-31	11,64	13,15	10,79	12,18	13,76	11,29	12,26	13,85	11,36	12,26	13,85	11,36	8,35	9,44	7,74	9,42	10,65	8,73
abr-31	11,68	13,22	10,82	12,22	13,83	11,32	12,30	13,92	11,39	12,30	13,92	11,39	8,45	9,56	7,82	9,46	10,71	8,76
may-31	11,71	13,26	10,85	12,25	13,87	11,35	12,33	13,96	11,42	12,33	13,96	11,42	8,48	9,60	7,85	9,50	10,76	8,80
jun-31	11,76	13,33	10,88	12,30	13,95	11,38	12,38	14,04	11,45	12,38	14,04	11,45	8,58	9,73	7,94	9,54	10,82	8,83
jul-31	11,80	13,39	10,92	12,34	14,00	11,42	12,42	14,09	11,49	12,42	14,09	11,49	8,62	9,78	7,97	9,59	10,87	8,87
ago-31	11,84	13,44	10,95	12,39	14,06	11,45	12,46	14,15	11,52	12,46	14,15	11,52	8,68	9,86	8,03	9,63	10,93	8,90
sep-31	11,89	13,51	10,98	12,43	14,13	11,48	12,51	14,22	11,55	12,51	14,22	11,55	8,78	9,98	8,11	9,67	10,99	8,93
oct-31	11,93	13,56	11,02	12,47	14,18	11,52	12,55	14,27	11,59	12,55	14,27	11,59	8,83	10,04	8,15	9,71	11,04	8,97
nov-31	11,97	13,63	11,05	12,52	14,25	11,55	12,59	14,34	11,62	12,59	14,34	11,62	8,92	10,16	8,23	9,75	11,11	9,00

FECHA	Meri eléctrica Ref.	Meri eléctrica Alto	Meri eléctrica Bajo	Termo centro Ref.	Termo centro Alto	Termo centro Bajo	Termo sierra Ref.	Termo sierra Alto	Termo sierra Bajo	Termo dorada Ref.	Termo dorada Alto	Termo dorada Bajo	Termo yopal - Morro Ref.	Termo yopal - Morro Alto	Termo yopal - Morro Bajo	Termo Valle - EmCali Ref.	Termo Valle - EmCali Alto	Termo Valle - EmCali Bajo
	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR	INTERIOR
dic-31	12,01	13,68	11,08	12,56	14,30	11,58	12,63	14,39	11,65	12,63	14,39	11,65	8,97	10,22	8,28	9,80	11,16	9,04
ene-32	12,01	13,69	11,08	12,56	14,31	11,58	12,63	14,40	11,65	12,63	14,40	11,65	9,02	10,28	8,31	9,80	11,17	9,04
feb-32	12,03	13,73	11,08	12,57	14,35	11,58	12,65	14,44	11,65	12,65	14,44	11,65	9,11	10,40	8,39	9,80	11,19	9,03
mar-32	12,03	13,73	11,08	12,57	14,34	11,58	12,65	14,43	11,65	12,65	14,43	11,65	9,10	10,39	8,39	9,81	11,19	9,03
abr-32	12,03	13,74	11,08	12,57	14,36	11,57	12,65	14,45	11,65	12,65	14,45	11,65	9,16	10,46	8,43	9,81	11,21	9,03
may-32	12,03	13,74	11,07	12,57	14,36	11,57	12,65	14,45	11,64	12,65	14,45	11,64	9,17	10,48	8,45	9,81	11,21	9,03
jun-32	12,03	13,76	11,07	12,58	14,38	11,57	12,65	14,47	11,64	12,65	14,47	11,64	9,23	10,56	8,49	9,82	11,23	9,03
jul-32	12,04	13,77	11,07	12,58	14,39	11,57	12,66	14,48	11,64	12,66	14,48	11,64	9,25	10,59	8,51	9,82	11,23	9,03
ago-32	12,04	13,78	11,07	12,58	14,40	11,57	12,66	14,49	11,64	12,66	14,49	11,64	9,29	10,63	8,54	9,82	11,24	9,03
sep-32	12,05	13,80	11,07	12,59	14,42	11,57	12,67	14,51	11,64	12,67	14,51	11,64	9,34	10,70	8,58	9,83	11,25	9,03
oct-32	12,05	13,80	11,07	12,59	14,42	11,57	12,67	14,51	11,64	12,67	14,51	11,64	9,36	10,72	8,60	9,83	11,26	9,03
nov-32	12,05	13,82	11,07	12,60	14,44	11,57	12,67	14,53	11,64	12,67	14,53	11,64	9,41	10,79	8,64	9,83	11,27	9,03
dic-32	12,05	13,83	11,07	12,60	14,45	11,57	12,67	14,54	11,64	12,67	14,54	11,64	9,43	10,82	8,66	9,83	11,28	9,03
ene-33	12,08	13,86	11,09	12,62	14,48	11,59	12,70	14,57	11,66	12,70	14,57	11,66	9,47	10,86	8,69	9,86	11,32	9,06
feb-33	12,12	13,92	11,12	12,66	14,54	11,62	12,74	14,63	11,69	12,74	14,63	11,69	9,54	10,95	8,75	9,89	11,36	9,08
mar-33	12,14	13,94	11,15	12,69	14,56	11,65	12,76	14,65	11,72	12,76	14,65	11,72	9,54	10,95	8,76	9,92	11,39	9,11
abr-33	12,17	13,98	11,17	12,72	14,60	11,67	12,79	14,69	11,74	12,79	14,69	11,74	9,59	11,01	8,80	9,95	11,42	9,13
may-33	12,20	14,00	11,19	12,74	14,62	11,69	12,82	14,71	11,76	12,82	14,71	11,76	9,60	11,03	8,81	9,98	11,46	9,16
jun-33	12,23	14,04	11,22	12,77	14,67	11,72	12,85	14,76	11,79	12,85	14,76	11,79	9,65	11,08	8,86	10,01	11,49	9,18
jul-33	12,26	14,08	11,25	12,80	14,70	11,74	12,88	14,79	11,81	12,88	14,79	11,81	9,67	11,11	8,88	10,04	11,53	9,21
ago-33	12,29	14,11	11,27	12,83	14,73	11,77	12,91	14,82	11,84	12,91	14,82	11,84	9,70	11,15	8,90	10,07	11,56	9,23
sep-33	12,32	14,15	11,30	12,86	14,78	11,80	12,94	14,87	11,87	12,94	14,87	11,87	9,75	11,20	8,94	10,09	11,60	9,26
oct-33	12,35	14,19	11,33	12,89	14,81	11,82	12,97	14,90	11,89	12,97	14,90	11,89	9,77	11,23	8,96	10,12	11,63	9,29
nov-33	12,38	14,23	11,35	12,92	14,85	11,85	13,00	14,94	11,92	13,00	14,94	11,92	9,82	11,29	9,00	10,15	11,67	9,31
dic-33	12,40	14,26	11,38	12,95	14,88	11,87	13,02	14,97	11,95	13,02	14,97	11,95	9,84	11,31	9,03	10,18	11,70	9,34
ene-34	12,44	14,30	11,40	12,98	14,92	11,90	13,06	15,01	11,97	13,06	15,01	11,97	9,90	11,38	9,07	10,21	11,75	9,36
feb-34	12,48	14,36	11,43	13,02	14,98	11,93	13,10	15,07	12,00	13,10	15,07	12,00	9,98	11,48	9,14	10,25	11,79	9,39
mar-34	12,50	14,39	11,46	13,05	15,02	11,96	13,13	15,11	12,03	13,13	15,11	12,03	10,01	11,52	9,17	10,28	11,83	9,42
abr-34	12,54	14,44	11,48	13,08	15,06	11,98	13,16	15,15	12,05	13,16	15,15	12,05	10,07	11,60	9,22	10,31	11,87	9,44
may-34	12,56	14,47	11,50	13,10	15,09	12,00	13,18	15,18	12,07	13,18	15,18	12,07	10,11	11,65	9,26	10,34	11,91	9,47
jun-34	12,60	14,52	11,53	13,14	15,14	12,03	13,22	15,23	12,10	13,22	15,23	12,10	10,18	11,73	9,32	10,37	11,96	9,50

FECHA	Meri eléctrica Ref. INTERIOR	Meri eléctrica Alto INTERIOR	Meri eléctrica Bajo INTERIOR	Termo centro Ref. INTERIOR	Termo centro Alto INTERIOR	Termo centro Bajo INTERIOR	Termo sierra Ref. INTERIOR	Termo sierra Alto INTERIOR	Termo sierra Bajo INTERIOR	Termo dorada Ref. INTERIOR	Termo dorada Alto INTERIOR	Termo dorada Bajo INTERIOR	Termo yopal - Morro Ref. INTERIOR	Termo yopal - Morro Alto INTERIOR	Termo yopal - Morro Bajo INTERIOR	Termo Valle - EmCali Ref. INTERIOR	Termo Valle - EmCali Alto INTERIOR	Termo Valle - EmCali Bajo INTERIOR
jul-34	12,63	14,56	11,56	13,17	15,19	12,06	13,25	15,28	12,13	13,25	15,28	12,13	10,22	11,79	9,36	10,41	12,00	9,52
ago-34	12,66	14,60	11,59	13,21	15,23	12,08	13,28	15,32	12,16	13,28	15,32	12,16	10,28	11,85	9,40	10,44	12,04	9,55
sep-34	12,70	14,65	11,62	13,24	15,28	12,11	13,32	15,37	12,19	13,32	15,37	12,19	10,34	11,93	9,46	10,47	12,08	9,58
oct-34	12,73	14,69	11,64	13,27	15,32	12,14	13,35	15,41	12,21	13,35	15,41	12,21	10,39	11,99	9,50	10,50	12,12	9,61
nov-34	12,76	14,74	11,67	13,31	15,36	12,17	13,38	15,45	12,24	13,38	15,45	12,24	10,45	12,06	9,55	10,54	12,17	9,63
dic-34	12,79	14,78	11,70	13,34	15,41	12,19	13,42	15,50	12,26	13,42	15,50	12,26	10,50	12,13	9,60	10,57	12,21	9,66
ene-35	12,81	14,80	11,71	13,35	15,42	12,21	13,43	15,51	12,28	13,43	15,51	12,28	10,52	12,15	9,62	10,58	12,22	9,67
feb-35	12,83	14,82	11,73	13,37	15,45	12,22	13,45	15,54	12,30	13,45	15,54	12,30	10,55	12,19	9,64	10,60	12,24	9,69
mar-35	12,84	14,84	11,74	13,39	15,46	12,24	13,46	15,55	12,31	13,46	15,55	12,31	10,56	12,20	9,65	10,61	12,26	9,70
abr-35	12,86	14,86	11,75	13,40	15,48	12,25	13,48	15,57	12,32	13,48	15,57	12,32	10,58	12,22	9,67	10,63	12,28	9,71
may-35	12,87	14,87	11,76	13,41	15,49	12,26	13,49	15,58	12,33	13,49	15,58	12,33	10,59	12,24	9,68	10,64	12,30	9,73
jun-35	12,88	14,89	11,78	13,43	15,52	12,27	13,51	15,61	12,34	13,51	15,61	12,34	10,62	12,27	9,70	10,66	12,31	9,74
jul-35	12,90	14,91	11,79	13,44	15,53	12,29	13,52	15,62	12,36	13,52	15,62	12,36	10,63	12,28	9,72	10,67	12,33	9,75
ago-35	12,91	14,92	11,80	13,46	15,55	12,30	13,54	15,64	12,37	13,54	15,64	12,37	10,65	12,30	9,73	10,69	12,35	9,77
sep-35	12,93	14,95	11,82	13,48	15,57	12,32	13,55	15,66	12,39	13,55	15,66	12,39	10,67	12,33	9,75	10,70	12,37	9,78
oct-35	12,95	14,96	11,83	13,49	15,59	12,33	13,57	15,68	12,40	13,57	15,68	12,40	10,68	12,35	9,76	10,72	12,39	9,79
nov-35	12,96	14,98	11,85	13,51	15,61	12,34	13,58	15,70	12,41	13,58	15,70	12,41	10,71	12,37	9,78	10,73	12,40	9,81
dic-35	12,98	15,00	11,86	13,52	15,63	12,35	13,60	15,72	12,43	13,60	15,72	12,43	10,72	12,39	9,80	10,75	12,42	9,82

B. ANEXOS JET FUEL

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocentro		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-16	12,47	19,63	9,38	ene-20	20,87	36,14	16,10	ene-24	20,92	36,43	15,98	ene-28	22,00	38,37	16,10	ene-32	26,07	44,97	17,46
feb-16	12,72	20,05	9,56	feb-20	21,02	36,40	16,22	feb-24	20,95	36,48	16,01	feb-28	22,10	38,54	16,17	feb-32	26,15	45,10	17,52
mar-16	13,08	20,65	9,82	mar-20	21,15	36,64	16,32	mar-24	20,97	36,52	16,03	mar-28	22,18	38,68	16,23	mar-32	26,21	45,21	17,56
abr-16	13,37	21,12	10,03	abr-20	21,28	36,88	16,42	abr-24	20,99	36,55	16,04	abr-28	22,26	38,84	16,29	abr-32	26,27	45,32	17,60
may-16	13,48	21,32	10,11	may-20	21,42	37,12	16,52	may-24	21,01	36,59	16,05	may-28	22,35	38,99	16,34	may-32	26,34	45,43	17,63
jun-16	13,55	21,40	10,17	jun-20	21,58	37,40	16,65	jun-24	21,03	36,62	16,07	jun-28	22,43	39,14	16,40	jun-32	26,40	45,54	17,67
jul-16	13,61	21,51	10,21	jul-20	21,72	37,65	16,75	jul-24	21,05	36,66	16,08	jul-28	22,51	39,29	16,46	jul-32	26,46	45,65	17,71
ago-16	14,26	22,59	10,68	ago-20	21,86	37,90	16,86	ago-24	21,07	36,70	16,10	ago-28	22,60	39,45	16,52	ago-32	26,53	45,77	17,76
sep-16	14,34	22,72	10,73	sep-20	22,00	38,15	16,97	sep-24	21,09	36,74	16,12	sep-28	22,69	39,60	16,59	sep-32	26,59	45,88	17,80
oct-16	14,32	22,68	10,72	oct-20	22,15	38,40	17,07	oct-24	21,11	36,78	16,13	oct-28	22,77	39,76	16,65	oct-32	26,65	46,00	17,84
nov-16	14,43	22,86	10,80	nov-20	22,29	38,66	17,18	nov-24	21,14	36,82	16,15	nov-28	22,86	39,92	16,71	nov-32	26,72	46,11	17,88
dic-16	14,78	23,44	11,05	dic-20	22,44	38,92	17,29	dic-24	21,16	36,86	16,17	dic-28	22,95	40,08	16,77	dic-32	26,79	46,23	17,93
ene-17	14,36	23,45	10,77	ene-21	22,42	38,82	17,22	ene-25	21,15	37,10	16,12	ene-29	23,00	40,07	16,53	ene-33	26,84	46,56	17,78
feb-17	14,67	23,96	10,99	feb-21	22,42	38,82	17,23	feb-25	21,17	37,11	16,14	feb-29	23,08	40,20	16,59	feb-33	26,92	46,68	17,84
mar-17	15,09	24,68	11,29	mar-21	22,41	38,79	17,22	mar-25	21,16	37,11	16,13	mar-29	23,14	40,31	16,63	mar-33	26,98	46,79	17,88
abr-17	15,09	24,68	11,29	abr-21	22,39	38,77	17,21	abr-25	21,16	37,11	16,13	abr-29	23,20	40,42	16,67	abr-33	27,04	46,91	17,92
may-17	15,45	25,31	11,55	may-21	22,38	38,75	17,20	may-25	21,16	37,11	16,13	may-29	23,27	40,53	16,71	may-33	27,10	47,02	17,96
jun-17	15,66	25,64	11,71	jun-21	22,37	38,73	17,19	jun-25	21,16	37,10	16,13	jun-29	23,33	40,65	16,76	jun-33	27,16	47,13	17,99
jul-17	16,17	26,51	12,08	jul-21	22,36	38,71	17,18	jul-25	21,16	37,10	16,13	jul-29	23,39	40,76	16,80	jul-33	27,23	47,24	18,04
ago-17	16,64	27,31	12,41	ago-21	22,35	38,69	17,17	ago-25	21,16	37,10	16,13	ago-29	23,46	40,88	16,85	ago-33	27,29	47,36	18,08
sep-17	16,84	27,66	12,56	sep-21	22,34	38,68	17,17	sep-25	21,16	37,11	16,13	sep-29	23,52	40,99	16,89	sep-33	27,36	47,47	18,12
oct-17	17,33	28,50	12,91	oct-21	22,33	38,66	17,16	oct-25	21,16	37,10	16,13	oct-29	23,58	41,11	16,93	oct-33	27,42	47,59	18,16
nov-17	17,59	28,94	13,10	nov-21	22,32	38,64	17,15	nov-25	21,16	37,11	16,13	nov-29	23,65	41,23	16,98	nov-33	27,49	47,71	18,20
dic-17	18,19	29,96	13,52	dic-21	22,31	38,62	17,15	dic-25	21,16	37,11	16,13	dic-29	23,72	41,35	17,03	dic-33	27,56	47,82	18,25
ene-18	18,24	31,26	13,80	ene-22	22,26	38,72	17,22	ene-26	21,17	37,02	15,92	ene-30	23,82	41,30	16,70	ene-34	27,60	47,82	17,89
feb-18	18,33	31,40	13,87	feb-22	22,23	38,66	17,20	feb-26	21,21	37,07	15,95	feb-30	23,95	41,52	16,79	feb-34	27,67	47,93	17,94
mar-18	18,39	31,52	13,91	mar-22	22,18	38,57	17,16	mar-26	21,23	37,11	15,96	mar-30	24,06	41,72	16,86	mar-34	27,72	48,02	17,97
abr-18	18,46	31,64	13,96	abr-22	22,14	38,50	17,13	abr-26	21,25	37,14	15,97	abr-30	24,18	41,92	16,94	abr-34	27,77	48,12	18,00
may-18	18,53	31,76	14,01	may-22	22,09	38,42	17,10	may-26	21,26	37,18	15,99	may-30	24,29	42,13	17,02	may-34	27,82	48,21	18,03
jun-18	18,62	31,91	14,09	jun-22	22,05	38,34	17,06	jun-26	21,28	37,22	16,00	jun-30	24,41	42,34	17,09	jun-34	27,87	48,30	18,06
jul-18	18,70	32,04	14,14	jul-22	22,00	38,26	17,03	jul-26	21,31	37,25	16,01	jul-30	24,52	42,55	17,17	jul-34	27,92	48,39	18,09
ago-18	18,77	32,17	14,19	ago-22	21,96	38,18	17,00	ago-26	21,33	37,29	16,03	ago-30	24,64	42,76	17,25	ago-34	27,98	48,49	18,13
sep-18	18,84	32,29	14,25	sep-22	21,92	38,11	16,97	sep-26	21,35	37,33	16,05	sep-30	24,76	42,97	17,33	sep-34	28,03	48,59	18,16
oct-18	18,91	32,42	14,30	oct-22	21,88	38,03	16,93	oct-26	21,37	37,37	16,06	oct-30	24,88	43,18	17,41	oct-34	28,08	48,68	18,19
nov-18	18,99	32,55	14,35	nov-22	21,84	37,96	16,91	nov-26	21,39	37,41	16,08	nov-30	25,00	43,40	17,50	nov-34	28,14	48,78	18,23
dic-18	19,06	32,68	14,41	dic-22	21,80	37,89	16,88	dic-26	21,42	37,45	16,10	dic-30	25,12	43,62	17,58	dic-34	28,20	48,88	18,27
ene-19	19,18	32,83	14,60	ene-23	21,71	37,52	16,61	ene-27	21,45	37,48	15,98	ene-31	25,19	43,56	17,35	ene-35	28,24	48,32	17,92
feb-19	19,33	33,09	14,72	feb-23	21,65	37,39	16,57	feb-27	21,51	37,57	16,03	feb-31	25,28	43,70	17,41	feb-35	28,31	48,43	17,97
mar-19	19,46	33,32	14,81	mar-23	21,57	37,26	16,51	mar-27	21,55	37,65	16,05	mar-31	25,35	43,83	17,46	mar-35	28,36	48,52	18,00
abr-19	19,60	33,56	14,91	abr-23	21,50	37,12	16,46	abr-27	21,59	37,72	16,08	abr-31	25,42	43,96	17,51	abr-35	28,41	48,61	18,03
may-19	19,73	33,80	15,01	may-23	21,42	36,98	16,40	may-27	21,63	37,80	16,11	may-31	25,49	44,09	17,55	may-35	28,46	48,70	18,06
jun-19	19,89	34,07	15,14	jun-23	21,34	36,85	16,34	jun-27	21,67	37,87	16,14	jun-31	25,56	44,22	17,60	jun-35	28,51	48,79	18,09
jul-19	20,03	34,32	15,24	jul-23	21,27	36,71	16,28	jul-27	21,71	37,95	16,17	jul-31	25,64	44,35	17,65	jul-35	28,56	48,88	18,12
ago-19	20,17	34,57	15,34	ago-23	21,19	36,58	16,23	ago-27	21,75	38,03	16,20	ago-31	25,71	44,49	17,70	ago-35	28,62	48,98	18,15
sep-19	20,31	34,82	15,45	sep-23	21,12	36,45	16,18	sep-27	21,80	38,10	16,23	sep-31	25,79	44,62	17,75	sep-35	28,67	49,07	18,19
oct-19	20,46	35,08	15,55	oct-23	21,05	36,32	16,12	oct-27	21,84	38,18	16,26	oct-31	25,86	44,76	17,80	oct-35	28,73	49,17	18,22
nov-19	20,60	35,33	15,66	nov-23	20,98	36,19	16,07	nov-27	21,88	38,26	16,30	nov-31	25,94	44,89	17,86	nov-35	28,78	49,26	18,25
dic-19	20,75	35,59	15,77	dic-23	20,90	36,06	16,02	dic-27	21,93	38,34	16,33	dic-31	26,02	45,03	17,91	dic-35	28,84	49,36	18,29

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termodorada		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-16	12,63	19,79	9,54	ene-20	21,04	36,31	16,27	ene-24	21,08	36,59	16,15	ene-28	22,17	38,54	16,26	ene-32	26,24	45,14	17,63
feb-16	12,89	20,22	9,73	feb-20	21,19	36,57	16,39	feb-24	21,12	36,65	16,19	feb-28	22,27	38,71	16,34	feb-32	26,32	45,27	17,69
mar-16	13,25	20,82	9,99	mar-20	21,32	36,80	16,49	mar-24	21,14	36,68	16,20	mar-28	22,35	38,85	16,40	mar-32	26,38	45,38	17,73
abr-16	13,53	21,29	10,19	abr-20	21,45	37,05	16,59	abr-24	21,16	36,72	16,21	abr-28	22,43	39,00	16,46	abr-32	26,44	45,49	17,76
may-16	13,65	21,49	10,28	may-20	21,59	37,29	16,69	may-24	21,18	36,76	16,22	may-28	22,51	39,15	16,51	may-32	26,50	45,60	17,80
jun-16	13,72	21,57	10,33	jun-20	21,75	37,56	16,82	jun-24	21,19	36,79	16,24	jun-28	22,60	39,30	16,57	jun-32	26,56	45,71	17,84
jul-16	13,78	21,68	10,38	jul-20	21,89	37,81	16,92	jul-24	21,22	36,83	16,25	jul-28	22,68	39,46	16,63	jul-32	26,63	45,82	17,88
ago-16	14,43	22,76	10,85	ago-20	22,03	38,07	17,03	ago-24	21,24	36,87	16,27	ago-28	22,77	39,61	16,69	ago-32	26,69	45,94	17,92
sep-16	14,51	22,88	10,90	sep-20	22,17	38,32	17,13	sep-24	21,26	36,91	16,29	sep-28	22,86	39,77	16,75	sep-32	26,76	46,05	17,97
oct-16	14,49	22,85	10,89	oct-20	22,31	38,57	17,24	oct-24	21,28	36,95	16,30	oct-28	22,94	39,93	16,81	oct-32	26,82	46,16	18,01
nov-16	14,60	23,03	10,96	nov-20	22,46	38,83	17,35	nov-24	21,31	36,99	16,32	nov-28	23,03	40,09	16,88	nov-32	26,89	46,28	18,05
dic-16	14,95	23,61	11,22	dic-20	22,61	39,09	17,46	dic-24	21,33	37,03	16,34	dic-28	23,12	40,25	16,94	dic-32	26,96	46,40	18,10
ene-17	14,53	23,62	10,93	ene-21	22,58	38,99	17,39	ene-25	21,32	37,26	16,29	ene-29	23,17	40,23	16,69	ene-33	27,01	46,72	17,95
feb-17	14,84	24,13	11,16	feb-21	22,59	38,99	17,40	feb-25	21,34	37,28	16,31	feb-29	23,25	40,37	16,76	feb-33	27,09	46,85	18,01
mar-17	15,26	24,85	11,46	mar-21	22,57	38,96	17,39	mar-25	21,33	37,28	16,30	mar-29	23,31	40,48	16,80	mar-33	27,15	46,96	18,05
abr-17	15,26	24,85	11,46	abr-21	22,56	38,94	17,38	abr-25	21,33	37,28	16,30	abr-29	23,37	40,59	16,84	abr-33	27,21	47,08	18,09
may-17	15,62	25,48	11,72	may-21	22,55	38,92	17,37	may-25	21,33	37,27	16,30	may-29	23,43	40,70	16,88	may-33	27,27	47,19	18,12
jun-17	15,83	25,81	11,88	jun-21	22,53	38,90	17,36	jun-25	21,32	37,27	16,30	jun-29	23,49	40,81	16,92	jun-33	27,33	47,30	18,16
jul-17	16,34	26,68	12,24	jul-21	22,52	38,88	17,35	jul-25	21,32	37,27	16,30	jul-29	23,56	40,93	16,97	jul-33	27,40	47,41	18,20
ago-17	16,80	27,47	12,58	ago-21	22,51	38,86	17,34	ago-25	21,32	37,27	16,30	ago-29	23,62	41,05	17,01	ago-33	27,46	47,53	18,24
sep-17	17,01	27,82	12,72	sep-21	22,50	38,84	17,34	sep-25	21,33	37,27	16,30	sep-29	23,69	41,16	17,06	sep-33	27,53	47,64	18,29
oct-17	17,50	28,66	13,08	oct-21	22,49	38,82	17,33	oct-25	21,32	37,27	16,30	oct-29	23,75	41,28	17,10	oct-33	27,59	47,76	18,33
nov-17	17,76	29,11	13,27	nov-21	22,49	38,81	17,32	nov-25	21,33	37,28	16,30	nov-29	23,82	41,40	17,15	nov-33	27,66	47,87	18,37
dic-17	18,35	30,13	13,69	dic-21	22,48	38,79	17,32	dic-25	21,33	37,28	16,30	dic-29	23,89	41,52	17,20	dic-33	27,72	47,99	18,41
ene-18	18,41	31,42	13,97	ene-22	22,42	38,88	17,38	ene-26	21,34	37,18	16,08	ene-30	23,99	41,46	16,86	ene-34	27,76	47,99	18,05
feb-18	18,50	31,57	14,04	feb-22	22,40	38,83	17,37	feb-26	21,38	37,24	16,12	feb-30	24,12	41,69	16,96	feb-34	27,84	48,10	18,11
mar-18	18,56	31,68	14,08	mar-22	22,35	38,74	17,33	mar-26	21,40	37,28	16,13	mar-30	24,23	41,89	17,03	mar-34	27,89	48,19	18,14
abr-18	18,63	31,81	14,13	abr-22	22,31	38,66	17,30	abr-26	21,42	37,31	16,14	abr-30	24,35	42,09	17,11	abr-34	27,94	48,28	18,17
may-18	18,70	31,93	14,18	may-22	22,26	38,58	17,26	may-26	21,43	37,35	16,15	may-30	24,46	42,30	17,18	may-34	27,99	48,38	18,20
jun-18	18,79	32,08	14,26	jun-22	22,21	38,50	17,23	jun-26	21,45	37,38	16,17	jun-30	24,57	42,50	17,26	jun-34	28,04	48,47	18,23
jul-18	18,86	32,21	14,31	jul-22	22,17	38,43	17,20	jul-26	21,47	37,42	16,18	jul-30	24,69	42,71	17,34	jul-34	28,09	48,56	18,26
ago-18	18,94	32,33	14,36	ago-22	22,13	38,35	17,17	ago-26	21,50	37,46	16,20	ago-30	24,81	42,93	17,42	ago-34	28,15	48,66	18,30
sep-18	19,01	32,46	14,41	sep-22	22,09	38,28	17,14	sep-26	21,52	37,50	16,22	sep-30	24,93	43,14	17,50	sep-34	28,20	48,75	18,33
oct-18	19,08	32,59	14,46	oct-22	22,05	38,20	17,10	oct-26	21,54	37,54	16,23	oct-30	25,05	43,35	17,58	oct-34	28,25	48,85	18,36
nov-18	19,15	32,72	14,52	nov-22	22,01	38,13	17,07	nov-26	21,56	37,58	16,25	nov-30	25,17	43,57	17,67	nov-34	28,31	48,95	18,40
dic-18	19,23	32,85	14,58	dic-22	21,97	38,05	17,04	dic-26	21,59	37,62	16,27	dic-30	25,29	43,79	17,75	dic-34	28,37	49,05	18,44
ene-19	19,35	33,00	14,77	ene-23	21,88	37,68	16,78	ene-27	21,62	37,65	16,15	ene-31	25,35	43,72	17,52	ene-35	28,41	48,48	18,09
feb-19	19,50	33,26	14,89	feb-23	21,82	37,56	16,74	feb-27	21,68	37,74	16,20	feb-31	25,45	43,87	17,58	feb-35	28,48	48,60	18,14
mar-19	19,63	33,49	14,98	mar-23	21,74	37,43	16,68	mar-27	21,71	37,81	16,22	mar-31	25,52	44,00	17,63	mar-35	28,53	48,69	18,17
abr-19	19,76	33,73	15,08	abr-23	21,66	37,29	16,62	abr-27	21,76	37,89	16,25	abr-31	25,59	44,13	17,68	abr-35	28,58	48,78	18,20
may-19	19,90	33,97	15,18	may-23	21,59	37,15	16,56	may-27	21,79	37,96	16,28	may-31	25,66	44,26	17,72	may-35	28,63	48,87	18,23
jun-19	20,06	34,24	15,31	jun-23	21,51	37,01	16,51	jun-27	21,83	38,04	16,31	jun-31	25,73	44,39	17,77	jun-35	28,68	48,96	18,26
jul-19	20,20	34,49	15,41	jul-23	21,43	36,88	16,45	jul-27	21,88	38,11	16,34	jul-31	25,81	44,52	17,82	jul-35	28,73	49,05	18,29
ago-19	20,34	34,74	15,51	ago-23	21,36	36,75	16,40	ago-27	21,92	38,19	16,37	ago-31	25,88	44,66	17,87	ago-35	28,79	49,15	18,32
sep-19	20,48	34,99	15,62	sep-23	21,29	36,62	16,34	sep-27	21,96	38,27	16,40	sep-31	25,96	44,79	17,92	sep-35	28,84	49,24	18,36
oct-19	20,62	35,24	15,72	oct-23	21,21	36,49	16,29	oct-27	22,01	38,35	16,43	oct-31	26,03	44,92	17,97	oct-35	28,89	49,33	18,39
nov-19	20,77	35,50	15,83	nov-23	21,14	36,36	16,24	nov-27	22,05	38,43	16,47	nov-31	26,11	45,06	18,02	nov-35	28,95	49,43	18,42
dic-19	20,92	35,76	15,94	dic-23	21,07	36,23	16,18	dic-27	22,10	38,51	16,50	dic-31	26,19	45,20	18,08	dic-35	29,01	49,53	18,46

C. ANEXOS FUEL OIL

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termobarraquilla			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termobarraquilla			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termobarraquilla			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termobarraquilla			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termobarraquilla		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
	ene-16	9,37	14,14		6,56	ene-20	14,55		24,84	11,31	ene-24		14,58	25,05	11,22		ene-28	15,32	26,32
feb-16	9,33	14,06	6,54	feb-20	14,65	25,01	11,38	feb-24	14,60	25,09	11,24	feb-28	15,39	26,44	11,34	feb-32	18,18	31,73	12,26
mar-16	9,13	13,74	6,41	mar-20	14,74	25,18	11,45	mar-24	14,62	25,11	11,25	mar-28	15,45	26,54	11,38	mar-32	18,22	31,80	12,28
abr-16	8,90	13,38	6,26	abr-20	14,83	25,34	11,52	abr-24	14,63	25,14	11,26	abr-28	15,50	26,64	11,42	abr-32	18,26	31,88	12,31
may-16	9,16	13,80	6,43	may-20	14,92	25,51	11,59	may-24	14,64	25,16	11,27	may-28	15,56	26,74	11,46	may-32	18,30	31,96	12,34
jun-16	9,48	14,28	6,64	jun-20	15,04	25,70	11,69	jun-24	14,65	25,18	11,28	jun-28	15,62	26,84	11,50	jun-32	18,35	32,03	12,36
jul-16	9,40	14,16	6,59	jul-20	15,14	25,87	11,76	jul-24	14,67	25,21	11,29	jul-28	15,68	26,95	11,54	jul-32	18,39	32,11	12,39
ago-16	9,87	14,91	6,90	ago-20	15,23	26,04	11,83	ago-24	14,68	25,24	11,30	ago-28	15,74	27,06	11,58	ago-32	18,43	32,19	12,42
sep-16	9,81	14,81	6,86	sep-20	15,33	26,22	11,90	sep-24	14,70	25,26	11,31	sep-28	15,80	27,16	11,63	sep-32	18,48	32,28	12,45
oct-16	9,65	14,56	6,76	oct-20	15,43	26,39	11,98	oct-24	14,71	25,29	11,32	oct-28	15,85	27,27	11,67	oct-32	18,52	32,35	12,48
nov-16	9,91	14,96	6,92	nov-20	15,53	26,57	12,05	nov-24	14,73	25,32	11,33	nov-28	15,92	27,38	11,71	nov-32	18,57	32,44	12,51
dic-16	9,95	15,03	6,95	dic-20	15,63	26,74	12,13	dic-24	14,75	25,35	11,34	dic-28	15,98	27,48	11,76	dic-32	18,61	32,52	12,54
ene-17	9,73	16,32	7,43	ene-21	15,61	26,81	12,13	ene-25	14,74	25,29	11,24	ene-29	16,01	27,63	11,58	ene-33	18,65	32,73	12,44
feb-17	10,04	16,86	7,66	feb-21	15,61	26,80	12,14	feb-25	14,75	25,30	11,25	feb-29	16,07	27,72	11,62	feb-33	18,70	32,82	12,47
mar-17	9,97	16,75	7,61	mar-21	15,60	26,79	12,13	mar-25	14,75	25,30	11,25	mar-29	16,11	27,80	11,65	mar-33	18,75	32,90	12,50
abr-17	9,92	16,66	7,57	abr-21	15,60	26,77	12,12	abr-25	14,75	25,30	11,25	abr-29	16,15	27,88	11,67	abr-33	18,79	32,98	12,53
may-17	10,37	17,47	7,90	may-21	15,59	26,76	12,12	may-25	14,74	25,30	11,25	may-29	16,19	27,95	11,70	may-33	18,83	33,05	12,55
jun-17	10,76	18,13	8,19	jun-21	15,58	26,74	12,11	jun-25	14,74	25,29	11,25	jun-29	16,23	28,03	11,73	jun-33	18,87	33,13	12,58
jul-17	10,96	18,48	8,34	jul-21	15,57	26,73	12,10	jul-25	14,74	25,29	11,25	jul-29	16,28	28,11	11,76	jul-33	18,92	33,21	12,61
ago-17	11,53	19,50	8,76	ago-21	15,56	26,72	12,10	ago-25	14,74	25,29	11,25	ago-29	16,32	28,19	11,79	ago-33	18,96	33,29	12,64
sep-17	11,64	19,70	8,84	sep-21	15,56	26,71	12,09	sep-25	14,74	25,30	11,25	sep-29	16,37	28,27	11,83	sep-33	19,01	33,37	12,67
oct-17	11,80	19,98	8,95	oct-21	15,55	26,69	12,09	oct-25	14,74	25,29	11,25	oct-29	16,41	28,35	11,86	oct-33	19,05	33,45	12,69
nov-17	12,30	20,86	9,31	nov-21	15,54	26,68	12,08	nov-25	14,75	25,30	11,25	nov-29	16,46	28,43	11,89	nov-33	19,10	33,54	12,72
dic-17	12,69	21,56	9,60	dic-21	15,54	26,67	12,08	dic-25	14,75	25,30	11,25	dic-29	16,50	28,51	11,92	dic-33	19,14	33,62	12,75
ene-18	12,73	21,94	9,73	ene-22	15,50	26,69	12,07	ene-26	14,75	25,38	11,15	ene-30	16,58	28,59	11,77	ene-34	19,17	33,70	12,47
feb-18	12,79	22,03	9,77	feb-22	15,48	26,64	12,05	feb-26	14,78	25,42	11,17	feb-30	16,66	28,75	11,83	feb-34	19,22	33,77	12,51
mar-18	12,83	22,12	9,81	mar-22	15,45	26,59	12,03	mar-26	14,79	25,44	11,18	mar-30	16,74	28,89	11,88	mar-34	19,25	33,84	12,53
abr-18	12,88	22,20	9,84	abr-22	15,42	26,53	12,01	abr-26	14,80	25,47	11,19	abr-30	16,82	29,03	11,94	abr-34	19,29	33,90	12,55
may-18	12,93	22,29	9,87	may-22	15,39	26,48	11,98	may-26	14,82	25,49	11,20	may-30	16,90	29,17	11,99	may-34	19,32	33,97	12,57
jun-18	13,00	22,40	9,93	jun-22	15,36	26,43	11,96	jun-26	14,83	25,52	11,21	jun-30	16,98	29,31	12,04	jun-34	19,36	34,03	12,59
jul-18	13,05	22,48	9,97	jul-22	15,33	26,37	11,94	jul-26	14,85	25,54	11,22	jul-30	17,06	29,45	12,10	jul-34	19,40	34,10	12,61
ago-18	13,10	22,57	10,00	ago-22	15,30	26,32	11,91	ago-26	14,86	25,57	11,23	ago-30	17,14	29,60	12,15	ago-34	19,43	34,17	12,64
sep-18	13,14	22,66	10,04	sep-22	15,27	26,27	11,89	sep-26	14,88	25,60	11,24	sep-30	17,22	29,75	12,21	sep-34	19,47	34,23	12,66
oct-18	13,19	22,75	10,08	oct-22	15,24	26,22	11,87	oct-26	14,89	25,62	11,25	oct-30	17,30	29,89	12,27	oct-34	19,51	34,30	12,68
nov-18	13,24	22,84	10,11	nov-22	15,21	26,17	11,85	nov-26	14,91	25,65	11,26	nov-30	17,39	30,04	12,32	nov-34	19,54	34,37	12,71
dic-18	13,30	22,93	10,15	dic-22	15,19	26,12	11,83	dic-26	14,92	25,68	11,27	dic-30	17,47	30,19	12,38	dic-34	19,58	34,44	12,73
ene-19	13,38	22,98	10,41	ene-23	15,13	25,95	11,73	ene-27	14,94	25,80	11,20	ene-31	17,51	30,70	12,16	ene-35	19,61	34,38	12,46
feb-19	13,48	23,15	10,48	feb-23	15,08	25,86	11,70	feb-27	14,98	25,86	11,23	feb-31	17,57	30,87	12,21	feb-35	19,66	34,46	12,49
mar-19	13,57	23,32	10,55	mar-23	15,03	25,77	11,66	mar-27	15,01	25,91	11,25	mar-31	17,62	30,89	12,24	mar-35	19,69	34,52	12,51
abr-19	13,66	23,49	10,62	abr-23	14,98	25,68	11,62	abr-27	15,04	25,96	11,27	abr-31	17,67	30,98	12,27	abr-35	19,73	34,59	12,53
may-19	13,76	23,65	10,69	may-23	14,92	25,58	11,58	may-27	15,07	26,01	11,29	may-31	17,72	31,07	12,30	may-35	19,76	34,65	12,55
jun-19	13,87	23,85	10,78	jun-23	14,87	25,49	11,54	jun-27	15,09	26,06	11,31	jun-31	17,77	31,16	12,34	jun-35	19,80	34,72	12,57
jul-19	13,97	24,02	10,86	jul-23	14,82	25,40	11,50	jul-27	15,12	26,12	11,33	jul-31	17,82	31,26	12,37	jul-35	19,84	34,78	12,60
ago-19	14,07	24,19	10,93	ago-23	14,77	25,31	11,46	ago-27	15,15	26,17	11,36	ago-31	17,88	31,35	12,41	ago-35	19,87	34,85	12,62
sep-19	14,16	24,37	11,00	sep-23	14,72	25,22	11,42	sep-27	15,18	26,22	11,38	sep-31	17,93	31,45	12,44	sep-35	19,91	34,92	12,64
oct-19	14,26	24,54	11,07	oct-23	14,67	25,13	11,38	oct-27	15,21	26,28	11,40	oct-31	17,98	31,54	12,47	oct-35	19,95	34,98	12,66
nov-19	14,36	24,72	11,15	nov-23	14,62	25,04	11,35	nov-27	15,24	26,33	11,42	nov-31	18,03	31,63	12,51	nov-35	19,98	35,05	12,69
dic-19	14,46	24,90	11,23	dic-23	14,57	24,95	11,31	dic-27	15,27	26,39	11,44	dic-31	18,09	31,73	12,55	dic-35	20,02	35,12	12,71

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocartagena			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocartagena			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocartagena			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocartagena			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocartagena		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-16	9,29	14,14	6,56	ene-20	14,46	24,76	11,22	ene-24	14,50	24,97	11,14	ene-28	15,24	26,24	11,21	ene-32	18,04	31,55	12,14
feb-16	9,25	14,06	6,54	feb-20	14,56	24,93	11,30	feb-24	14,52	25,00	11,15	feb-28	15,31	26,35	11,26	feb-32	18,09	31,64	12,17
mar-16	9,05	13,74	6,41	mar-20	14,65	25,09	11,37	mar-24	14,53	25,03	11,16	mar-28	15,36	26,45	11,30	mar-32	18,13	31,72	12,20
abr-16	8,82	13,38	6,26	abr-20	14,75	25,26	11,44	abr-24	14,55	25,05	11,17	abr-28	15,42	26,56	11,34	abr-32	18,18	31,80	12,23
may-16	9,08	13,80	6,43	may-20	14,84	25,43	11,51	may-24	14,56	25,08	11,18	may-28	15,48	26,66	11,38	may-32	18,22	31,87	12,25
jun-16	9,40	14,28	6,64	jun-20	14,96	25,62	11,60	jun-24	14,57	25,10	11,19	jun-28	15,53	26,76	11,42	jun-32	18,26	31,95	12,28
jul-16	9,32	14,16	6,59	jul-20	15,05	25,79	11,68	jul-24	14,59	25,13	11,20	jul-28	15,59	26,87	11,46	jul-32	18,31	32,03	12,31
ago-16	9,79	14,91	6,90	ago-20	15,15	25,96	11,75	ago-24	14,60	25,16	11,21	ago-28	15,65	26,97	11,50	ago-32	18,35	32,11	12,34
sep-16	9,73	14,81	6,86	sep-20	15,25	26,13	11,82	sep-24	14,62	25,18	11,23	sep-28	15,71	27,08	11,54	sep-32	18,40	32,19	12,37
oct-16	9,57	14,56	6,76	oct-20	15,34	26,31	11,89	oct-24	14,63	25,21	11,24	oct-28	15,77	27,19	11,59	oct-32	18,44	32,27	12,40
nov-16	9,83	14,96	6,92	nov-20	15,44	26,48	11,97	nov-24	14,65	25,24	11,25	nov-28	15,83	27,29	11,63	nov-32	18,49	32,35	12,43
dic-16	9,87	15,03	6,95	dic-20	15,54	26,66	12,05	dic-24	14,66	25,26	11,26	dic-28	15,89	27,40	11,67	dic-32	18,53	32,43	12,46
ene-17	9,65	16,32	7,43	ene-21	15,53	26,72	12,05	ene-25	14,66	25,21	11,16	ene-29	15,93	27,55	11,50	ene-33	18,57	32,65	12,35
feb-17	9,95	16,86	7,66	feb-21	15,53	26,72	12,05	feb-25	14,67	25,22	11,17	feb-29	15,98	27,64	11,53	feb-33	18,62	32,74	12,39
mar-17	9,89	16,75	7,61	mar-21	15,52	26,70	12,05	mar-25	14,66	25,21	11,17	mar-29	16,02	27,71	11,56	mar-33	18,66	32,82	12,42
abr-17	9,84	16,66	7,57	abr-21	15,51	26,69	12,04	abr-25	14,66	25,21	11,17	abr-29	16,07	27,79	11,59	abr-33	18,71	32,89	12,44
may-17	10,29	17,47	7,90	may-21	15,50	26,67	12,03	may-25	14,66	25,21	11,17	may-29	16,11	27,87	11,62	may-33	18,75	32,97	12,47
jun-17	10,68	18,13	8,19	jun-21	15,50	26,66	12,03	jun-25	14,66	25,21	11,16	jun-29	16,15	27,95	11,65	jun-33	18,79	33,05	12,50
jul-17	10,88	18,48	8,34	jul-21	15,49	26,65	12,02	jul-25	14,66	25,21	11,16	jul-29	16,20	28,03	11,68	jul-33	18,83	33,13	12,53
ago-17	11,45	19,50	8,76	ago-21	15,48	26,63	12,02	ago-25	14,66	25,21	11,17	ago-29	16,24	28,11	11,71	ago-33	18,88	33,21	12,55
sep-17	11,56	19,70	8,84	sep-21	15,48	26,62	12,01	sep-25	14,66	25,21	11,17	sep-29	16,29	28,18	11,74	sep-33	18,92	33,29	12,58
oct-17	11,72	19,98	8,95	oct-21	15,47	26,61	12,00	oct-25	14,66	25,21	11,16	oct-29	16,33	28,26	11,77	oct-33	18,97	33,37	12,61
nov-17	12,21	20,86	9,31	nov-21	15,46	26,60	12,00	nov-25	14,66	25,21	11,17	nov-29	16,37	28,35	11,81	nov-33	19,01	33,45	12,64
dic-17	12,61	21,56	9,60	dic-21	15,46	26,59	12,00	dic-25	14,66	25,21	11,17	dic-29	16,42	28,43	11,84	dic-33	19,06	33,53	12,67
ene-18	12,65	21,94	9,73	ene-22	15,42	26,60	11,98	ene-26	14,67	25,30	11,07	ene-30	16,49	28,51	11,69	ene-34	19,09	33,61	12,39
feb-18	12,70	22,03	9,77	feb-22	15,40	26,56	11,97	feb-26	14,69	25,33	11,09	feb-30	16,58	28,66	11,75	feb-34	19,13	33,69	12,42
mar-18	12,75	22,12	9,81	mar-22	15,37	26,50	11,95	mar-26	14,71	25,36	11,09	mar-30	16,66	28,80	11,80	mar-34	19,17	33,75	12,44
abr-18	12,80	22,20	9,84	abr-22	15,34	26,45	11,92	abr-26	14,72	25,38	11,10	abr-30	16,74	28,94	11,85	abr-34	19,21	33,82	12,47
may-18	12,84	22,29	9,87	may-22	15,31	26,40	11,90	may-26	14,73	25,41	11,11	may-30	16,81	29,09	11,91	may-34	19,24	33,88	12,49
jun-18	12,91	22,40	9,93	jun-22	15,27	26,34	11,88	jun-26	14,75	25,43	11,12	jun-30	16,89	29,23	11,96	jun-34	19,28	33,95	12,51
jul-18	12,96	22,48	9,97	jul-22	15,25	26,29	11,85	jul-26	14,76	25,46	11,13	jul-30	16,97	29,37	12,02	jul-34	19,31	34,02	12,53
ago-18	13,01	22,57	10,00	ago-22	15,22	26,24	11,83	ago-26	14,78	25,49	11,15	ago-30	17,06	29,52	12,07	ago-34	19,35	34,08	12,55
sep-18	13,06	22,66	10,04	sep-22	15,19	26,19	11,81	sep-26	14,79	25,51	11,16	sep-30	17,14	29,66	12,13	sep-34	19,39	34,15	12,58
oct-18	13,11	22,75	10,08	oct-22	15,16	26,13	11,79	oct-26	14,81	25,54	11,17	oct-30	17,22	29,81	12,18	oct-34	19,42	34,22	12,60
nov-18	13,16	22,84	10,11	nov-22	15,13	26,08	11,77	nov-26	14,82	25,57	11,18	nov-30	17,30	29,96	12,24	nov-34	19,46	34,29	12,62
dic-18	13,21	22,93	10,15	dic-22	15,10	26,03	11,75	dic-26	14,84	25,59	11,19	dic-30	17,39	30,11	12,30	dic-34	19,50	34,35	12,65
ene-19	13,30	22,98	10,41	ene-23	15,05	25,87	11,65	ene-27	14,86	25,72	11,12	ene-31	17,43	30,62	12,08	ene-35	19,53	34,30	12,38
feb-19	13,40	23,15	10,48	feb-23	15,00	25,78	11,61	feb-27	14,90	25,78	11,15	feb-31	17,49	30,72	12,12	feb-35	19,58	34,37	12,41
mar-19	13,49	23,32	10,55	mar-23	14,95	25,69	11,57	mar-27	14,93	25,83	11,17	mar-31	17,54	30,81	12,15	mar-35	19,61	34,44	12,43
abr-19	13,58	23,49	10,62	abr-23	14,89	25,59	11,53	abr-27	14,95	25,88	11,19	abr-31	17,59	30,90	12,19	abr-35	19,65	34,50	12,45
may-19	13,67	23,65	10,69	may-23	14,84	25,50	11,49	may-27	14,98	25,93	11,21	may-31	17,64	30,99	12,22	may-35	19,68	34,57	12,47
jun-19	13,79	23,85	10,78	jun-23	14,79	25,41	11,45	jun-27	15,01	25,98	11,23	jun-31	17,69	31,08	12,25	jun-35	19,72	34,63	12,49
jul-19	13,89	24,02	10,86	jul-23	14,74	25,32	11,42	jul-27	15,04	26,03	11,25	jul-31	17,74	31,17	12,29	jul-35	19,75	34,70	12,51
ago-19	13,98	24,19	10,93	ago-23	14,69	25,22	11,38	ago-27	15,07	26,09	11,27	ago-31	17,79	31,27	12,32	ago-35	19,79	34,77	12,54
sep-19	14,08	24,37	11,00	sep-23	14,64	25,13	11,34	sep-27	15,10	26,14	11,29	sep-31	17,85	31,36	12,36	sep-35	19,83	34,83	12,56
oct-19	14,18	24,54	11,07	oct-23	14,59	25,04	11,30	oct-27	15,13	26,19	11,32	oct-31	17,90	31,46	12,39	oct-35	19,86	34,90	12,58
nov-19	14,28	24,72	11,15	nov-23	14,54	24,95	11,27	nov-27	15,16	26,25	11,34	nov-31	17,95	31,55	12,43	nov-35	19,90	34,97	12,61
dic-19	14,38	24,90	11,23	dic-23	14,49	24,87	11,23	dic-27	15,19	26,30	11,36	dic-31	18,00	31,65	12,46	dic-35	19,94	35,04	12,63

D. ANEXOS DIÉSEL

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoflores			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoflores			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoflores			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoflores			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoflores		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-16	14,09	14,64	14,09	ene-20	17,96	25,64	15,57	ene-24	17,63	25,52	15,01	ene-28	17,65	26,10	14,58	ene-32	19,04	28,65	14,81
feb-16	14,00	15,06	13,98	feb-20	18,09	25,81	15,69	feb-24	17,63	25,53	15,01	feb-28	17,69	26,16	14,61	feb-32	19,07	28,68	14,83
mar-16	14,23	15,32	13,69	mar-20	18,12	25,87	15,71	mar-24	17,61	25,52	14,99	mar-28	17,70	26,19	14,61	mar-32	19,07	28,71	14,83
abr-16	14,45	15,61	13,43	abr-20	18,18	25,96	15,75	abr-24	17,62	25,53	14,99	abr-28	17,73	26,25	14,64	abr-32	19,09	28,74	14,84
may-16	14,66	15,88	13,17	may-20	18,21	26,04	15,78	may-24	17,60	25,52	14,98	may-28	17,75	26,29	14,65	may-32	19,10	28,77	14,84
jun-16	14,68	16,21	12,95	jun-20	18,28	26,14	15,84	jun-24	17,60	25,52	14,97	jun-28	17,77	26,34	14,66	jun-32	19,12	28,80	14,85
jul-16	14,70	16,53	12,79	jul-20	18,34	26,24	15,89	jul-24	17,61	25,54	14,98	jul-28	17,81	26,40	14,69	jul-32	19,14	28,84	14,87
ago-16	14,77	16,87	12,85	ago-20	18,41	26,35	15,95	ago-24	17,62	25,56	14,99	ago-28	17,85	26,47	14,73	ago-32	19,17	28,89	14,89
sep-16	15,06	17,21	13,08	sep-20	18,48	26,45	16,00	sep-24	17,64	25,58	15,01	sep-28	17,90	26,53	14,76	sep-32	19,21	28,94	14,92
oct-16	15,07	17,55	13,09	oct-20	18,54	26,54	16,05	oct-24	17,64	25,59	15,01	oct-28	17,93	26,59	14,78	oct-32	19,23	28,98	14,93
nov-16	15,08	17,93	13,10	nov-20	18,62	26,66	16,12	nov-24	17,67	25,62	15,03	nov-28	17,98	26,66	14,83	nov-32	19,27	29,04	14,97
dic-16	15,17	18,32	13,18	dic-20	18,70	26,78	16,19	dic-24	17,69	25,65	15,05	dic-28	18,03	26,74	14,87	dic-32	19,31	29,09	15,00
ene-17	15,16	18,61	13,11	ene-21	18,68	26,89	16,11	ene-25	17,63	25,67	14,96	ene-29	18,01	26,76	14,67	ene-33	19,27	29,17	14,78
feb-17	14,97	19,07	12,97	feb-21	18,67	26,88	16,10	feb-25	17,62	25,66	14,96	feb-29	18,03	26,80	14,68	feb-33	19,30	29,21	14,79
mar-17	15,19	19,44	13,14	mar-21	18,64	26,84	16,07	mar-25	17,60	25,63	14,93	mar-29	18,03	26,82	14,68	mar-33	19,30	29,23	14,79
abr-17	15,40	19,84	13,31	abr-21	18,62	26,82	16,05	abr-25	17,59	25,63	14,92	abr-29	18,06	26,86	14,70	abr-33	19,32	29,27	14,81
may-17	15,43	20,24	13,33	may-21	18,59	26,79	16,02	may-25	17,57	25,61	14,90	may-29	18,07	26,89	14,70	may-33	19,33	29,30	14,81
jun-17	15,60	20,70	13,47	jun-21	18,57	26,77	16,00	jun-25	17,55	25,59	14,89	jun-29	18,08	26,92	14,71	jun-33	19,35	29,33	14,81
jul-17	15,69	21,14	13,54	jul-21	18,57	26,76	16,00	jul-25	17,55	25,59	14,89	jul-29	18,11	26,97	14,73	jul-33	19,37	29,37	14,83
ago-17	15,98	21,61	13,78	ago-21	18,57	26,76	16,00	ago-25	17,56	25,60	14,89	ago-29	18,14	27,02	14,75	ago-33	19,41	29,42	14,86
sep-17	16,22	22,09	13,97	sep-21	18,57	26,76	16,01	sep-25	17,57	25,60	14,90	sep-29	18,17	27,07	14,78	sep-33	19,44	29,47	14,88
oct-17	16,30	22,52	14,03	oct-21	18,56	26,74	15,99	oct-25	17,56	25,60	14,89	oct-29	18,20	27,11	14,80	oct-33	19,46	29,50	14,89
nov-17	16,56	22,92	14,25	nov-21	18,58	26,76	16,01	nov-25	17,58	25,61	14,91	nov-29	18,24	27,17	14,83	nov-33	19,50	29,56	14,93
dic-17	16,72	23,15	14,38	dic-21	18,59	26,77	16,02	dic-25	17,59	25,63	14,93	dic-29	18,28	27,23	14,87	dic-33	19,54	29,62	14,96
ene-18	16,82	23,58	14,50	ene-22	18,50	26,60	15,87	ene-26	17,52	25,59	14,79	ene-30	18,24	27,27	14,66	ene-34	19,50	29,58	14,67
feb-18	16,92	23,79	14,60	feb-22	18,47	26,57	15,85	feb-26	17,52	25,60	14,79	feb-30	18,29	27,35	14,69	feb-34	19,52	29,61	14,68
mar-18	16,93	23,81	14,59	mar-22	18,43	26,51	15,81	mar-26	17,51	25,59	14,78	mar-30	18,32	27,40	14,70	mar-34	19,52	29,62	14,67
abr-18	16,96	23,86	14,61	abr-22	18,40	26,47	15,78	abr-26	17,51	25,60	14,78	abr-30	18,36	27,49	14,74	abr-34	19,54	29,66	14,68
may-18	16,96	23,89	14,62	may-22	18,36	26,42	15,74	may-26	17,50	25,59	14,76	may-30	18,39	27,55	14,76	may-34	19,55	29,67	14,68
jun-18	17,00	23,95	14,65	jun-22	18,32	26,37	15,71	jun-26	17,49	25,59	14,76	jun-30	18,43	27,62	14,78	jun-34	19,56	29,70	14,68
jul-18	17,04	24,00	14,68	jul-22	18,30	26,34	15,70	jul-26	17,50	25,61	14,76	jul-30	18,48	27,70	14,82	jul-34	19,58	29,73	14,70
ago-18	17,08	24,06	14,71	ago-22	18,29	26,32	15,69	ago-26	17,52	25,63	14,78	ago-30	18,54	27,78	14,86	ago-34	19,61	29,77	14,72
sep-18	17,12	24,12	14,74	sep-22	18,28	26,29	15,68	sep-26	17,54	25,65	14,79	sep-30	18,59	27,87	14,91	sep-34	19,63	29,81	14,74
oct-18	17,14	24,16	14,76	oct-22	18,25	26,25	15,65	oct-26	17,54	25,66	14,79	oct-30	18,64	27,95	14,94	oct-34	19,65	29,84	14,75
nov-18	17,20	24,24	14,81	nov-22	18,25	26,24	15,66	nov-26	17,56	25,69	14,82	nov-30	18,70	28,05	14,99	nov-34	19,68	29,89	14,78
dic-18	17,25	24,31	14,85	dic-22	18,25	26,23	15,66	dic-26	17,59	25,72	14,84	dic-30	18,77	28,14	15,04	dic-34	19,72	29,94	14,81
ene-19	17,20	24,39	14,87	ene-23	18,15	26,10	15,49	ene-27	17,53	25,73	14,88	ene-31	18,76	28,12	14,86	ene-35	19,68	29,80	14,58
feb-19	17,34	24,56	15,00	feb-23	18,11	26,04	15,45	feb-27	17,54	25,76	14,69	feb-31	18,78	28,17	14,88	feb-35	19,70	29,83	14,60
mar-19	17,37	24,63	15,02	mar-23	18,05	25,96	15,40	mar-27	17,54	25,76	14,68	mar-31	18,79	28,20	14,88	mar-35	19,70	29,85	14,59
abr-19	17,43	24,73	15,07	abr-23	18,00	25,89	15,36	abr-27	17,55	25,79	14,69	abr-31	18,82	28,24	14,90	abr-35	19,72	29,88	14,60
may-19	17,47	24,81	15,09	may-23	17,95	25,82	15,31	may-27	17,55	25,80	14,68	may-31	18,83	28,28	14,90	may-35	19,72	29,90	14,60
jun-19	17,54	24,91	15,15	jun-23	17,90	25,75	15,27	jun-27	17,55	25,82	14,68	jun-31	18,85	28,32	14,92	jun-35	19,74	29,92	14,60
jul-19	17,60	25,01	15,21	jul-23	17,87	25,70	15,24	jul-27	17,57	25,85	14,70	jul-31	18,88	28,37	14,94	jul-35	19,76	29,96	14,62
ago-19	17,68	25,12	15,27	ago-23	17,84	25,65	15,22	ago-27	17,60	25,88	14,72	ago-31	18,92	28,42	14,97	ago-35	19,78	30,00	14,64
sep-19	17,75	25,23	15,32	sep-23	17,81	25,60	15,20	sep-27	17,62	25,92	14,74	sep-31	18,96	28,48	15,00	sep-35	19,81	30,04	14,66
oct-19	17,80	25,32	15,37	oct-23	17,77	25,54	15,17	oct-27	17,63	25,94	14,75	oct-31	18,98	28,52	15,01	oct-35	19,83	30,06	14,67
nov-19	17,89	25,45	15,44	nov-23	17,76	25,51	15,16	nov-27	17,67	25,99	14,78	nov-31	19,03	28,59	15,05	nov-35	19,86	30,11	14,70
dic-19	17,97	25,57	15,51	dic-23	17,74	25,47	15,15	dic-27	17,70	26,04	14,81	dic-31	19,07	28,65	15,09	dic-35	19,89	30,16	14,72

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocandelaria			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocandelaria			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocandelaria			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocandelaria			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termocandelaria		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
	ene-16	14,01	14,55		14,01	ene-20	17,87		25,55	15,48	ene-24		17,54	25,43	14,92		ene-28	17,56	26,01
feb-16	13,91	14,97	13,89	feb-20	18,00	25,71	15,59	feb-24	17,54	25,44	14,92	feb-28	17,59	26,07	14,52	feb-32	18,97	28,59	14,74
mar-16	14,14	15,23	13,60	mar-20	18,03	25,78	15,62	mar-24	17,52	25,43	14,90	mar-28	17,61	26,10	14,52	mar-32	18,98	28,61	14,74
abr-16	14,36	15,51	13,34	abr-20	18,08	25,87	15,66	abr-24	17,52	25,44	14,90	abr-28	17,64	26,16	14,54	abr-32	19,00	28,65	14,75
may-16	14,57	15,79	13,08	may-20	18,12	25,94	15,69	may-24	17,51	25,43	14,89	may-28	17,66	26,20	14,55	may-32	19,01	28,68	14,75
jun-16	14,59	16,12	12,86	jun-20	18,19	26,05	15,75	jun-24	17,51	25,43	14,88	jun-28	17,68	26,25	14,57	jun-32	19,02	28,71	14,76
jul-16	14,61	16,44	12,70	jul-20	18,25	26,15	15,80	jul-24	17,52	25,45	14,89	jul-28	17,72	26,31	14,60	jul-32	19,05	28,75	14,78
ago-16	14,68	16,78	12,76	ago-20	18,32	26,26	15,85	ago-24	17,53	25,47	14,90	ago-28	17,76	26,37	14,63	ago-32	19,08	28,80	14,80
sep-16	14,96	17,12	12,99	sep-20	18,39	26,36	15,91	sep-24	17,55	25,49	14,91	sep-28	17,81	26,44	14,67	sep-32	19,11	28,85	14,83
oct-16	14,98	17,46	13,00	oct-20	18,45	26,45	15,96	oct-24	17,55	25,50	14,91	oct-28	17,84	26,49	14,69	oct-32	19,13	28,89	14,84
nov-16	14,99	17,84	13,01	nov-20	18,53	26,57	16,03	nov-24	17,58	25,53	14,94	nov-28	17,89	26,57	14,74	nov-32	19,16	28,94	14,88
dic-16	15,08	18,22	13,09	dic-20	18,61	26,69	16,10	dic-24	17,60	25,56	14,96	dic-28	17,94	26,65	14,78	dic-32	19,21	29,00	14,91
ene-17	15,07	18,52	13,02	ene-21	18,59	26,80	16,02	ene-25	17,54	25,58	14,87	ene-29	17,92	26,67	14,58	ene-33	19,18	29,08	14,69
feb-17	14,88	18,98	12,88	feb-21	18,58	26,78	16,00	feb-25	17,53	25,57	14,86	feb-29	17,94	26,71	14,59	feb-33	19,20	29,12	14,70
mar-17	15,09	19,35	13,05	mar-21	18,55	26,75	15,97	mar-25	17,51	25,54	14,84	mar-29	17,94	26,73	14,59	mar-33	19,21	29,14	14,70
abr-17	15,31	19,75	13,22	abr-21	18,53	26,73	15,96	abr-25	17,50	25,53	14,83	abr-29	17,96	26,77	14,60	abr-33	19,23	29,18	14,71
may-17	15,34	20,15	13,24	may-21	18,50	26,70	15,93	may-25	17,48	25,51	14,81	may-29	17,97	26,80	14,61	may-33	19,24	29,21	14,72
jun-17	15,51	20,61	13,38	jun-21	18,48	26,68	15,91	jun-25	17,46	25,50	14,80	jun-29	17,99	26,83	14,62	jun-33	19,26	29,24	14,72
jul-17	15,60	21,05	13,45	jul-21	18,48	26,67	15,91	jul-25	17,46	25,50	14,80	jul-29	18,02	26,88	14,64	jul-33	19,28	29,28	14,74
ago-17	15,89	21,52	13,69	ago-21	18,48	26,67	15,91	ago-25	17,47	25,51	14,80	ago-29	18,05	26,93	14,66	ago-33	19,31	29,33	14,77
sep-17	16,13	22,00	13,88	sep-21	18,48	26,67	15,92	sep-25	17,48	25,51	14,81	sep-29	18,08	26,98	14,69	sep-33	19,35	29,37	14,79
oct-17	16,21	22,43	13,94	oct-21	18,47	26,65	15,90	oct-25	17,47	25,50	14,80	oct-29	18,10	27,01	14,70	oct-33	19,37	29,41	14,80
nov-17	16,47	22,83	14,16	nov-21	18,48	26,67	15,92	nov-25	17,49	25,52	14,82	nov-29	18,15	27,08	14,74	nov-33	19,41	29,47	14,84
dic-17	16,63	23,06	14,29	dic-21	18,49	26,67	15,93	dic-25	17,50	25,54	14,83	dic-29	18,19	27,13	14,78	dic-33	19,44	29,52	14,87
ene-18	16,73	23,49	14,41	ene-22	18,41	26,51	15,78	ene-26	17,43	25,50	14,70	ene-30	18,15	27,18	14,57	ene-34	19,41	29,49	14,57
feb-18	16,83	23,70	14,50	feb-22	18,38	26,47	15,76	feb-26	17,43	25,50	14,70	feb-30	18,20	27,25	14,60	feb-34	19,43	29,52	14,58
mar-18	16,84	23,72	14,50	mar-22	18,34	26,42	15,71	mar-26	17,42	25,49	14,68	mar-30	18,22	27,31	14,61	mar-34	19,43	29,53	14,58
abr-18	16,86	23,77	14,52	abr-22	18,31	26,38	15,69	abr-26	17,42	25,50	14,68	abr-30	18,27	27,39	14,65	abr-34	19,45	29,56	14,59
may-18	16,87	23,80	14,52	may-22	18,27	26,32	15,65	may-26	17,41	25,50	14,67	may-30	18,30	27,45	14,66	may-34	19,45	29,58	14,59
jun-18	16,91	23,86	14,56	jun-22	18,23	26,28	15,62	jun-26	17,40	25,50	14,67	jun-30	18,34	27,53	14,69	jun-34	19,47	29,61	14,59
jul-18	16,95	23,91	14,58	jul-22	18,21	26,25	15,60	jul-26	17,41	25,52	14,67	jul-30	18,39	27,61	14,73	jul-34	19,49	29,64	14,61
ago-18	16,99	23,97	14,62	ago-22	18,20	26,22	15,60	ago-26	17,43	25,54	14,69	ago-30	18,45	27,69	14,77	ago-34	19,51	29,68	14,63
sep-18	17,03	24,03	14,65	sep-22	18,19	26,20	15,59	sep-26	17,44	25,56	14,70	sep-30	18,50	27,78	14,81	sep-34	19,54	29,72	14,65
oct-18	17,05	24,07	14,67	oct-22	18,16	26,16	15,56	oct-26	17,45	25,57	14,70	oct-30	18,55	27,85	14,85	oct-34	19,56	29,75	14,66
nov-18	17,11	24,15	14,72	nov-22	18,16	26,15	15,57	nov-26	17,47	25,60	14,73	nov-30	18,61	27,95	14,90	nov-34	19,59	29,80	14,69
dic-18	17,16	24,21	14,76	dic-22	18,16	26,14	15,57	dic-26	17,50	25,63	14,75	dic-30	18,68	28,05	14,95	dic-34	19,62	29,85	14,71
ene-19	17,11	24,30	14,78	ene-23	18,06	26,01	15,40	ene-27	17,44	25,64	14,59	ene-31	18,67	28,03	14,77	ene-35	19,59	29,71	14,49
feb-19	17,25	24,47	14,91	feb-23	18,02	25,95	15,36	feb-27	17,45	25,66	14,59	feb-31	18,69	28,08	14,79	feb-35	19,61	29,74	14,50
mar-19	17,28	24,54	14,93	mar-23	17,96	25,87	15,31	mar-27	17,44	25,67	14,59	mar-31	18,70	28,10	14,79	mar-35	19,61	29,76	14,50
abr-19	17,34	24,64	14,98	abr-23	17,91	25,80	15,27	abr-27	17,46	25,70	14,60	abr-31	18,73	28,15	14,81	abr-35	19,63	29,79	14,51
may-19	17,38	24,71	15,00	may-23	17,86	25,73	15,22	may-27	17,46	25,71	14,59	may-31	18,74	28,19	14,81	may-35	19,63	29,81	14,51
jun-19	17,45	24,82	15,06	jun-23	17,81	25,66	15,18	jun-27	17,46	25,73	14,59	jun-31	18,76	28,23	14,82	jun-35	19,64	29,83	14,51
jul-19	17,51	24,92	15,11	jul-23	17,77	25,61	15,15	jul-27	17,48	25,76	14,61	jul-31	18,79	28,28	14,85	jul-35	19,67	29,87	14,53
ago-19	17,59	25,03	15,17	ago-23	17,75	25,56	15,13	ago-27	17,51	25,79	14,63	ago-31	18,83	28,33	14,88	ago-35	19,69	29,91	14,55
sep-19	17,66	25,14	15,23	sep-23	17,72	25,51	15,11	sep-27	17,53	25,83	14,65	sep-31	18,87	28,39	14,90	sep-35	19,72	29,94	14,57
oct-19	17,71	25,23	15,28	oct-23	17,68	25,45	15,07	oct-27	17,54	25,85	14,66	oct-31	18,89	28,43	14,92	oct-35	19,73	29,97	14,57
nov-19	17,80	25,36	15,35	nov-23	17,66	25,42	15,07	nov-27	17,58	25,90	14,69	nov-31	18,94	28,50	14,96	nov-35	19,77	30,02	14,60
dic-19	17,88	25,48	15,42	dic-23	17,65	25,38	15,05	dic-27	17,61	25,94	14,72	dic-31	18,98	28,56	15,00	dic-35	19,80	30,07	14,63

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termosierra			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termosierra			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termosierra			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termosierra			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termosierra		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-16	14,56	15,10	14,56	ene-20	18,44	26,12	16,05	ene-24	18,11	26,01	15,49	ene-28	18,14	26,59	15,07	ene-32	19,53	29,13	15,30
feb-16	14,50	15,56	14,47	feb-20	18,58	26,30	16,18	feb-24	18,13	26,03	15,50	feb-28	18,18	26,65	15,10	feb-32	19,56	29,18	15,32
mar-16	14,72	15,81	14,19	mar-20	18,61	26,36	16,20	mar-24	18,11	26,01	15,48	mar-28	18,19	26,69	15,11	mar-32	19,56	29,20	15,32
abr-16	14,95	16,10	13,93	abr-20	18,67	26,46	16,24	abr-24	18,11	26,02	15,48	abr-28	18,22	26,74	15,13	abr-32	19,58	29,24	15,33
may-16	15,15	16,37	13,66	may-20	18,70	26,53	16,27	may-24	18,09	26,01	15,47	may-28	18,24	26,78	15,13	may-32	19,59	29,26	15,33
jun-16	15,17	16,70	13,44	jun-20	18,77	26,63	16,32	jun-24	18,09	26,01	15,46	jun-28	18,26	26,83	15,15	jun-32	19,60	29,29	15,34
jul-16	15,19	17,02	13,28	jul-20	18,83	26,73	16,37	jul-24	18,09	26,02	15,47	jul-28	18,30	26,89	15,18	jul-32	19,63	29,33	15,36
ago-16	15,26	17,36	13,33	ago-20	18,90	26,83	16,43	ago-24	18,11	26,05	15,48	ago-28	18,34	26,95	15,21	ago-32	19,66	29,38	15,38
sep-16	15,54	17,70	13,57	sep-20	18,97	26,94	16,49	sep-24	18,13	26,07	15,49	sep-28	18,39	27,02	15,25	sep-32	19,69	29,43	15,41
oct-16	15,56	18,04	13,58	oct-20	19,02	27,03	16,53	oct-24	18,13	26,08	15,49	oct-28	18,42	27,07	15,27	oct-32	19,71	29,46	15,42
nov-16	15,57	18,42	13,59	nov-20	19,11	27,15	16,61	nov-24	18,16	26,11	15,52	nov-28	18,47	27,15	15,32	nov-32	19,76	29,53	15,46
dic-16	15,66	18,81	13,67	dic-20	19,19	27,27	16,68	dic-24	18,19	26,14	15,55	dic-28	18,53	27,23	15,36	dic-32	19,80	29,58	15,49
ene-17	15,64	19,09	13,59	ene-21	19,17	27,37	16,59	ene-25	18,11	26,15	15,45	ene-29	18,49	27,25	15,15	ene-33	19,76	29,65	15,26
feb-17	15,46	19,57	13,47	feb-21	19,16	27,37	16,59	feb-25	18,12	26,15	15,45	feb-29	18,52	27,30	15,18	feb-33	19,79	29,71	15,29
mar-17	15,68	19,93	13,63	mar-21	19,13	27,33	16,56	mar-25	18,09	26,13	15,43	mar-29	18,53	27,32	15,17	mar-33	19,79	29,72	15,28
abr-17	15,90	20,33	13,80	abr-21	19,11	27,31	16,54	abr-25	18,08	26,12	15,42	abr-29	18,55	27,36	15,19	abr-33	19,81	29,76	15,30
may-17	15,92	20,73	13,82	may-21	19,08	27,28	16,51	may-25	18,06	26,09	15,39	may-29	18,55	27,38	15,19	may-33	19,82	29,79	15,30
jun-17	16,09	21,18	13,96	jun-21	19,06	27,26	16,49	jun-25	18,04	26,08	15,38	jun-29	18,57	27,41	15,19	jun-33	19,83	29,82	15,30
jul-17	16,18	21,63	14,03	jul-21	19,06	27,25	16,49	jul-25	18,04	26,08	15,38	jul-29	18,59	27,45	15,21	jul-33	19,86	29,86	15,32
ago-17	16,47	22,10	14,27	ago-21	19,06	27,25	16,49	ago-25	18,05	26,08	15,38	ago-29	18,63	27,51	15,24	ago-33	19,89	29,91	15,34
sep-17	16,71	22,58	14,46	sep-21	19,06	27,25	16,49	sep-25	18,06	26,09	15,39	sep-29	18,66	27,56	15,27	sep-33	19,92	29,95	15,37
oct-17	16,79	23,01	14,52	oct-21	19,05	27,23	16,48	oct-25	18,05	26,08	15,38	oct-29	18,68	27,59	15,28	oct-33	19,94	29,99	15,38
nov-17	17,05	23,41	14,74	nov-21	19,07	27,25	16,50	nov-25	18,07	26,10	15,40	nov-29	18,73	27,66	15,32	nov-33	19,99	30,05	15,42
dic-17	17,21	23,65	14,87	dic-21	19,08	27,26	16,51	dic-25	18,08	26,12	15,42	dic-29	18,77	27,72	15,36	dic-33	20,03	30,11	15,45
ene-18	17,31	24,07	14,98	ene-22	18,98	27,09	16,35	ene-26	18,00	26,07	15,27	ene-30	18,73	27,76	15,14	ene-34	19,99	30,06	15,15
feb-18	17,42	24,29	15,09	feb-22	18,97	27,06	16,34	feb-26	18,02	26,09	15,29	feb-30	18,78	27,84	15,18	feb-34	20,02	30,10	15,17
mar-18	17,42	24,31	15,09	mar-22	18,92	27,00	16,30	mar-26	18,00	26,08	15,27	mar-30	18,81	27,90	15,20	mar-34	20,02	30,12	15,16
abr-18	17,45	24,35	15,10	abr-22	18,89	26,96	16,27	abr-26	18,00	26,09	15,27	abr-30	18,85	27,98	15,23	abr-34	20,03	30,15	15,17
may-18	17,45	24,38	15,10	may-22	18,85	26,90	16,23	may-26	17,99	26,08	15,25	may-30	18,88	28,04	15,25	may-34	20,04	30,16	15,17
jun-18	17,49	24,44	15,14	jun-22	18,81	26,86	16,20	jun-26	17,98	26,08	15,24	jun-30	18,92	28,10	15,27	jun-34	20,04	30,19	15,17
jul-18	17,52	24,49	15,16	jul-22	18,79	26,83	16,18	jul-26	17,99	26,09	15,25	jul-30	18,97	28,18	15,31	jul-34	20,07	30,22	15,19
ago-18	17,57	24,55	15,20	ago-22	18,78	26,80	16,17	ago-26	18,01	26,12	15,27	ago-30	19,03	28,27	15,35	ago-34	20,09	30,26	15,21
sep-18	17,61	24,61	15,23	sep-22	18,77	26,78	16,17	sep-26	18,02	26,14	15,28	sep-30	19,08	28,36	15,39	sep-34	20,12	30,30	15,23
oct-18	17,63	24,65	15,25	oct-22	18,74	26,74	16,14	oct-26	18,03	26,14	15,28	oct-30	19,12	28,43	15,43	oct-34	20,14	30,33	15,24
nov-18	17,69	24,73	15,30	nov-22	18,74	26,73	16,15	nov-26	18,05	26,18	15,31	nov-30	19,19	28,53	15,48	nov-34	20,17	30,38	15,27
dic-18	17,74	24,80	15,35	dic-22	18,74	26,72	16,15	dic-26	18,08	26,21	15,33	dic-30	19,26	28,63	15,53	dic-34	20,21	30,43	15,30
ene-19	17,68	24,87	15,35	ene-23	18,63	26,58	15,97	ene-27	18,01	26,22	15,16	ene-31	19,24	28,61	15,34	ene-35	20,17	30,28	15,07
feb-19	17,83	25,06	15,49	feb-23	18,61	26,54	15,95	feb-27	18,04	26,25	15,18	feb-31	19,28	28,66	15,37	feb-35	20,20	30,33	15,09
mar-19	17,86	25,12	15,51	mar-23	18,54	26,45	15,89	mar-27	18,03	26,26	15,17	mar-31	19,28	28,69	15,37	mar-35	20,20	30,34	15,08
abr-19	17,92	25,22	15,56	abr-23	18,50	26,39	15,85	abr-27	18,04	26,28	15,18	abr-31	19,31	28,74	15,39	abr-35	20,21	30,37	15,09
may-19	17,96	25,29	15,58	may-23	18,44	26,31	15,80	may-27	18,04	26,29	15,17	may-31	19,32	28,77	15,39	may-35	20,21	30,39	15,09
jun-19	18,03	25,40	15,64	jun-23	18,39	26,24	15,76	jun-27	18,04	26,30	15,17	jun-31	19,34	28,80	15,40	jun-35	20,22	30,41	15,09
jul-19	18,09	25,50	15,69	jul-23	18,35	26,18	15,73	jul-27	18,06	26,33	15,19	jul-31	19,37	28,85	15,43	jul-35	20,24	30,44	15,10
ago-19	18,16	25,61	15,75	ago-23	18,33	26,14	15,71	ago-27	18,08	26,37	15,21	ago-31	19,41	28,91	15,45	ago-35	20,27	30,48	15,13
sep-19	18,24	25,72	15,81	sep-23	18,30	26,09	15,69	sep-27	18,11	26,41	15,23	sep-31	19,45	28,97	15,48	sep-35	20,30	30,52	15,15
oct-19	18,29	25,81	15,86	oct-23	18,26	26,03	15,65	oct-27	18,12	26,43	15,24	oct-31	19,47	29,01	15,50	oct-35	20,31	30,55	15,15
nov-19	18,38	25,94	15,93	nov-23	18,25	26,00	15,65	nov-27	18,16	26,48	15,27	nov-31	19,52	29,08	15,54	nov-35	20,35	30,60	15,18
dic-19	18,46	26,06	16,00	dic-23	18,23	25,96	15,64	dic-27	18,19	26,53	15,30	dic-31	19,56	29,14	15,58	dic-35	20,38	30,65	15,21

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoemcali			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoemcali			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoemcali			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termoemcali						
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	
ene-16	14,81	15,35	14,81	ene-20	18,70	26,38	16,31	ene-24	18,37	26,27	15,75	ene-28	18,40	26,85	15,33	ene-32	19,79	29,39	15,56
feb-16	14,76	15,82	14,74	feb-20	18,85	26,57	16,45	feb-24	18,39	26,29	15,77	feb-28	18,45	26,92	15,37	feb-32	19,83	29,45	15,59
mar-16	14,99	16,08	14,45	mar-20	18,88	26,63	16,47	mar-24	18,37	26,28	15,75	mar-28	18,46	26,95	15,37	mar-32	19,83	29,46	15,59
abr-16	15,21	16,36	14,19	abr-20	18,93	26,72	16,51	abr-24	18,37	26,28	15,75	abr-28	18,49	27,01	15,39	abr-32	19,85	29,50	15,60
may-16	15,41	16,64	13,92	may-20	18,96	26,79	16,53	may-24	18,36	26,27	15,73	may-28	18,50	27,04	15,40	may-32	19,85	29,52	15,60
jun-16	15,43	16,96	13,70	jun-20	19,03	26,89	16,59	jun-24	18,35	26,27	15,72	jun-28	18,52	27,09	15,41	jun-32	19,87	29,55	15,60
jul-16	15,45	17,28	13,54	jul-20	19,09	26,99	16,64	jul-24	18,36	26,29	15,73	jul-28	18,56	27,15	15,44	jul-32	19,89	29,59	15,62
ago-16	15,52	17,62	13,60	ago-20	19,16	27,10	16,70	ago-24	18,37	26,31	15,74	ago-28	18,60	27,22	15,48	ago-32	19,92	29,64	15,65
sep-16	15,81	17,97	13,83	sep-20	19,23	27,20	16,76	sep-24	18,39	26,33	15,76	sep-28	18,65	27,28	15,51	sep-32	19,96	29,69	15,67
oct-16	15,82	18,30	13,84	oct-20	19,29	27,29	16,80	oct-24	18,39	26,34	15,76	oct-28	18,68	27,34	15,53	oct-32	19,98	29,73	15,68
nov-16	15,83	18,69	13,85	nov-20	19,38	27,42	16,87	nov-24	18,42	26,38	15,79	nov-28	18,74	27,42	15,58	nov-32	20,02	29,79	15,72
dic-16	15,93	19,07	13,94	dic-20	19,46	27,53	16,94	dic-24	18,45	26,41	15,81	dic-28	18,79	27,49	15,63	dic-32	20,06	29,85	15,75
ene-17	15,90	19,35	13,85	ene-21	19,43	27,64	16,85	ene-25	18,37	26,41	15,71	ene-29	18,75	27,51	15,41	ene-33	20,02	29,91	15,52
feb-17	15,73	19,83	13,73	feb-21	19,43	27,64	16,86	feb-25	18,39	26,42	15,72	feb-29	18,79	27,56	15,44	feb-33	20,06	29,97	15,56
mar-17	15,94	20,20	13,90	mar-21	19,39	27,60	16,82	mar-25	18,36	26,39	15,69	mar-29	18,79	27,58	15,44	mar-33	20,06	29,99	15,55
abr-17	16,16	20,60	14,07	abr-21	19,38	27,58	16,81	abr-25	18,35	26,38	15,68	abr-29	18,81	27,62	15,45	abr-33	20,08	30,03	15,56
may-17	16,19	20,99	14,08	may-21	19,35	27,54	16,78	may-25	18,32	26,36	15,66	may-29	18,82	27,64	15,45	may-33	20,08	30,05	15,56
jun-17	16,35	21,45	14,22	jun-21	19,32	27,52	16,75	jun-25	18,30	26,34	15,64	jun-29	18,83	27,67	15,46	jun-33	20,10	30,08	15,56
jul-17	16,44	21,89	14,29	jul-21	19,32	27,51	16,75	jul-25	18,30	26,34	15,64	jul-29	18,86	27,72	15,48	jul-33	20,12	30,12	15,58
ago-17	16,73	22,36	14,53	ago-21	19,32	27,51	16,75	ago-25	18,31	26,35	15,65	ago-29	18,89	27,77	15,50	ago-33	20,16	30,17	15,61
sep-17	16,97	22,84	14,72	sep-21	19,32	27,51	16,76	sep-25	18,32	26,35	15,65	sep-29	18,93	27,82	15,53	sep-33	20,19	30,22	15,63
oct-17	17,05	23,27	14,78	oct-21	19,31	27,49	16,74	oct-25	18,31	26,35	15,64	oct-29	18,95	27,86	15,55	oct-33	20,21	30,25	15,64
nov-17	17,32	23,67	15,00	nov-21	19,33	27,51	16,76	nov-25	18,33	26,37	15,67	nov-29	18,99	27,92	15,59	nov-33	20,25	30,31	15,68
dic-17	17,48	23,91	15,14	dic-21	19,34	27,52	16,78	dic-25	18,35	26,38	15,68	dic-29	19,04	27,98	15,62	dic-33	20,29	30,37	15,71
ene-18	17,57	24,33	15,24	ene-22	19,24	27,35	16,62	ene-26	18,26	26,33	15,53	ene-30	18,99	28,02	15,40	ene-34	20,25	30,32	15,41
feb-18	17,69	24,55	15,36	feb-22	19,24	27,33	16,61	feb-26	18,28	26,36	15,55	feb-30	19,05	28,11	15,45	feb-34	20,28	30,37	15,44
mar-18	17,69	24,57	15,35	mar-22	19,19	27,27	16,56	mar-26	18,27	26,34	15,53	mar-30	19,07	28,16	15,46	mar-34	20,28	30,38	15,43
abr-18	17,71	24,62	15,37	abr-22	19,15	27,22	16,54	abr-26	18,27	26,35	15,53	abr-30	19,12	28,24	15,49	abr-34	20,30	30,41	15,44
may-18	17,72	24,64	15,37	may-22	19,11	27,17	16,49	may-26	18,25	26,34	15,52	may-30	19,15	28,30	15,51	may-34	20,30	30,43	15,43
jun-18	17,75	24,70	15,40	jun-22	19,07	27,12	16,46	jun-26	18,24	26,34	15,51	jun-30	19,18	28,37	15,53	jun-34	20,31	30,45	15,43
jul-18	17,79	24,75	15,43	jul-22	19,05	27,09	16,45	jul-26	18,25	26,36	15,51	jul-30	19,23	28,45	15,57	jul-34	20,33	30,48	15,45
ago-18	17,83	24,81	15,46	ago-22	19,04	27,07	16,44	ago-26	18,27	26,38	15,53	ago-30	19,29	28,54	15,61	ago-34	20,36	30,52	15,47
sep-18	17,87	24,87	15,50	sep-22	19,03	27,04	16,43	sep-26	18,29	26,40	15,54	sep-30	19,35	28,62	15,66	sep-34	20,38	30,56	15,49
oct-18	17,89	24,91	15,51	oct-22	19,00	27,01	16,41	oct-26	18,29	26,41	15,54	oct-30	19,39	28,70	15,69	oct-34	20,40	30,59	15,50
nov-18	17,95	24,99	15,57	nov-22	19,01	27,00	16,41	nov-26	18,32	26,44	15,57	nov-30	19,46	28,80	15,75	nov-34	20,44	30,65	15,53
dic-18	18,00	25,06	15,61	dic-22	19,00	26,99	16,42	dic-26	18,34	26,48	15,60	dic-30	19,52	28,90	15,80	dic-34	20,47	30,70	15,56
ene-19	17,94	25,13	15,61	ene-23	18,89	26,84	16,23	ene-27	18,27	26,48	15,42	ene-31	19,50	28,87	15,60	ene-35	20,43	30,54	15,33
feb-19	18,10	25,33	15,76	feb-23	18,87	26,80	16,21	feb-27	18,30	26,52	15,45	feb-31	19,54	28,93	15,64	feb-35	20,46	30,59	15,36
mar-19	18,13	25,39	15,78	mar-23	18,81	26,72	16,16	mar-27	18,29	26,52	15,44	mar-31	19,55	28,95	15,64	mar-35	20,46	30,61	15,35
abr-19	18,19	25,49	15,82	abr-23	18,76	26,65	16,12	abr-27	18,30	26,55	15,44	abr-31	19,58	29,00	15,65	abr-35	20,48	30,64	15,36
may-19	18,22	25,56	15,85	may-23	18,70	26,57	16,06	may-27	18,30	26,55	15,43	may-31	19,58	29,03	15,66	may-35	20,48	30,65	15,35
jun-19	18,29	25,66	15,90	jun-23	18,65	26,50	16,02	jun-27	18,30	26,57	15,43	jun-31	19,60	29,07	15,66	jun-35	20,49	30,67	15,35
jul-19	18,35	25,76	15,95	jul-23	18,62	26,45	15,99	jul-27	18,32	26,60	15,45	jul-31	19,63	29,12	15,69	jul-35	20,51	30,71	15,37
ago-19	18,43	25,87	16,02	ago-23	18,59	26,40	15,97	ago-27	18,35	26,63	15,47	ago-31	19,67	29,17	15,72	ago-35	20,53	30,75	15,39
sep-19	18,50	25,98	16,08	sep-23	18,56	26,36	15,95	sep-27	18,37	26,67	15,49	sep-31	19,71	29,23	15,75	sep-35	20,56	30,79	15,41
oct-19	18,55	26,07	16,12	oct-23	18,52	26,29	15,92	oct-27	18,38	26,69	15,50	oct-31	19,73	29,27	15,76	oct-35	20,58	30,81	15,42
nov-19	18,64	26,20	16,20	nov-23	18,51	26,26	15,91	nov-27	18,42	26,75	15,53	nov-31	19,78	29,34	15,81	nov-35	20,61	30,87	15,45
dic-19	18,73	26,32	16,27	dic-23	18,49	26,23	15,90	dic-27	18,46	26,79	15,57	dic-31	19,83	29,41	15,84	dic-35	20,65	30,92	15,48

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termovalle			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termovalle			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termovalle			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termovalle			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2015 Termovalle		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-16	14,81	15,35	14,81	ene-20	18,70	26,38	16,31	ene-24	18,37	26,27	15,75	ene-28	18,40	26,85	15,33	ene-32	19,79	29,39	15,56
feb-16	14,76	15,82	14,74	feb-20	18,85	26,57	16,45	feb-24	18,39	26,29	15,77	feb-28	18,45	26,92	15,37	feb-32	19,83	29,45	15,59
mar-16	14,99	16,08	14,45	mar-20	18,88	26,63	16,47	mar-24	18,37	26,28	15,75	mar-28	18,46	26,95	15,37	mar-32	19,83	29,46	15,59
abr-16	15,21	16,36	14,19	abr-20	18,93	26,72	16,51	abr-24	18,37	26,28	15,75	abr-28	18,49	27,01	15,39	abr-32	19,85	29,50	15,60
may-16	15,41	16,64	13,92	may-20	18,96	26,79	16,53	may-24	18,36	26,27	15,73	may-28	18,50	27,04	15,40	may-32	19,85	29,52	15,60
jun-16	15,43	16,96	13,70	jun-20	19,03	26,89	16,59	jun-24	18,35	26,27	15,72	jun-28	18,52	27,09	15,41	jun-32	19,87	29,55	15,60
jul-16	15,45	17,28	13,54	jul-20	19,09	26,99	16,64	jul-24	18,36	26,29	15,73	jul-28	18,56	27,15	15,44	jul-32	19,89	29,59	15,62
ago-16	15,52	17,62	13,60	ago-20	19,16	27,10	16,70	ago-24	18,37	26,31	15,74	ago-28	18,60	27,22	15,48	ago-32	19,92	29,64	15,65
sep-16	15,81	17,97	13,83	sep-20	19,23	27,20	16,76	sep-24	18,39	26,33	15,76	sep-28	18,65	27,28	15,51	sep-32	19,96	29,69	15,67
oct-16	15,82	18,30	13,84	oct-20	19,29	27,29	16,80	oct-24	18,39	26,34	15,76	oct-28	18,68	27,34	15,53	oct-32	19,98	29,73	15,68
nov-16	15,83	18,69	13,85	nov-20	19,38	27,42	16,87	nov-24	18,42	26,38	15,79	nov-28	18,74	27,42	15,58	nov-32	20,02	29,79	15,72
dic-16	15,93	19,07	13,94	dic-20	19,46	27,53	16,94	dic-24	18,45	26,41	15,81	dic-28	18,79	27,49	15,63	dic-32	20,06	29,85	15,75
ene-17	15,90	19,35	13,85	ene-21	19,43	27,64	16,85	ene-25	18,37	26,41	15,71	ene-29	18,75	27,51	15,41	ene-33	20,02	29,91	15,52
feb-17	15,73	19,83	13,73	feb-21	19,43	27,64	16,86	feb-25	18,39	26,42	15,72	feb-29	18,79	27,56	15,44	feb-33	20,06	29,97	15,56
mar-17	15,94	20,20	13,90	mar-21	19,39	27,60	16,82	mar-25	18,36	26,39	15,69	mar-29	18,79	27,58	15,44	mar-33	20,06	29,99	15,55
abr-17	16,16	20,60	14,07	abr-21	19,38	27,58	16,81	abr-25	18,35	26,38	15,68	abr-29	18,81	27,62	15,45	abr-33	20,08	30,03	15,56
may-17	16,19	20,99	14,08	may-21	19,35	27,54	16,78	may-25	18,32	26,36	15,66	may-29	18,82	27,64	15,45	may-33	20,08	30,05	15,56
jun-17	16,35	21,45	14,22	jun-21	19,32	27,52	16,75	jun-25	18,30	26,34	15,64	jun-29	18,83	27,67	15,46	jun-33	20,10	30,08	15,56
jul-17	16,44	21,89	14,29	jul-21	19,32	27,51	16,75	jul-25	18,30	26,34	15,64	jul-29	18,86	27,72	15,48	jul-33	20,12	30,12	15,58
ago-17	16,73	22,36	14,53	ago-21	19,32	27,51	16,75	ago-25	18,31	26,35	15,65	ago-29	18,89	27,77	15,50	ago-33	20,16	30,17	15,61
sep-17	16,97	22,84	14,72	sep-21	19,32	27,51	16,76	sep-25	18,32	26,35	15,65	sep-29	18,93	27,82	15,53	sep-33	20,19	30,22	15,63
oct-17	17,05	23,27	14,78	oct-21	19,31	27,49	16,74	oct-25	18,31	26,35	15,64	oct-29	18,95	27,86	15,55	oct-33	20,21	30,25	15,64
nov-17	17,32	23,67	15,00	nov-21	19,33	27,51	16,76	nov-25	18,33	26,37	15,67	nov-29	18,99	27,92	15,59	nov-33	20,25	30,31	15,68
dic-17	17,48	23,91	15,14	dic-21	19,34	27,52	16,78	dic-25	18,35	26,38	15,68	dic-29	19,04	27,98	15,62	dic-33	20,29	30,37	15,71
ene-18	17,57	24,33	15,24	ene-22	19,24	27,35	16,62	ene-26	18,26	26,33	15,53	ene-30	18,99	28,02	15,40	ene-34	20,25	30,32	15,41
feb-18	17,69	24,55	15,36	feb-22	19,24	27,33	16,61	feb-26	18,28	26,36	15,55	feb-30	19,05	28,11	15,45	feb-34	20,28	30,37	15,44
mar-18	17,69	24,57	15,35	mar-22	19,19	27,27	16,56	mar-26	18,27	26,34	15,53	mar-30	19,07	28,16	15,46	mar-34	20,28	30,38	15,43
abr-18	17,71	24,62	15,37	abr-22	19,15	27,22	16,54	abr-26	18,27	26,35	15,53	abr-30	19,12	28,24	15,49	abr-34	20,30	30,41	15,44
may-18	17,72	24,64	15,37	may-22	19,11	27,17	16,49	may-26	18,25	26,34	15,52	may-30	19,15	28,30	15,51	may-34	20,30	30,43	15,43
jun-18	17,75	24,70	15,40	jun-22	19,07	27,12	16,46	jun-26	18,24	26,34	15,51	jun-30	19,18	28,37	15,53	jun-34	20,31	30,45	15,43
jul-18	17,79	24,75	15,43	jul-22	19,05	27,09	16,45	jul-26	18,25	26,36	15,51	jul-30	19,23	28,45	15,57	jul-34	20,33	30,48	15,45
ago-18	17,83	24,81	15,46	ago-22	19,04	27,07	16,44	ago-26	18,27	26,38	15,53	ago-30	19,29	28,54	15,61	ago-34	20,36	30,52	15,47
sep-18	17,87	24,87	15,50	sep-22	19,03	27,04	16,43	sep-26	18,29	26,40	15,54	sep-30	19,35	28,62	15,66	sep-34	20,38	30,56	15,49
oct-18	17,89	24,91	15,51	oct-22	19,00	27,01	16,41	oct-26	18,29	26,41	15,54	oct-30	19,39	28,70	15,69	oct-34	20,40	30,59	15,50
nov-18	17,95	24,99	15,57	nov-22	19,01	27,00	16,41	nov-26	18,32	26,44	15,57	nov-30	19,46	28,80	15,75	nov-34	20,44	30,65	15,53
dic-18	18,00	25,06	15,61	dic-22	19,00	26,99	16,42	dic-26	18,34	26,48	15,60	dic-30	19,52	28,90	15,80	dic-34	20,47	30,70	15,56
ene-19	17,94	25,13	15,61	ene-23	18,89	26,84	16,23	ene-27	18,27	26,48	15,42	ene-31	19,50	28,87	15,60	ene-35	20,43	30,54	15,33
feb-19	18,10	25,33	15,76	feb-23	18,87	26,80	16,21	feb-27	18,30	26,52	15,45	feb-31	19,54	28,93	15,64	feb-35	20,46	30,59	15,36
mar-19	18,13	25,39	15,78	mar-23	18,81	26,72	16,16	mar-27	18,29	26,52	15,44	mar-31	19,55	28,95	15,64	mar-35	20,46	30,61	15,35
abr-19	18,19	25,49	15,82	abr-23	18,76	26,65	16,12	abr-27	18,30	26,55	15,44	abr-31	19,58	29,00	15,65	abr-35	20,48	30,64	15,36
may-19	18,22	25,56	15,85	may-23	18,70	26,57	16,06	may-27	18,30	26,55	15,43	may-31	19,58	29,03	15,66	may-35	20,48	30,65	15,35
jun-19	18,29	25,66	15,90	jun-23	18,65	26,50	16,02	jun-27	18,30	26,57	15,43	jun-31	19,60	29,07	15,66	jun-35	20,49	30,67	15,35
jul-19	18,35	25,76	15,95	jul-23	18,62	26,45	15,99	jul-27	18,32	26,60	15,45	jul-31	19,63	29,12	15,69	jul-35	20,51	30,71	15,37
ago-19	18,43	25,87	16,02	ago-23	18,59	26,40	15,97	ago-27	18,35	26,63	15,47	ago-31	19,67	29,17	15,72	ago-35	20,53	30,75	15,39
sep-19	18,50	25,98	16,08	sep-23	18,56	26,36	15,95	sep-27	18,37	26,67	15,49	sep-31	19,71	29,23	15,75	sep-35	20,56	30,79	15,41
oct-19	18,55	26,07	16,12	oct-23	18,52	26,29	15,92	oct-27	18,38	26,69	15,50	oct-31	19,73	29,27	15,76	oct-35	20,58	30,81	15,42
nov-19	18,64	26,20	16,20	nov-23	18,51	26,26	15,91	nov-27	18,42	26,75	15,53	nov-31	19,78	29,34	15,81	nov-35	20,61	30,87	15,45
dic-19	18,73	26,32	16,27	dic-23	18,49	26,23	15,90	dic-27	18,46	26,79	15,57	dic-31	19,83	29,41	15,84	dic-35	20,65	30,92	15,48

E. ANEXOS CARBÓN

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termogujira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Gecelca			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termozipa		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
	ene-16	1,58	1,58	1,58	2,75	2,75	2,75	1,20	1,20	1,20	1,19	1,19	1,19	1,48	1,48
feb-16	1,58	1,66	1,56	2,75	2,90	2,72	1,20	1,26	1,19	1,19	1,25	1,18	1,48	1,56	1,46
mar-16	1,58	1,66	1,56	2,75	2,90	2,72	1,20	1,26	1,19	1,19	1,25	1,18	1,48	1,56	1,46
abr-16	1,58	1,67	1,56	2,77	2,91	2,73	1,21	1,27	1,19	1,20	1,26	1,18	1,48	1,56	1,47
may-16	1,60	1,68	1,58	2,79	2,94	2,76	1,22	1,28	1,20	1,21	1,27	1,19	1,50	1,58	1,48
jun-16	1,61	1,70	1,59	2,82	2,97	2,78	1,23	1,29	1,21	1,22	1,28	1,20	1,51	1,59	1,49
jul-16	1,61	1,69	1,59	2,80	2,95	2,77	1,22	1,29	1,21	1,21	1,28	1,20	1,50	1,58	1,49
ago-16	1,61	1,69	1,59	2,80	2,95	2,77	1,22	1,29	1,21	1,21	1,28	1,20	1,50	1,58	1,49
sep-16	1,58	1,67	1,56	2,77	2,91	2,73	1,21	1,27	1,19	1,20	1,26	1,18	1,48	1,56	1,47
oct-16	1,58	1,67	1,56	2,77	2,91	2,73	1,21	1,27	1,19	1,20	1,26	1,18	1,48	1,56	1,47
nov-16	1,55	1,64	1,54	2,72	2,86	2,68	1,18	1,25	1,17	1,17	1,24	1,16	1,46	1,53	1,44
dic-16	1,57	1,65	1,55	2,74	2,89	2,71	1,19	1,26	1,18	1,18	1,25	1,17	1,47	1,55	1,45
ene-17	1,53	1,60	1,51	2,68	2,79	2,63	1,17	1,22	1,15	1,16	1,21	1,14	1,44	1,50	1,41
feb-17	1,54	1,60	1,52	2,69	2,80	2,65	1,17	1,22	1,15	1,16	1,21	1,14	1,44	1,50	1,42
mar-17	1,55	1,61	1,52	2,71	2,81	2,66	1,18	1,23	1,16	1,17	1,22	1,15	1,45	1,51	1,43
abr-17	1,56	1,62	1,53	2,72	2,83	2,67	1,18	1,23	1,16	1,17	1,22	1,15	1,46	1,52	1,43
may-17	1,58	1,64	1,55	2,76	2,87	2,71	1,20	1,25	1,18	1,19	1,24	1,17	1,48	1,54	1,45
jun-17	1,58	1,65	1,56	2,77	2,88	2,72	1,21	1,25	1,19	1,20	1,24	1,18	1,48	1,54	1,46
jul-17	1,58	1,65	1,56	2,77	2,88	2,72	1,21	1,25	1,19	1,20	1,24	1,18	1,48	1,54	1,46
ago-17	1,59	1,66	1,56	2,78	2,89	2,73	1,21	1,26	1,19	1,20	1,25	1,18	1,49	1,55	1,47
sep-17	1,57	1,63	1,54	2,74	2,85	2,70	1,20	1,24	1,17	1,19	1,23	1,17	1,47	1,53	1,45
oct-17	1,57	1,63	1,54	2,74	2,85	2,70	1,20	1,24	1,17	1,19	1,23	1,17	1,47	1,53	1,45
nov-17	1,54	1,60	1,52	2,69	2,80	2,65	1,17	1,22	1,15	1,16	1,21	1,14	1,44	1,50	1,42
dic-17	1,56	1,63	1,54	2,73	2,84	2,68	1,19	1,24	1,17	1,18	1,23	1,16	1,46	1,52	1,44
ene-18	1,57	1,63	1,54	2,74	2,84	2,69	1,19	1,24	1,17	1,18	1,23	1,16	1,47	1,52	1,44
feb-18	1,57	1,63	1,54	2,74	2,85	2,69	1,19	1,24	1,17	1,18	1,23	1,16	1,47	1,53	1,45
mar-18	1,57	1,63	1,55	2,74	2,85	2,70	1,20	1,24	1,18	1,19	1,23	1,17	1,47	1,53	1,45
abr-18	1,57	1,64	1,55	2,75	2,86	2,70	1,20	1,25	1,18	1,19	1,23	1,17	1,48	1,53	1,45
may-18	1,58	1,64	1,55	2,75	2,86	2,71	1,20	1,25	1,18	1,19	1,24	1,17	1,48	1,54	1,45
jun-18	1,58	1,64	1,55	2,76	2,87	2,71	1,20	1,25	1,18	1,19	1,24	1,17	1,48	1,54	1,46
jul-18	1,58	1,64	1,56	2,76	2,87	2,72	1,21	1,25	1,19	1,20	1,24	1,18	1,48	1,54	1,46
ago-18	1,59	1,65	1,56	2,77	2,88	2,72	1,21	1,25	1,19	1,20	1,24	1,18	1,49	1,54	1,46
sep-18	1,59	1,65	1,56	2,77	2,88	2,73	1,21	1,26	1,19	1,20	1,25	1,18	1,49	1,55	1,46
oct-18	1,59	1,65	1,57	2,78	2,89	2,73	1,21	1,26	1,19	1,20	1,25	1,18	1,49	1,55	1,47
nov-18	1,59	1,66	1,57	2,78	2,89	2,74	1,21	1,26	1,19	1,20	1,25	1,18	1,49	1,55	1,47
dic-18	1,60	1,66	1,57	2,79	2,90	2,74	1,22	1,26	1,20	1,21	1,25	1,19	1,50	1,55	1,47

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Gezelca			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termozipa		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-19	1,60	1,68	1,57	2,79	2,93	2,75	1,22	1,28	1,20	1,21	1,27	1,19	1,50	1,57	1,47
feb-19	1,60	1,68	1,58	2,80	2,94	2,75	1,22	1,28	1,20	1,21	1,27	1,19	1,50	1,58	1,48
mar-19	1,61	1,68	1,58	2,80	2,94	2,76	1,22	1,28	1,20	1,21	1,27	1,19	1,50	1,58	1,48
abr-19	1,61	1,69	1,58	2,81	2,95	2,76	1,22	1,29	1,20	1,21	1,27	1,19	1,51	1,58	1,48
may-19	1,61	1,69	1,59	2,81	2,95	2,77	1,23	1,29	1,21	1,22	1,28	1,20	1,51	1,58	1,49
jun-19	1,61	1,69	1,59	2,82	2,96	2,77	1,23	1,29	1,21	1,22	1,28	1,20	1,51	1,59	1,49
jul-19	1,62	1,70	1,59	2,82	2,96	2,78	1,23	1,29	1,21	1,22	1,28	1,20	1,52	1,59	1,49
ago-19	1,62	1,70	1,59	2,83	2,97	2,78	1,23	1,29	1,21	1,22	1,28	1,20	1,52	1,59	1,49
sep-19	1,62	1,70	1,60	2,84	2,97	2,79	1,24	1,30	1,22	1,23	1,29	1,21	1,52	1,60	1,50
oct-19	1,63	1,71	1,60	2,84	2,98	2,79	1,24	1,30	1,22	1,23	1,29	1,21	1,52	1,60	1,50
nov-19	1,63	1,71	1,60	2,85	2,99	2,80	1,24	1,30	1,22	1,23	1,29	1,21	1,53	1,60	1,50
dic-19	1,63	1,71	1,61	2,85	2,99	2,80	1,24	1,30	1,22	1,23	1,29	1,21	1,53	1,60	1,50
ene-20	1,64	1,71	1,61	2,86	2,98	2,81	1,24	1,30	1,22	1,23	1,29	1,21	1,53	1,60	1,51
feb-20	1,64	1,71	1,61	2,86	2,98	2,81	1,25	1,30	1,23	1,24	1,29	1,22	1,53	1,60	1,51
mar-20	1,64	1,71	1,61	2,87	2,99	2,82	1,25	1,30	1,23	1,24	1,29	1,22	1,54	1,60	1,51
abr-20	1,64	1,71	1,62	2,87	3,00	2,82	1,25	1,31	1,23	1,24	1,29	1,22	1,54	1,61	1,52
may-20	1,65	1,72	1,62	2,88	3,00	2,83	1,25	1,31	1,23	1,24	1,30	1,22	1,54	1,61	1,52
jun-20	1,65	1,72	1,62	2,88	3,01	2,83	1,26	1,31	1,24	1,25	1,30	1,23	1,55	1,61	1,52
jul-20	1,65	1,72	1,63	2,89	3,01	2,84	1,26	1,31	1,24	1,25	1,30	1,23	1,55	1,62	1,52
ago-20	1,66	1,73	1,63	2,89	3,02	2,84	1,26	1,31	1,24	1,25	1,30	1,23	1,55	1,62	1,53
sep-20	1,66	1,73	1,63	2,90	3,02	2,85	1,26	1,32	1,24	1,25	1,31	1,23	1,55	1,62	1,53
oct-20	1,66	1,73	1,63	2,90	3,03	2,85	1,26	1,32	1,24	1,25	1,31	1,23	1,56	1,62	1,53
nov-20	1,66	1,74	1,64	2,91	3,03	2,86	1,27	1,32	1,25	1,26	1,31	1,24	1,56	1,63	1,53
dic-20	1,67	1,74	1,64	2,91	3,04	2,86	1,27	1,32	1,25	1,26	1,31	1,24	1,56	1,63	1,54
ene-21	1,67	1,76	1,64	2,92	3,07	2,87	1,27	1,34	1,25	1,26	1,33	1,24	1,56	1,65	1,54
feb-21	1,67	1,76	1,65	2,92	3,08	2,88	1,27	1,34	1,25	1,26	1,33	1,24	1,57	1,65	1,54
mar-21	1,68	1,77	1,65	2,93	3,08	2,88	1,28	1,34	1,26	1,27	1,33	1,25	1,57	1,65	1,55
abr-21	1,68	1,77	1,65	2,93	3,09	2,89	1,28	1,35	1,26	1,27	1,34	1,25	1,57	1,66	1,55
may-21	1,68	1,77	1,66	2,94	3,09	2,89	1,28	1,35	1,26	1,27	1,34	1,25	1,58	1,66	1,55
jun-21	1,69	1,77	1,66	2,94	3,10	2,90	1,28	1,35	1,26	1,27	1,34	1,25	1,58	1,66	1,55
jul-21	1,69	1,78	1,66	2,95	3,11	2,90	1,29	1,35	1,26	1,27	1,34	1,25	1,58	1,67	1,56
ago-21	1,69	1,78	1,66	2,95	3,11	2,91	1,29	1,36	1,27	1,28	1,34	1,26	1,58	1,67	1,56
sep-21	1,69	1,78	1,67	2,96	3,12	2,91	1,29	1,36	1,27	1,28	1,35	1,26	1,59	1,67	1,56
oct-21	1,70	1,79	1,67	2,96	3,12	2,92	1,29	1,36	1,27	1,28	1,35	1,26	1,59	1,67	1,56
nov-21	1,70	1,79	1,67	2,97	3,13	2,92	1,29	1,36	1,27	1,28	1,35	1,26	1,59	1,68	1,57
dic-21	1,70	1,79	1,68	2,97	3,13	2,93	1,30	1,37	1,28	1,29	1,35	1,27	1,60	1,68	1,57

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Gecelca			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Temozipa		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-22	1,71	1,80	1,67	2,98	3,15	2,92	1,30	1,37	1,27	1,29	1,36	1,26	1,60	1,69	1,56
feb-22	1,71	1,81	1,67	2,98	3,16	2,92	1,30	1,38	1,27	1,29	1,36	1,26	1,60	1,69	1,57
mar-22	1,71	1,81	1,68	2,99	3,16	2,93	1,30	1,38	1,28	1,29	1,37	1,27	1,60	1,70	1,57
abr-22	1,71	1,81	1,68	2,99	3,17	2,93	1,31	1,38	1,28	1,29	1,37	1,27	1,61	1,70	1,57
may-22	1,72	1,82	1,68	3,00	3,17	2,94	1,31	1,38	1,28	1,30	1,37	1,27	1,61	1,70	1,58
jun-22	1,72	1,82	1,68	3,01	3,18	2,94	1,31	1,39	1,28	1,30	1,37	1,27	1,61	1,71	1,58
jul-22	1,72	1,82	1,69	3,01	3,18	2,95	1,31	1,39	1,28	1,30	1,38	1,27	1,61	1,71	1,58
ago-22	1,73	1,83	1,69	3,02	3,19	2,95	1,31	1,39	1,29	1,30	1,38	1,28	1,62	1,71	1,58
sep-22	1,73	1,83	1,69	3,02	3,20	2,96	1,32	1,39	1,29	1,31	1,38	1,28	1,62	1,71	1,59
oct-22	1,73	1,83	1,70	3,03	3,20	2,96	1,32	1,40	1,29	1,31	1,38	1,28	1,62	1,72	1,59
nov-22	1,74	1,84	1,70	3,03	3,21	2,97	1,32	1,40	1,29	1,31	1,39	1,28	1,63	1,72	1,59
dic-22	1,74	1,84	1,70	3,04	3,21	2,97	1,32	1,40	1,30	1,31	1,39	1,28	1,63	1,72	1,59
ene-23	1,74	1,84	1,70	3,04	3,22	2,96	1,33	1,40	1,29	1,31	1,39	1,28	1,63	1,72	1,59
feb-23	1,74	1,84	1,70	3,05	3,22	2,97	1,33	1,40	1,29	1,32	1,39	1,28	1,63	1,73	1,59
mar-23	1,75	1,85	1,70	3,05	3,23	2,97	1,33	1,41	1,30	1,32	1,39	1,29	1,64	1,73	1,59
abr-23	1,75	1,85	1,71	3,06	3,23	2,98	1,33	1,41	1,30	1,32	1,40	1,29	1,64	1,73	1,60
may-23	1,75	1,85	1,71	3,06	3,24	2,98	1,33	1,41	1,30	1,32	1,40	1,29	1,64	1,74	1,60
jun-23	1,76	1,86	1,71	3,07	3,24	2,99	1,34	1,41	1,30	1,33	1,40	1,29	1,65	1,74	1,60
jul-23	1,76	1,86	1,71	3,07	3,25	2,99	1,34	1,42	1,30	1,33	1,40	1,29	1,65	1,74	1,61
ago-23	1,76	1,86	1,72	3,08	3,25	3,00	1,34	1,42	1,31	1,33	1,41	1,30	1,65	1,75	1,61
sep-23	1,77	1,87	1,72	3,08	3,26	3,00	1,34	1,42	1,31	1,33	1,41	1,30	1,65	1,75	1,61
oct-23	1,77	1,87	1,72	3,09	3,26	3,01	1,35	1,42	1,31	1,34	1,41	1,30	1,66	1,75	1,61
nov-23	1,77	1,87	1,73	3,09	3,27	3,01	1,35	1,43	1,31	1,34	1,41	1,30	1,66	1,75	1,62
dic-23	1,77	1,88	1,73	3,10	3,28	3,02	1,35	1,43	1,32	1,34	1,42	1,30	1,66	1,76	1,62
ene-24	1,78	1,90	1,72	3,10	3,31	3,01	1,35	1,44	1,31	1,34	1,43	1,30	1,67	1,78	1,61
feb-24	1,78	1,90	1,73	3,11	3,32	3,01	1,36	1,45	1,31	1,34	1,43	1,30	1,67	1,78	1,62
mar-24	1,78	1,90	1,73	3,12	3,32	3,02	1,36	1,45	1,32	1,35	1,44	1,31	1,67	1,78	1,62
abr-24	1,79	1,91	1,73	3,12	3,33	3,02	1,36	1,45	1,32	1,35	1,44	1,31	1,67	1,78	1,62
may-24	1,79	1,91	1,73	3,13	3,33	3,03	1,36	1,45	1,32	1,35	1,44	1,31	1,68	1,79	1,63
jun-24	1,79	1,91	1,74	3,13	3,34	3,03	1,36	1,46	1,32	1,35	1,44	1,31	1,68	1,79	1,63
jul-24	1,80	1,91	1,74	3,14	3,34	3,04	1,37	1,46	1,33	1,36	1,45	1,31	1,68	1,79	1,63
ago-24	1,80	1,92	1,74	3,14	3,35	3,05	1,37	1,46	1,33	1,36	1,45	1,32	1,69	1,80	1,63
sep-24	1,80	1,92	1,75	3,15	3,36	3,05	1,37	1,46	1,33	1,36	1,45	1,32	1,69	1,80	1,64
oct-24	1,80	1,92	1,75	3,15	3,36	3,06	1,37	1,47	1,33	1,36	1,45	1,32	1,69	1,80	1,64
nov-24	1,81	1,93	1,75	3,16	3,37	3,06	1,38	1,47	1,33	1,36	1,46	1,32	1,69	1,81	1,64
dic-24	1,81	1,93	1,76	3,16	3,37	3,07	1,38	1,47	1,34	1,37	1,46	1,33	1,70	1,81	1,64

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Gecelca			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termozipa		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-25	1,82	1,95	1,77	3,17	3,41	3,09	1,38	1,49	1,35	1,37	1,47	1,34	1,70	1,83	1,66
feb-25	1,82	1,96	1,77	3,18	3,42	3,10	1,39	1,49	1,35	1,37	1,48	1,34	1,71	1,83	1,66
mar-25	1,83	1,96	1,78	3,19	3,43	3,11	1,39	1,49	1,35	1,38	1,48	1,34	1,71	1,84	1,67
abr-25	1,83	1,97	1,78	3,20	3,44	3,12	1,39	1,50	1,36	1,38	1,49	1,35	1,71	1,84	1,67
may-25	1,83	1,97	1,79	3,20	3,45	3,12	1,40	1,50	1,36	1,39	1,49	1,35	1,72	1,85	1,68
jun-25	1,84	1,98	1,79	3,21	3,46	3,13	1,40	1,51	1,37	1,39	1,49	1,35	1,72	1,85	1,68
jul-25	1,84	1,98	1,80	3,22	3,47	3,14	1,40	1,51	1,37	1,39	1,50	1,36	1,73	1,86	1,68
ago-25	1,85	1,99	1,80	3,23	3,47	3,15	1,41	1,51	1,37	1,40	1,50	1,36	1,73	1,86	1,69
sep-25	1,85	1,99	1,81	3,24	3,48	3,16	1,41	1,52	1,38	1,40	1,51	1,36	1,74	1,87	1,69
oct-25	1,86	2,00	1,81	3,25	3,49	3,17	1,42	1,52	1,38	1,40	1,51	1,37	1,74	1,87	1,70
nov-25	1,86	2,01	1,82	3,26	3,50	3,17	1,42	1,53	1,38	1,41	1,51	1,37	1,75	1,88	1,70
dic-25	1,87	2,01	1,82	3,26	3,51	3,18	1,42	1,53	1,39	1,41	1,52	1,38	1,75	1,88	1,71
ene-26	1,87	2,00	1,82	3,27	3,50	3,17	1,42	1,52	1,38	1,41	1,51	1,37	1,75	1,87	1,70
feb-26	1,87	2,00	1,82	3,27	3,50	3,18	1,43	1,53	1,38	1,41	1,51	1,37	1,76	1,88	1,70
mar-26	1,88	2,01	1,82	3,28	3,50	3,18	1,43	1,53	1,39	1,42	1,51	1,37	1,76	1,88	1,71
abr-26	1,88	2,01	1,82	3,28	3,51	3,18	1,43	1,53	1,39	1,42	1,52	1,38	1,76	1,88	1,71
may-26	1,88	2,01	1,82	3,28	3,51	3,19	1,43	1,53	1,39	1,42	1,52	1,38	1,76	1,88	1,71
jun-26	1,88	2,01	1,83	3,29	3,52	3,19	1,43	1,53	1,39	1,42	1,52	1,38	1,76	1,89	1,71
jul-26	1,89	2,02	1,83	3,29	3,52	3,19	1,44	1,53	1,39	1,42	1,52	1,38	1,77	1,89	1,71
ago-26	1,89	2,02	1,83	3,30	3,52	3,20	1,44	1,54	1,39	1,42	1,52	1,38	1,77	1,89	1,72
sep-26	1,89	2,02	1,83	3,30	3,53	3,20	1,44	1,54	1,40	1,43	1,53	1,38	1,77	1,89	1,72
oct-26	1,89	2,02	1,84	3,30	3,53	3,21	1,44	1,54	1,40	1,43	1,53	1,39	1,77	1,90	1,72
nov-26	1,89	2,03	1,84	3,31	3,54	3,21	1,44	1,54	1,40	1,43	1,53	1,39	1,77	1,90	1,72
dic-26	1,90	2,03	1,84	3,31	3,54	3,21	1,44	1,54	1,40	1,43	1,53	1,39	1,78	1,90	1,72
ene-27	1,90	2,04	1,84	3,32	3,56	3,22	1,45	1,55	1,40	1,43	1,54	1,39	1,78	1,91	1,73
feb-27	1,90	2,04	1,85	3,32	3,56	3,22	1,45	1,55	1,40	1,44	1,54	1,39	1,78	1,91	1,73
mar-27	1,90	2,04	1,85	3,32	3,57	3,23	1,45	1,56	1,41	1,44	1,54	1,39	1,78	1,91	1,73
abr-27	1,91	2,05	1,85	3,33	3,57	3,23	1,45	1,56	1,41	1,44	1,54	1,40	1,79	1,92	1,73
may-27	1,91	2,05	1,85	3,33	3,58	3,23	1,45	1,56	1,41	1,44	1,55	1,40	1,79	1,92	1,74
jun-27	1,91	2,05	1,85	3,34	3,58	3,24	1,45	1,56	1,41	1,44	1,55	1,40	1,79	1,92	1,74
jul-27	1,91	2,05	1,86	3,34	3,58	3,24	1,46	1,56	1,41	1,44	1,55	1,40	1,79	1,92	1,74
ago-27	1,91	2,05	1,86	3,34	3,59	3,25	1,46	1,56	1,42	1,45	1,55	1,40	1,79	1,93	1,74
sep-27	1,92	2,06	1,86	3,35	3,59	3,25	1,46	1,57	1,42	1,45	1,55	1,40	1,80	1,93	1,74
oct-27	1,92	2,06	1,86	3,35	3,60	3,25	1,46	1,57	1,42	1,45	1,55	1,41	1,80	1,93	1,75
nov-27	1,92	2,06	1,87	3,36	3,60	3,26	1,46	1,57	1,42	1,45	1,56	1,41	1,80	1,93	1,75
dic-27	1,92	2,06	1,87	3,36	3,61	3,26	1,46	1,57	1,42	1,45	1,56	1,41	1,80	1,93	1,75

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termoguajira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Geclca			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termozipa		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-28	1,93	2,07	1,88	3,37	3,61	3,28	1,47	1,57	1,43	1,45	1,56	1,42	1,81	1,94	1,76
feb-28	1,93	2,07	1,88	3,37	3,61	3,29	1,47	1,58	1,43	1,46	1,56	1,42	1,81	1,94	1,76
mar-28	1,93	2,07	1,89	3,38	3,62	3,29	1,47	1,58	1,44	1,46	1,56	1,42	1,81	1,94	1,77
abr-28	1,94	2,08	1,89	3,38	3,63	3,30	1,47	1,58	1,44	1,46	1,57	1,43	1,81	1,94	1,77
may-28	1,94	2,08	1,89	3,39	3,63	3,31	1,48	1,58	1,44	1,46	1,57	1,43	1,82	1,95	1,77
jun-28	1,94	2,08	1,90	3,39	3,64	3,31	1,48	1,59	1,44	1,47	1,57	1,43	1,82	1,95	1,78
jul-28	1,95	2,09	1,90	3,40	3,64	3,32	1,48	1,59	1,45	1,47	1,57	1,43	1,82	1,95	1,78
ago-28	1,95	2,09	1,90	3,40	3,65	3,32	1,48	1,59	1,45	1,47	1,58	1,44	1,83	1,96	1,78
sep-28	1,95	2,09	1,90	3,41	3,65	3,33	1,49	1,59	1,45	1,47	1,58	1,44	1,83	1,96	1,78
oct-28	1,95	2,10	1,91	3,41	3,66	3,33	1,49	1,60	1,45	1,48	1,58	1,44	1,83	1,96	1,79
nov-28	1,96	2,10	1,91	3,42	3,67	3,34	1,49	1,60	1,45	1,48	1,58	1,44	1,83	1,97	1,79
dic-28	1,96	2,10	1,91	3,42	3,67	3,34	1,49	1,60	1,46	1,48	1,59	1,44	1,84	1,97	1,79
ene-29	1,96	2,11	1,91	3,43	3,69	3,33	1,49	1,61	1,45	1,48	1,59	1,44	1,84	1,98	1,79
feb-29	1,96	2,11	1,91	3,43	3,69	3,33	1,50	1,61	1,45	1,48	1,60	1,44	1,84	1,98	1,79
mar-29	1,97	2,12	1,91	3,44	3,70	3,34	1,50	1,61	1,46	1,49	1,60	1,44	1,84	1,98	1,79
abr-29	1,97	2,12	1,91	3,44	3,70	3,34	1,50	1,61	1,46	1,49	1,60	1,44	1,85	1,99	1,79
may-29	1,97	2,12	1,92	3,44	3,70	3,35	1,50	1,61	1,46	1,49	1,60	1,45	1,85	1,99	1,79
jun-29	1,97	2,12	1,92	3,45	3,71	3,35	1,50	1,62	1,46	1,49	1,60	1,45	1,85	1,99	1,80
jul-29	1,98	2,13	1,92	3,45	3,71	3,35	1,50	1,62	1,46	1,49	1,61	1,45	1,85	1,99	1,80
ago-29	1,98	2,13	1,92	3,46	3,72	3,36	1,51	1,62	1,46	1,49	1,61	1,45	1,85	1,99	1,80
sep-29	1,98	2,13	1,92	3,46	3,72	3,36	1,51	1,62	1,47	1,50	1,61	1,45	1,86	2,00	1,80
oct-29	1,98	2,13	1,93	3,46	3,73	3,37	1,51	1,62	1,47	1,50	1,61	1,45	1,86	2,00	1,81
nov-29	1,99	2,14	1,93	3,47	3,73	3,37	1,51	1,63	1,47	1,50	1,61	1,46	1,86	2,00	1,81
dic-29	1,99	2,14	1,93	3,47	3,73	3,37	1,51	1,63	1,47	1,50	1,61	1,46	1,86	2,00	1,81
ene-30	1,99	2,13	1,92	3,47	3,72	3,36	1,51	1,62	1,47	1,50	1,61	1,45	1,86	1,99	1,80
feb-30	1,99	2,13	1,93	3,48	3,72	3,36	1,52	1,62	1,47	1,50	1,61	1,45	1,87	2,00	1,80
mar-30	1,99	2,13	1,93	3,48	3,72	3,37	1,52	1,62	1,47	1,50	1,61	1,46	1,87	2,00	1,81
abr-30	1,99	2,13	1,93	3,48	3,73	3,37	1,52	1,62	1,47	1,51	1,61	1,46	1,87	2,00	1,81
may-30	2,00	2,13	1,93	3,48	3,73	3,37	1,52	1,63	1,47	1,51	1,61	1,46	1,87	2,00	1,81
jun-30	2,00	2,14	1,93	3,49	3,73	3,37	1,52	1,63	1,47	1,51	1,61	1,46	1,87	2,00	1,81
jul-30	2,00	2,14	1,93	3,49	3,73	3,38	1,52	1,63	1,47	1,51	1,61	1,46	1,87	2,00	1,81
ago-30	2,00	2,14	1,93	3,49	3,74	3,38	1,52	1,63	1,47	1,51	1,62	1,46	1,87	2,00	1,81
sep-30	2,00	2,14	1,94	3,50	3,74	3,38	1,52	1,63	1,47	1,51	1,62	1,46	1,88	2,01	1,81
oct-30	2,00	2,14	1,94	3,50	3,74	3,38	1,52	1,63	1,48	1,51	1,62	1,46	1,88	2,01	1,82
nov-30	2,00	2,14	1,94	3,50	3,75	3,39	1,53	1,63	1,48	1,51	1,62	1,46	1,88	2,01	1,82
dic-30	2,01	2,15	1,94	3,50	3,75	3,39	1,53	1,63	1,48	1,51	1,62	1,47	1,88	2,01	1,82

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Gecelca			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termozipa		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-31	2,01	2,17	1,94	3,51	3,78	3,40	1,53	1,65	1,48	1,52	1,63	1,47	1,88	2,03	1,82
feb-31	2,01	2,17	1,95	3,51	3,79	3,40	1,53	1,65	1,48	1,52	1,64	1,47	1,89	2,03	1,82
mar-31	2,02	2,17	1,95	3,52	3,79	3,41	1,53	1,65	1,48	1,52	1,64	1,47	1,89	2,04	1,83
abr-31	2,02	2,18	1,95	3,52	3,80	3,41	1,54	1,66	1,49	1,52	1,64	1,47	1,89	2,04	1,83
may-31	2,02	2,18	1,96	3,53	3,81	3,42	1,54	1,66	1,49	1,53	1,64	1,48	1,89	2,04	1,83
jun-31	2,02	2,18	1,96	3,54	3,81	3,42	1,54	1,66	1,49	1,53	1,65	1,48	1,90	2,04	1,84
jul-31	2,03	2,19	1,96	3,54	3,82	3,43	1,54	1,66	1,49	1,53	1,65	1,48	1,90	2,05	1,84
ago-31	2,03	2,19	1,97	3,55	3,82	3,43	1,55	1,67	1,50	1,53	1,65	1,48	1,90	2,05	1,84
sep-31	2,03	2,19	1,97	3,55	3,83	3,44	1,55	1,67	1,50	1,53	1,65	1,49	1,90	2,05	1,84
oct-31	2,04	2,20	1,97	3,56	3,83	3,44	1,55	1,67	1,50	1,54	1,66	1,49	1,91	2,06	1,85
nov-31	2,04	2,20	1,97	3,56	3,84	3,45	1,55	1,67	1,50	1,54	1,66	1,49	1,91	2,06	1,85
dic-31	2,04	2,20	1,98	3,57	3,85	3,45	1,55	1,68	1,51	1,54	1,66	1,49	1,91	2,06	1,85
ene-32	2,04	2,21	1,98	3,57	3,86	3,46	1,56	1,68	1,51	1,54	1,67	1,49	1,92	2,07	1,85
feb-32	2,05	2,21	1,98	3,58	3,87	3,46	1,56	1,69	1,51	1,55	1,67	1,50	1,92	2,07	1,86
mar-32	2,05	2,22	1,98	3,58	3,87	3,47	1,56	1,69	1,51	1,55	1,67	1,50	1,92	2,08	1,86
abr-32	2,05	2,22	1,99	3,58	3,88	3,47	1,56	1,69	1,51	1,55	1,68	1,50	1,92	2,08	1,86
may-32	2,05	2,22	1,99	3,59	3,88	3,47	1,56	1,69	1,51	1,55	1,68	1,50	1,92	2,08	1,86
jun-32	2,06	2,22	1,99	3,59	3,88	3,48	1,57	1,69	1,52	1,55	1,68	1,50	1,93	2,08	1,87
jul-32	2,06	2,23	1,99	3,59	3,89	3,48	1,57	1,70	1,52	1,55	1,68	1,50	1,93	2,09	1,87
ago-32	2,06	2,23	2,00	3,60	3,89	3,48	1,57	1,70	1,52	1,56	1,68	1,51	1,93	2,09	1,87
sep-32	2,06	2,23	2,00	3,60	3,90	3,49	1,57	1,70	1,52	1,56	1,68	1,51	1,93	2,09	1,87
oct-32	2,07	2,23	2,00	3,61	3,90	3,49	1,57	1,70	1,52	1,56	1,69	1,51	1,93	2,09	1,87
nov-32	2,07	2,24	2,00	3,61	3,91	3,50	1,57	1,70	1,52	1,56	1,69	1,51	1,94	2,10	1,88
dic-32	2,07	2,24	2,00	3,61	3,91	3,50	1,58	1,70	1,53	1,56	1,69	1,51	1,94	2,10	1,88
ene-33	2,07	2,22	1,99	3,62	3,88	3,47	1,58	1,69	1,51	1,56	1,68	1,50	1,94	2,08	1,86
feb-33	2,07	2,22	1,99	3,62	3,88	3,47	1,58	1,69	1,51	1,56	1,68	1,50	1,94	2,08	1,86
mar-33	2,07	2,22	1,99	3,62	3,88	3,48	1,58	1,69	1,52	1,57	1,68	1,50	1,94	2,08	1,87
abr-33	2,08	2,22	1,99	3,63	3,88	3,48	1,58	1,69	1,52	1,57	1,68	1,50	1,94	2,08	1,87
may-33	2,08	2,23	1,99	3,63	3,89	3,48	1,58	1,69	1,52	1,57	1,68	1,51	1,95	2,09	1,87
jun-33	2,08	2,23	2,00	3,63	3,89	3,48	1,58	1,70	1,52	1,57	1,68	1,51	1,95	2,09	1,87
jul-33	2,08	2,23	2,00	3,63	3,89	3,49	1,58	1,70	1,52	1,57	1,68	1,51	1,95	2,09	1,87
ago-33	2,08	2,23	2,00	3,64	3,90	3,49	1,59	1,70	1,52	1,57	1,68	1,51	1,95	2,09	1,87
sep-33	2,08	2,23	2,00	3,64	3,90	3,49	1,59	1,70	1,52	1,57	1,69	1,51	1,95	2,09	1,87
oct-33	2,09	2,23	2,00	3,64	3,90	3,50	1,59	1,70	1,52	1,57	1,69	1,51	1,95	2,09	1,87
nov-33	2,09	2,24	2,00	3,64	3,90	3,50	1,59	1,70	1,52	1,58	1,69	1,51	1,95	2,09	1,88
dic-33	2,09	2,24	2,00	3,65	3,91	3,50	1,59	1,70	1,53	1,58	1,69	1,51	1,96	2,10	1,88

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Gecelca			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2015 Termozipa		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
ene-34	2,09	2,25	2,00	3,65	3,92	3,49	1,59	1,71	1,52	1,58	1,70	1,51	1,96	2,11	1,87
feb-34	2,09	2,25	2,00	3,65	3,93	3,49	1,59	1,71	1,52	1,58	1,70	1,51	1,96	2,11	1,87
mar-34	2,09	2,25	2,00	3,66	3,93	3,50	1,59	1,71	1,52	1,58	1,70	1,51	1,96	2,11	1,88
abr-34	2,10	2,25	2,00	3,66	3,94	3,50	1,60	1,72	1,53	1,58	1,70	1,51	1,96	2,11	1,88
may-34	2,10	2,26	2,01	3,67	3,94	3,51	1,60	1,72	1,53	1,58	1,70	1,52	1,97	2,11	1,88
jun-34	2,10	2,26	2,01	3,67	3,95	3,51	1,60	1,72	1,53	1,59	1,71	1,52	1,97	2,12	1,88
jul-34	2,10	2,26	2,01	3,67	3,95	3,51	1,60	1,72	1,53	1,59	1,71	1,52	1,97	2,12	1,88
ago-34	2,11	2,26	2,01	3,68	3,95	3,52	1,60	1,72	1,53	1,59	1,71	1,52	1,97	2,12	1,89
sep-34	2,11	2,27	2,02	3,68	3,96	3,52	1,61	1,73	1,53	1,59	1,71	1,52	1,98	2,12	1,89
oct-34	2,11	2,27	2,02	3,69	3,96	3,52	1,61	1,73	1,54	1,59	1,71	1,52	1,98	2,13	1,89
nov-34	2,11	2,27	2,02	3,69	3,97	3,53	1,61	1,73	1,54	1,60	1,71	1,52	1,98	2,13	1,89
dic-34	2,12	2,27	2,02	3,69	3,97	3,53	1,61	1,73	1,54	1,60	1,72	1,53	1,98	2,13	1,89
ene-35	2,12	2,27	2,03	3,70	3,97	3,55	1,61	1,73	1,55	1,60	1,72	1,54	1,98	2,13	1,91
feb-35	2,12	2,28	2,04	3,70	3,98	3,56	1,61	1,73	1,55	1,60	1,72	1,54	1,99	2,13	1,91
mar-35	2,12	2,28	2,04	3,71	3,98	3,56	1,62	1,74	1,55	1,60	1,72	1,54	1,99	2,14	1,91
abr-35	2,12	2,28	2,04	3,71	3,99	3,56	1,62	1,74	1,55	1,60	1,72	1,54	1,99	2,14	1,91
may-35	2,13	2,28	2,04	3,71	3,99	3,57	1,62	1,74	1,56	1,61	1,72	1,54	1,99	2,14	1,91
jun-35	2,13	2,29	2,05	3,72	3,99	3,57	1,62	1,74	1,56	1,61	1,73	1,54	1,99	2,14	1,92