

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ENERO 2017 – DICIEMBRE 2035



SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	CRUDOS WTI Y BRENT	7
2.1	Escenarios de precios del crudo	9
2.2	Escenario macroeconómico mundial	13
3.	EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	15
3.1	Descripción del parque térmico	15
3.2	Generación de electricidad por recurso	18
3.3	Consumo de combustibles para generación de electricidad	19
4.	GAS NATURAL	23
4.1	Precios internacionales del gas natural	23
4.2	Escenario de importación en Colombia	36
4.3	Precios Nacionales del gas natural	46
4.4	Tarifas de transporte por gasoducto	54
4.5	Precio del gas natural en Térmicas	55
5.	JET FUEL	57
6.	FUEL OIL	62
7.	GASOLINA	67
8.	DIÉSEL	74
9.	CARBÓN	83
10.	GAS LICUADO DE PETRÓLEO	87
11.	ANEXOS	92

TABLA DE GRÁFICAS

GRÁFICA 2-1. COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DE CRUDO WTI Y BRENT	8
GRÁFICA 2-2. ESCENARIOS DE LOS PRECIOS DEL CRUDO	11
GRÁFICA 2-3. VOLATILIDAD ESPERADA DE CORTO PLAZO EN LOS PRECIOS DEL CRUDO	12
GRÁFICA 2-4. VARIACIÓN DE LOS PRECIOS ESPERADOS DEL WTI Y BRENT	13
GRÁFICA 3-1. PARTICIPACIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA TÉRMICA EN EL SIN	15
GRÁFICA 3-2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR TECNOLOGÍA – PARTICIPACIÓN TÉRMICA	19
GRÁFICA 3-3. USO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	20
GRÁFICA 3-4. PRECIO DE BOLSA, ESCASEZ Y OFERTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE	21
GRÁFICA 4-1. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL Y CRUDO	24
GRÁFICA 4-2. PLANTAS DE LICUEFACCIÓN (ACTUALES Y POTENCIALES)	29
GRÁFICA 4-3. HISTÓRICO DE EXPORTACIONES DE GNL A NIVEL MUNDIAL	31
GRÁFICA 4-4. PRODUCCIÓN DE GNL A NIVEL MUNDIAL (PARETO)	32
GRÁFICA 4-5. EXPORTACIÓN DE GNL A NIVEL MUNDIAL (PARETO)	32
GRÁFICA 4-6. DEMANDA DE GNL EN AMÉRICA	34
GRÁFICA 4-7. DEMANDA DE GNL EN EUROPA	34
GRÁFICA 4-8. DEMANDA DE GNL EN ASIA	35
GRÁFICA 4-9. DISTRIBUCIÓN DE IMPORTACIONES EN LATINOAMÉRICA	37
GRÁFICA 4-10. POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE GNL A NIVEL MUNDIAL (PARETO)	38
GRÁFICA 4-11. COSTO DE CAPITAL PARA DIFERENTES PLANTAS DE LICUEFACCIÓN	39
GRÁFICA 4-12. RUTAS MARÍTIMAS DE PLANTAS DE LICUEFACCIÓN A PUERTO DE CARTAGENA	41
GRÁFICA 4-13. DISPONIBILIDAD DE GNL PARA EXPORTACIÓN POR PAÍS	44
GRÁFICA 4-14. COSTOS DE TRANSPORTE DE GNL	45
GRÁFICA 4-15. PRECIOS NACIONALES POR CAMPO (2015 - 2017)	47
GRÁFICA 4-16. ESCENARIOS PRECIOS COSTA PARA GUAJIRA (2017 – 2040)	51
GRÁFICA 4-17. ESCENARIOS PRECIOS COSTA PARA MAMONAL (2017 – 2040)	52
GRÁFICA 4-18. ESCENARIOS PRECIOS INTERIOR (2016 – 2035)	53
GRÁFICA 4-19. PRECIO DE LAS TÉRMICAS DEL INTERIOR	53
GRÁFICA 4-20. PROYECCIÓN ESCENARIO DE REFERENCIA POR RAMAL	55
GRÁFICA 4-21. ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN PLANTAS TÉRMICAS DEL INTERIOR	56
GRÁFICA 5-1. INGRESO AL PRODUCTOR DE JET FUEL COLOMBIA E ÍNDICE JET 54 U.S. GULF COAST	58
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	64
GRÁFICA 6-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR COLOMBIANO DEL FUEL OÍL	65
GRÁFICA 6-4. PROYECCIONES DEL PRECIO DE REFERENCIA DEL FUEL OÍL PARA LAS PLANTAS TERMOBARRANQUILLA	66
GRÁFICA 7-1. INGRESO AL PRODUCTOR DE LA GASOLINA E ÍNDICE DEL U.S. GULF COAST	71
GRÁFICA 7-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP GASOLINA MOTOR CORRIENTE	72
GRÁFICA 7-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR COLOMBIANO DE LA GASOLINA	72
GRÁFICA 7-4. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DE LA GASOLINA EN ESTACIÓN DE SERVICIO (BOGOTÁ D.C.)	73
GRÁFICA 8-1. INGRESO AL PRODUCTOR DEL DIÉSEL COLOMBIANO E ÍNDICE DEL U.S. GOLF COAST	78
GRÁFICA 8-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP DIÉSEL	79
GRÁFICA 8-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR COLOMBIANO DEL DIÉSEL	79
GRÁFICA 8-4. PROYECCIONES DEL PRECIO DE REFERENCIA DEL DIÉSEL PARA LAS PLANTAS DE GENERACIÓN	81
GRÁFICA 8-5. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL DIÉSEL EN ESTACIÓN DE SERVICIO (BOGOTÁ D.C.)	82
GRÁFICA 9-1. PRECIOS DEL CARBÓN COLOMBIANO E ÍNDICE DEL BANCO MUNDIAL	83
GRÁFICA 9-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP CARBÓN	84
GRÁFICA 9-3. PROYECCIÓN POR ESCENARIOS DEL INGRESO AL PRODUCTOR DE CARBÓN COLOMBIANO	85
GRÁFICA 9-4. PROYECCIONES DEL PRECIO DE REFERENCIA DEL CARBÓN PARA TÉRMICAS	85
GRÁFICA 10-1. PRECIOS DEL GLP E ÍNDICE DEL U.S. GOLF COAST	88
GRÁFICA 10-2. PERSPECTIVA CORTO PLAZO IP GLP	89
GRÁFICA 10-3. PROYECCIÓN DEL INGRESO AL PRODUCTOR DEL GLP PARA BARRANCA	90
GRÁFICA 10-4. PROYECCIÓN DEL INGRESO AL PRODUCTOR DEL GLP PARA CUSIANA	90
GRÁFICA 10-5. PROYECCIÓN DEL INGRESO AL PRODUCTOR DEL GLP PARA CARTAGENA	91

TABLAS

TABLA 1. UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN OPERADAS CON GAS NATURAL	16
TABLA 2. UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN OPERADAS CON CARBÓN	17
TABLA 3. UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN OPERADAS CON COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	18
TABLA 4. INFRAESTRUCTURA MUNDIAL DE LICUEFACCIÓN	30
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE UN BUQUE DE GNL CON CAPACIDAD DE 170.000 M3 DE GNL	40
TABLA 6. COSTOS DE TRANSPORTE POR FUENTE DE SUMINISTRO DE GNL A CARTAGENA	42
TABLA 7 COSTOS DE TRANSPORTE POR FUENTE DE SUMINISTRO DE GNL A BUENAVENTURA	43
TABLA 8. PLANTAS DE GENERACIÓN QUE CONSUMEN JET FUEL	60
TABLA 9. PLANTAS DE GENERACIÓN QUE CONSUMEN FUEL OÍL	65
TABLA 10. COMPONENTES TARIFARIOS DE LA GASOLINA MOTOR CORRIENTE	68
TABLA 11. COMPONENTES TARIFARIOS DEL DIÉSEL	75
TABLA 12. PLANTAS DE GENERACIÓN QUE CONSUMEN DIÉSEL	80

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este documento es presentar la estimación 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 de síntesis metódica conceptual e instrumental de 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 energéticos, 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: la respuesta de los mercados financieros globales, las decisiones de la Reserva Federal de Estados Unidos, como sucedió en el año 2009 (bajando tasas de interés a niveles de 0% valorizando la renta fija y depreciando las materias primas), y el aumento de la oferta de crudo no convencional que se viene produciendo desde 2009, hechos que en conjunto han 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; en 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 (2017), el precio del petróleo tendrá una recuperación en el año 2020, donde el pronóstico presenta un precio anual promedio de USD\$74,82 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 para su 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 considera diversas fuentes de información, entre ellas, Platts, Argus, Wood Mackenzie. Por otra parte, la información y supuestos consideran al STEO– Short Term Energy Outlook- del Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA), 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 2017. 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 noviembre de 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 diversos 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-) a raíz de la caída en los volúmenes negociados de este último, como resultado de la debilidad del dólar, moneda en la cual se realizaban casi todas las transacciones de WTI.

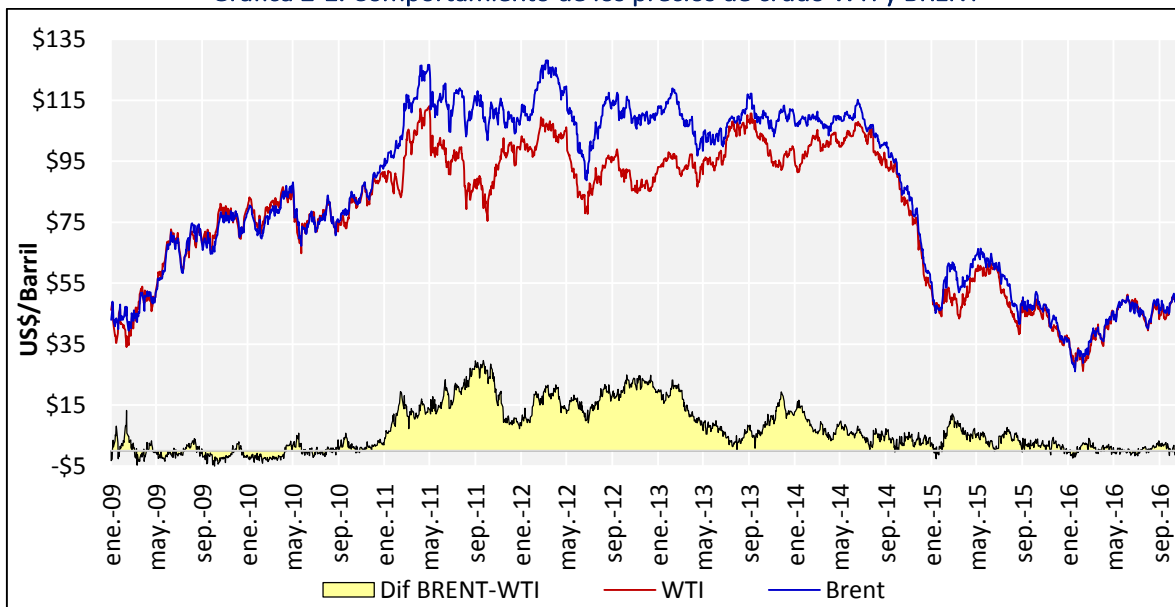
Pero, desde el mes de junio de 2014 y hasta febrero de 2016, se presenta un desplome de los precios alcanzando su mínimo histórico, para el WTI, el día 11 de Febrero del 2016 llegando a niveles de USD\$26,19/barril para el WTI y para el BRENT el día 20 de enero de 2016, llegando a niveles de USD\$26,01/barril. 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, que explica la drástica caída en precios del crudo.

Son varios los factores económicos y geopolíticos que no permiten una recuperación sostenida en los precios como: una tasa de crecimiento de la economía mundial por debajo de su potencial (de acuerdo con las perspectivas del FMI), la valorización del dólar y la política monetaria de Estados Unidos (incrementando las tasas de interés, lo que estimula las inversiones de portafolio en bonos del tesoro), lo que ha generado desconfianza en los inversionistas sobre las perspectivas del mercado petrolero; la sobreoferta de crudo,, un menor crecimiento económico en Estados Unidos, y la pérdida de control en la determinación de precios por parte de la OPEP. Todo lo anterior no permite vislumbrar un escenario donde los precios del petróleo retomen una tendencia alcista y prolongada.

No obstante, existen elementos que podrían conducir a un incremento relativamente alto de los precios futuros del petróleo, entre los que se tienen: 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 ha estabilizado hasta 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. Durante el segundo semestre del año 2014 los precios del WTI se han disminuido hasta en un 73% y los del BRENT hasta un 76,35%, alcanzando los USD\$55.27/barril para BRENT y los USD\$53.45/barril para WTI. Durante el año 2015 el precio del WTI estuvo en un promedio de USD\$47.52/barril presentando una caída del 29.57%, mientras que el precio del BRENT estuvo en un promedio de USD\$50.91/barril presentando una caída del 33.89%. Respecto al año 2016, con corte en el mes de noviembre, el precio del WTI estuvo en un promedio de USD\$42.28/barril presentando un incremento del 17.6% y en cuanto al BRENT estuvo en un promedio de USD\$42.65/barril presentando un incremento del 15.3%

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 2016 se ha mantenido, en promedio, en US\$0,32/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.

Según Wood Mackenzie, tanto para el 2017 como para el 2018, se pronostica que el promedio de producción para los países de la OPEC será aproximadamente de USD\$32.8 millones de barriles/día con una producción aproximada de USD\$10.3 millones de barriles/día por parte de Arabia Saudita. Se espera que durante el verano su producción aumente de USD\$10.7 millones de barriles/día a

USD\$10.8 millones de barriles/día para suplir la demanda local, sin embargo, los niveles de exportación de crudo permancerán estables.

Los pronósticos indican que el precio del crudo, de referencia BRENT, aumentará y llegará a los USD\$76,57/barril para el año 2020, mientras que el de referencia WTI llegará a los USD\$71,12/Barril. La recuperación de los precios en el año 2020 ayuda a impulsar la oferta de países no pertenecentes a la OPEP. Se espera que para el año 2040 el precio del crudo de referencia BRENT alcance los USD\$136,21/Barril y el crudo de referencia WTI se espera que llegue a los USD\$129,11/Barril.

Expertos como Wood Mackenzie aseguran que ha comenzado la recuperación del precio del petróleo y, gracias a esto, se han añadido más de 160 plataformas de producción a finales de mayo de 2016. Los aumentos en la eficiencia y la productividad junto con las reducciones de costos ayudan a sentar las bases para la fuerte recuperación. Libia abrió nuevamente sus puertos en oriente y re-inició varios de sus campos clave con una producción que casi duplica, desde el inicio del año, a 600.000 barriles/día en octubre. En otros lugares, Irán logró impulsar la producción e Irak continúa aumentando la producción a pesar de los severos recortes de inversión de este año. Cabe destacar que los tres países de la OPEP probablemente estarán exentos de cualquier potencial congelación o corte de producción.

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.

Para construir los escenarios se tuvo en cuenta toda la información disponible por la UPME como lo es la información del Departamento de Energía de los Estados Unidos, Wood Mackenzie, Banco Mundial, y luego de un estricto análisis a la misma se ha decidido la construcción de los diferentes escenarios.

El escenario de referencia fue construido teniendo en cuenta el pronóstico realizado por Wood Mackenzie en su documento “*Global Macro Oils*” de largo y corto 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 2016, 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.

Los análisis realizados, tanto para el corto como el largo plazo, están basados en el supuesto que los países que conforman la OPEP no activarán restricciones significativas en su producción durante el tiempo de análisis.

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

- **Escenario de Referencia:** En este escenario se espera que el crudo de referencia BRENT alcance los 85 USD\$/Barril en términos reales para 2020 y los 99 USD\$/Barril en 2035. Respecto al WTI, se espera que alcance los USD\$82,5/barril en términos reales para 2020 y los 95,5 USD\$/Barril en 2035. Se espera que entre los años 2015 y 2040 los Estados Unidos tengan una producción acumulada de 94 billones de barriles.

A partir del año 2020 se pronostica una caída en los precios del crudo los cuales encontrarán el valor mínimo en el año 2026 de USD\$75/Barril para la referencia BRENT y de USD\$71/Barril para la referencia WTI. A partir de ese año se espera que, para el crudo de referencia BRENT, los precios cerzcan constantemente a una tasa promedio de 3,14% alcanzando un valor de USD\$99/Barril en el año 2035 y para el crudo de referencia WTI la tasa promedio de crecimiento es de 3,36% alcanzando un valor de USD\$95,5/Barril en el año 2035.

- **Escenario de Precios Alto:** En este escenario se espera que el crudo de referencia BRENT alcance los USD\$168,31/Barril en términos reales para 2020 y los USD\$182,63/Barril en 2035. Respecto al WTI, se espera que alcance los USD\$167,66/Barril en términos reales para 2020 y los USD\$179,855/Barril en 2035. Se espera que entre los años 2015 y 2040 los Estados Unidos tengan una producción acumulada de 94 billones de barriles.

A partir del año 2020 se pronostica una caída en los precios del crudo los cuales encontrarán el valor mínimo en el año 2026 de USD\$152,07/Barril para la referencia BRENT y de USD\$148,33/Barril para la referencia WTI. A partir de ese año se espera que, para el crudo de referencia BRENT, los precios cerzcan constantemente a una tasa promedio de 2,07% alcanzando un valor de USD\$182,63/Barril en el año 2035 y para el crudo de referencia WTI la tasa promedio de crecimiento es de 2,18% alcanzando un valor de USD\$179,85/Barril en el año 2035.

Según el Departamento de Energía de Estados Unidos, se espera que una economía más fuerte en las naciones que no pertenecen a la Organización para la Cooperación Económica y de Desarrollo (OECD por sus siglas en inglés) se vea reflejado en un incremento en la demanda de combustibles líquidos, una mayor demanda en viajes personales y más consumo de bienes en el sector industrial. Adicionalmente, se espera que la producción de crudo de los Estados Unidos disminuya de 12,3 millones de barriles/día en el año 2027 a 11 millones de barriles/día en el año 2040 y tenga una producción acumulada, entre 2015 y 2040, de 109 billones de barriles.

- **Escenario de Precios Bajo:** En este escenario se espera que el crudo de referencia BRENT alcance los USD\$42,13/Barril en términos reales para 2020 y los USD\$49,01/Barril en 2035. Respecto al WTI, se espera que alcance los USD\$36,99/Barril en términos reales para 2020 y los USD\$45,03/Barril en 2035. Se espera que entre los años 2015 y 2040 los Estados Unidos tengan una producción acumulada de 94 billones de barriles.

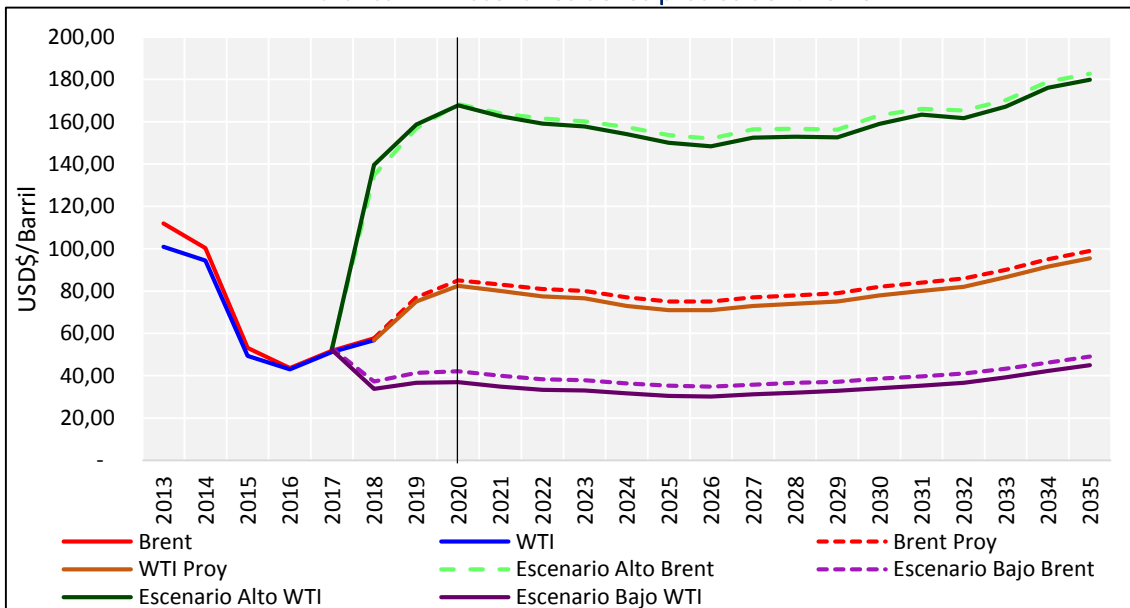
A partir del año 2020 se pronostica una caída en los precios del crudo los cuales encontrarán el valor mínimo en el año 2026 de USD\$34,89/Barril para la referencia BRENT y de

USD\$30,09/Barril para la referencia WTI. A partir de ese año se espera que, para el crudo de referencia BRENT, los precios cerzcan constantemente a una tasa promedio de 3,86% alcanzando un valor de USD\$49,01/Barril en el año 2035 y para el crudo de referencia WTI la tasa promedio de crecimiento es de 4,59% alcanzando un valor de USD\$45,03/Barril en el año 2035.

Según el Departamento de Enrgía de Estados Unidos, se espera que entre 2020 y 2035 el crecimiento económico sea más lento que en caso de referencia y la demanda de combustibles líquidos sea menor. De la misma manera, los países pertenecientes a la OECD reducirían su consumo de energía a través del uso de tecnologías más eficientes, realizarían menos viajes y/o utilizarían más Gas Natural o electricidad en el sector de transporte. En las naciones que no pertenecen a la OECD, la demanda de combustibles líquidos se espera que permanezca fuerte ya que los precios bajos del crudo incentivan en el consumo de combustibles líquidos por encima de otras fuentes de energía.

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



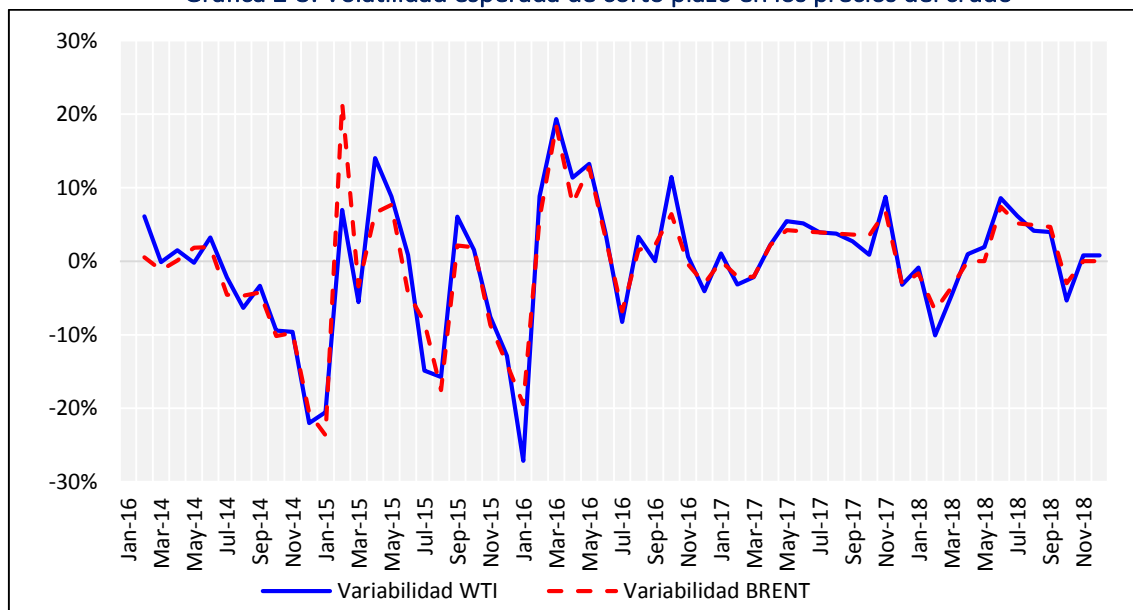
Fuente: Wood Mackenzie, DOE-EIA, UPME

Después de un análisis del comportamiento de los precios de los energéticos comparados con el comportamiento del precio del crudo referencia WTI y BRENT, se concluye que los precios de los energéticos tenían un comportamiento similar y más acorde al crudo de referencia BRENT. Por lo anterior, los análisis plasmados en este documento se realizaron utilizando el crudo de referencia BRENT como indexador de precios de los distintos energéticos.

A partir del año 2014 el crudo de referencia WTI ha tenido una reducción máxima mensual del precio del 22,02% presentada en diciembre de 2014 mientras que el crudo de referencia BRENT tuvo su máxima reducción de 23,64% en el mes de enero de 2015. Durante este periodo, el Brent presentó una mayor volatilidad en los precios, principalmente en los primeros meses de 2015, donde su variabilidad fue mayor al del WTI. La

Gráfica 2-3 presenta el análisis de volatilidad proyectado correspondiente al precio de los crudos de referencia BRENT y WTI.

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

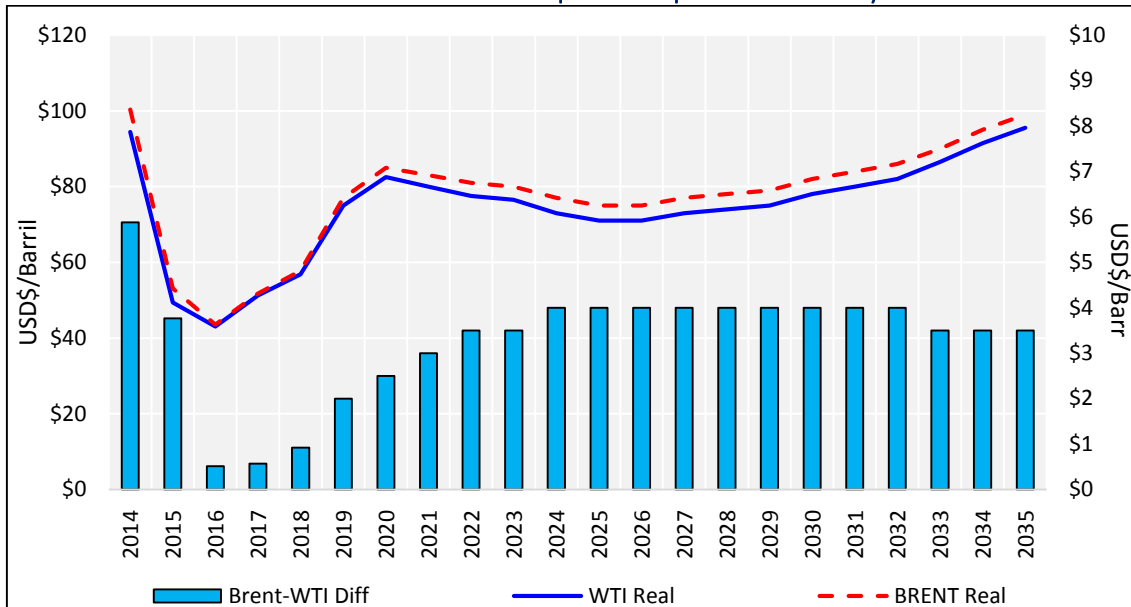


Fuente: DOE – EIA

De la misma manera, uno de nuestros proveedores de información, Wood Mackenzie, ha pronosticado en su documento “Global Macro Oils Long Term Outlook H2 2016” pronostica que, teniendo en cuenta que las restricciones a Estados Unidos fueron levantadas hace un año, el crudo de Estados Unidos se ha exportado a más de 20 países. Adicional a su vecino Canadá, Países Bajos, Venezuela y Japón han sido los destinos más importantes. En la medida en que el precio del crudo fluctúa y la oferta de Estados Unidos crece, se espera que Estados Unidos continúe siendo un importante exportador de crudo. Así mismo, se espera que el crudo referencia BRENT y, los demás crudos indexados con éste, compitan directamente con los crudos que Estados Unidos exporta y el crudo de referencia WTI en los mercados internacionales de refinería.

Como se puede observar en la **Gráfica 2-4**, según los pronósticos, la diferencia entre los precios del crudo de referencia BRENT y WTI presentará un constante aumento entre los años 2017 y 2024 empezando en una diferencia de USD\$0,57/Barril, llegando a los USD\$4/Barril y manteniéndose en esta diferencia hasta el año 2032. Entre los años 2033 y 2035 se pronostica una diferencia de USD\$3,5/Barril. En el periodo analizado se observa una diferencia máxima y mínima alcanzando los USD\$5,88/Barril en el año 2014 y los USD\$0,51/Barril en el año 2016, respectivamente.

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



Fuente: DOE – EIA

2.2 Escenario macroeconómico mundial

El escenario de referencia estimado por Wood Mackenzie considera que la economía tendrá un periodo de débil crecimiento caracterizado por la incertidumbre y la volatilidad. El pronóstico de crecimiento del PIB mundial está en un promedio de 2,2% por año entre 2016 y 2018. Este débil crecimiento global del PIB se debe a factores cíclicos y se espera que el crecimiento global llegue a un máximo de 2,7% antes del 2020, sin embargo no se espera un crecimiento similar al de las últimas décadas. Wood Mackenzie pronostica un crecimiento del PIB global de 2,6% anual entre los años 2016 y 2035.

El envejecimiento mundial de la población reduciría el crecimiento de la población trabajadora, siendo más visible este fenómeno en Europa Occidental, Escandinavia y Japón. Los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos – OCDE –, que actualmente representan las dos terceras partes del PIB global, no tendrán un incremento de la población trabajadora superior al 1% en los próximos veinte años. El lento crecimiento de la población trabajadora pondrá en aprietos las finanzas gubernamentales debido a que los gastos en salud y pensiones pueden llegar a estar por encima de la captación por impuestos. Lo anterior conlleva a un cambio en el consumo puesto que las personas mayores tienden a gastar menos. Es por esto que se espera que el crecimiento económico de los países pertenecientes a la OCDE sea de 1,6%, en promedio, hasta 2035.

Libia re abrió sus puertos ubicados en la parte oriental y activó campos importantes con una producción de al menos el doble de lo registrado a principio de año, hasta 600.000 b/d en octubre. Iran fue capaz de impulsar su producción e Iraq continúa aumentando su producción a pesar de severos

cortes en inversión. En esta proyección, se espera que los países pertenecientes a la OPEP no implementen un recorte significativo en su producción.

La oferta de los países NO-OPEP, incluyendo los no convencionales y las ganancias en el procesamiento, se espera incremente desde 57,9 millones barriles/día en 2016 a 62,4 millones barriles/día entre 2025 y 2030. Adicionalmente se pronostica un descenso en la producción hasta 62 millones barriles/día en 2035.

Se pronostica un incremento en la capacidad de producción, de 4,6 millones de b/d, por parte de los países pertenecientes a la OPEP, desde 35,7 millones de b/d en 2016 hasta 40,3 millones de b/d en 2035. Los riesgos de este pronóstico se deben a incertidumbre política como el levantamiento de restricciones a Libia, habilitándolo para producir cerca de 1 millón de b/d adicionales a los que produce actualmente.

Para Estados Unidos, se espera una pequeña disminución en la producción de líquidos empezando la década de 2020, sin embargo, se espera que empiece a aumentar progresivamente finalizando la década cuando su producción promedio estará sobre los 450.000 b/d. Dentro de nuestro pronóstico hay dos razones principales que causan dicha diferencia, la primera es que se pronostica que la inflación sea mayor a la asumida anteriormente, con un incremento del 15% sobre la presentada actualmente. Lo que principalmente causará este incremento es que los costos de servicio tendrán un incremento del 50%, sobre los costos actuales, para finales de la década. La segunda razón es que algunos activos requerirán mayores tasas de retorno para justificar el retorno a la perforación. Sin embargo, aún es anticipado para especular con las tasas de retorno. Se espera que para finales de la década de 2020 haya una alza en la producción cuyo promedio será de 600.000 b/d después de 2030.

En relación con Colombia, la información de estimación de IPC proviene del Banco de la República, el cual y de conformidad con lo establecido en la Ley 31 de 1992, el Banco de la República reitera que su meta de inflación es 3% en su último comunicado. 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 ocurre en los eventos del Fenómeno del Niño.

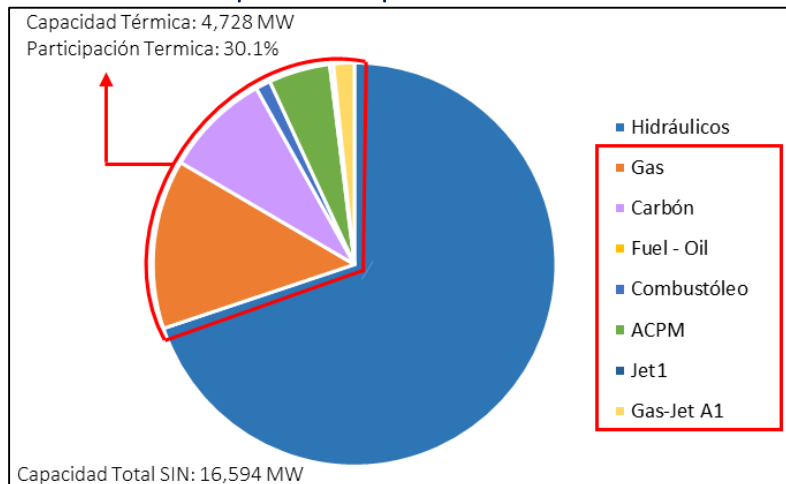
Con la entrada en vigencia del cargo por confiabilidad, el país ha contado con energía firme respaldada tanto por unidades de generación hidráulica como de generación térmica que son puestas en funcionamiento por combustibles fósiles como el gas natural, carbón mineral y los derivados del petróleo. Teniendo 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 cuenta con una capacidad instalada de 16,488.0 MW en enero de 2017, 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, ACPM, combustóleo y/o 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 diciembre de 2016.

3.1.1 Plantas a gas natural

En la **Tabla 1** se listan las unidades de generación térmica que utilizan gas natural para 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 2016 – 2030* 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, con fecha a Mayo 2017.

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.

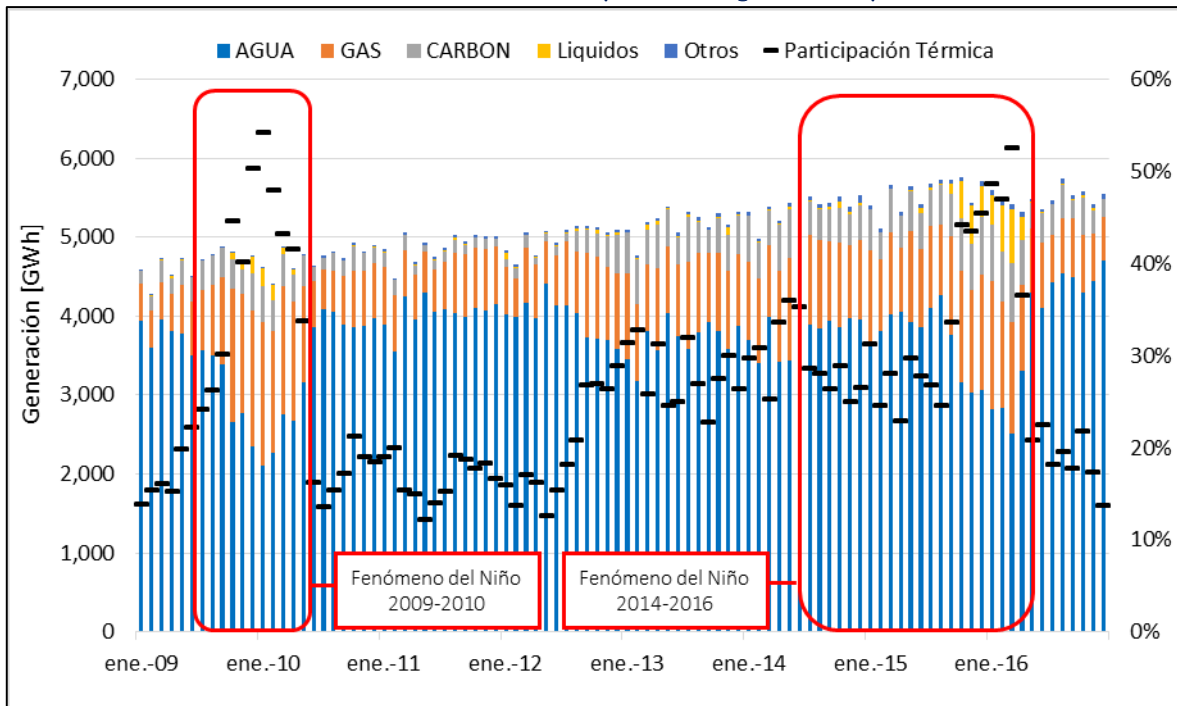
Adicionalmente, en el *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030* se plantean diferentes escenarios de expansión del parque de generación de electricidad entre los que se encuentran principalmente escenarios con una gran expansión del parque generador térmico a carbón y una 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 entre los meses de diciembre de 2009 y enero de 2010 y entre los meses de octubre de 2015 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

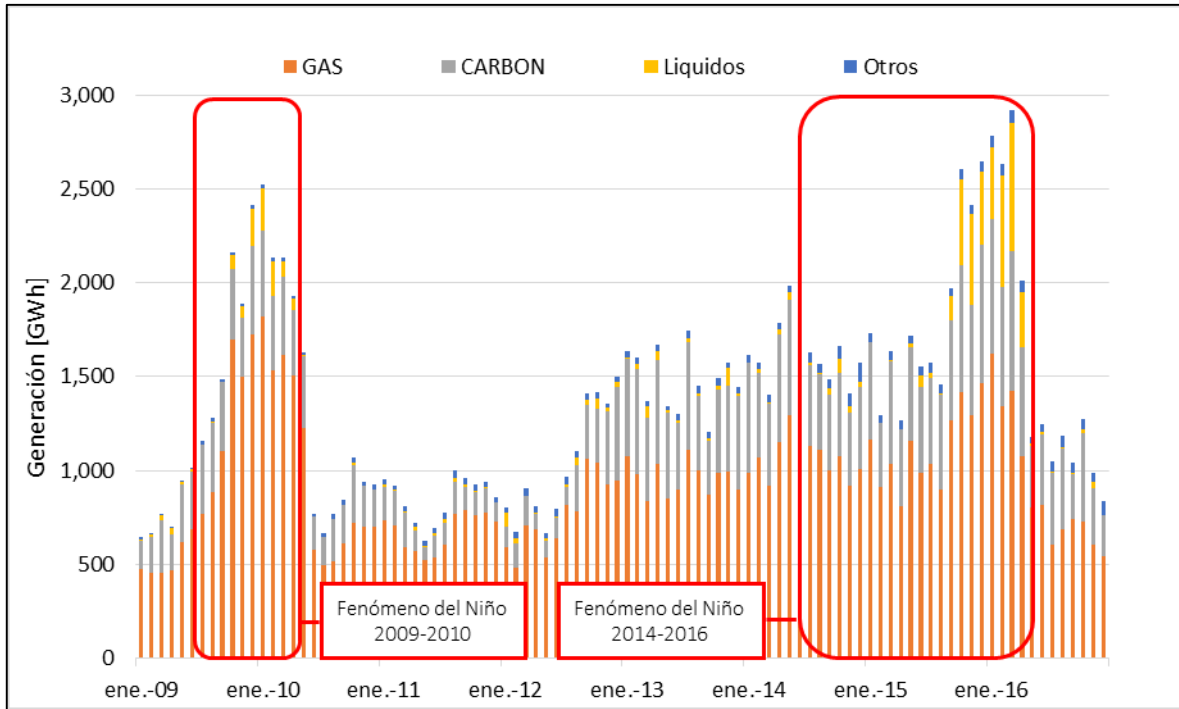
Como se mencionó anteriormente, el parque generador térmico tiene una participación importante en la generación de electricidad, para esto requiere una disponibilidad confiable de los diferentes combustibles. En la **Gráfica 3-3**, construida a partir de información disponible en las bases de datos de XM, se puede observar que la demanda agregada de combustibles para la generación de

electricidad ha alcanzado valores cercanos a 2500 GWh, equivalentes 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 los 1000 GWh, equivalentes a 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 700 GWh, equivalentes a 225 GBTUD.

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



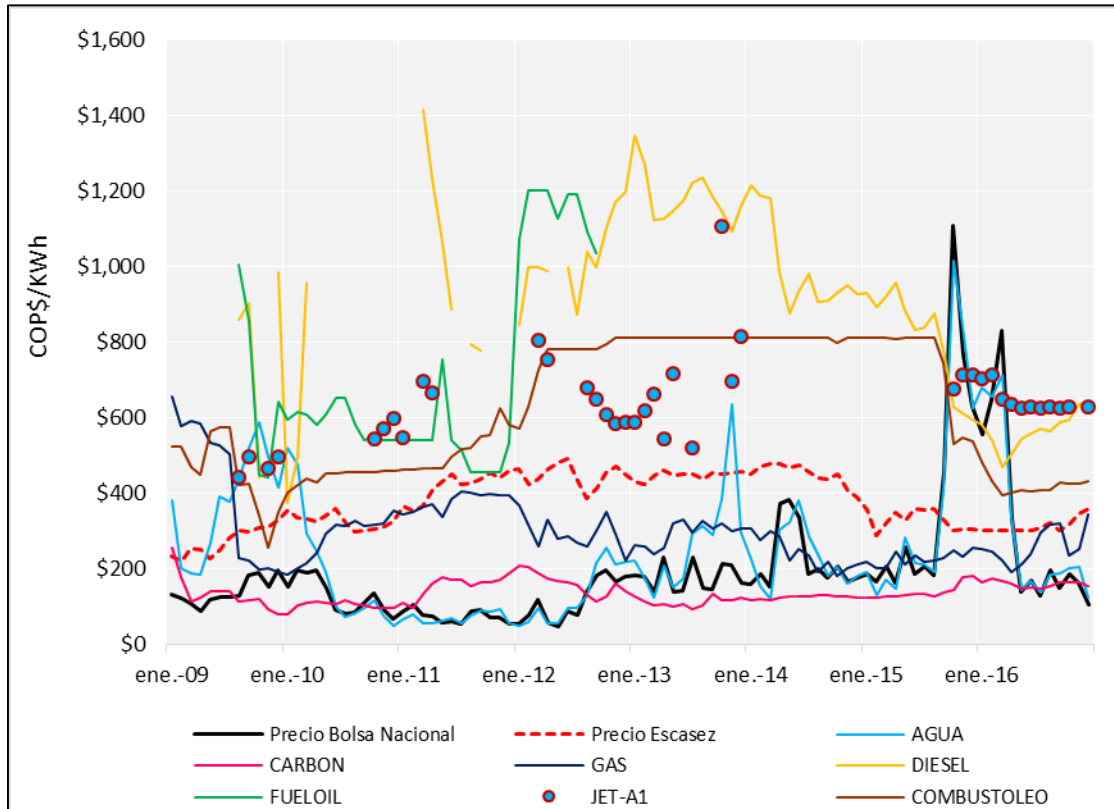
Fuente: XM, UPME.

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**). No obstante, hacia finales de

septiembre y la primera semana de octubre, 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 debió activarse 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.

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.

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 remuneraba 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 los diferentes combustibles, que es lo que muestra la **Gráfica 3-4**, aunque su influencia es vital para entender hacia donde podrían ir estos precios en un horizonte próximo.

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 disminuyeron cerca del 48,3%, entre 2010 hasta el cierre de 2016, 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

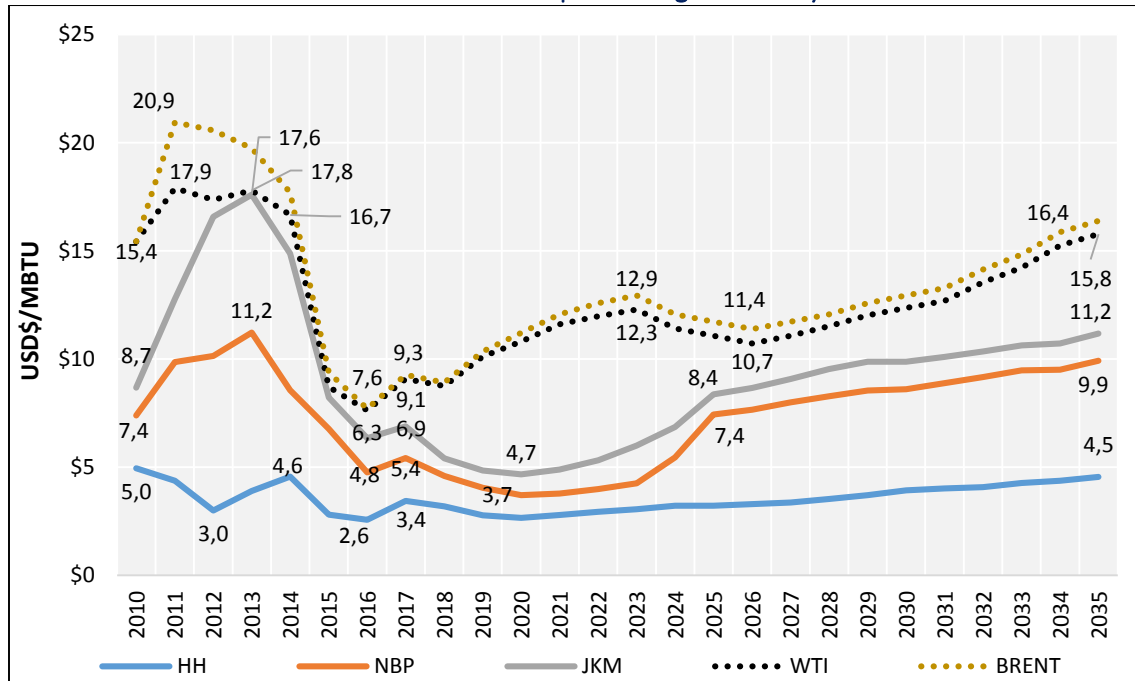
Mientras el mercado del crudo es esencialmente global, en el caso del gas natural el mercado está segmentado en tres grandes mercados: Estados Unidos, Europa y Asia, los cuales tienen diferencias importantes en el caso de los precios, pues presentan brechas significativas en magnitud. Los precios de 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, así como 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 un poco más 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 gráfica 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, a 2035 cuando el precio del crudo es cinco veces el precio del gas¹. Ya en este periodo la correlación del WTI y BRENT se disipa respecto del precio spot del gas en Japón, lo cual puede estar relacionado 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 2016, el precio del Henry Hub ha presentado fluctuaciones con una tendencia de incremento, cuyo valor promedio al finalizar el mes de diciembre de 2016 se situó en los USD\$ 3,59/MBTU, siendo éste al valor máximo alcanzado desde Diciembre de 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 y llegando en 2020 US\$ 2,7/MBTU en términos reales.

La Agencia Norteamericana estima que el precio medio del Henry Hub durante todo el año 2017 se ubicará, en promedio, en los USD\$ 3,55/MBTU y para 2018, en promedio, en USD\$ 3,73/MBTU, cifras bastante inferiores comparándolas con 2014 (USD\$ 4,39/MBTU), pero superiores a las presentadas en los años 2015 (USD\$ 2,63/MBTU) y 2016 (USD\$ 2,51/MBTU). Una de las razones para este comportamiento hace referencia a una demanda menor 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 NPB en Reino Unido y del JKM en Japón. Para el caso de Japón y Corea, en la gráfica podemos observar el comportamiento del marcador JKM presentando un valor máximo, después del año 2014, de USD\$ 8,4/MBTU en 2015 y USD\$ 22,5/MBTU para 2035, mostrando una reducción importante entre los años 2015 y 2020, cuando alcanzó a ubicarse en USD\$ 4,67/MBTU. Es de recordar que el precio de este marcador cayó de USD\$ 14,9/MBTU en 2014 a USD\$8,2 MBTU en 2015, mostrando una reducción de 47,8%.

De acuerdo con los expertos, la reducción presentada en este periodo en el precio del gas en Japón 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 USD\$ 4,8/MBTU en 2016 y USD\$ 3,7/MBTU para 2020, presentando una importante caída en los precios entre los años 2017 y 2020, año en el que empieza su recuperación llegando a un promedio de USD\$ 7,4/MBTU en el año 2025. A partir de este año, empieza un crecimiento promedio constante, de 2,93% anual, llegando a los USD\$ 9,9/MBTU en el año 2035. Cabe resaltar que los precios del gas en Europa se establecen con base en la relación entre la oferta y la demanda.

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 está en el mercado de Brasil con precios spot altamente 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 venido reduciendo poco a poco la dependencia que tiene el mercado mundial de los sistemas de gasoductos para transporte.

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 gas natural 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 alcanzó su punto más bajo en el año 2016 cuando llegó a los USD\$2,6/MBTU para luego ascender hasta los USD\$3,4/MBTU en el año 2017 para luego presentar un descenso llegando hasta los USD\$2,8/MBTU en el 2019. A partir del año 2019 presenta un constante aumento en el precio a una tasa promedio de 3,16% hasta el año 2035 cuando llegaría a los USD\$4,5/MBTU

Además, 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 debido a su alta rentabilidad en razón al precio, 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.

De acuerdo con las estimaciones de Wood Mackenzie, el pronóstico para el sur y el sur oriente asiático permanece optimista. Mientras que las demoras en desarrollo de infraestructura en países como Bangladesh y Filipinas han demorado la puesta en marcha de importaciones de GNL, otros mercados como Pakistán y Tailandia han fortalecido la oferta. Como se puede observar en la **Gráfica 4-1**, el precio del JKM, marcador de gas para el mercado asiático, alcanza a su punto máximo en el año 2013 llegando a los USD\$17,6/MBTU para luego presentar una estrepitosa caída llegando a los USD\$6,3/MBTU en el año 2016 para luego tener una pequeña recuperación y volver a bajar para alcanzar su mínimo histórico alcanzando los USD\$4,7/MBTU en el año 2020. Luego de este periodo empieza un aumento importante en los precios alcanzando los USD\$8,4/MBTU en el 2025 y a partir de este año sigue un crecimiento promedio anual de 2,95% llegando los USD\$11,2/MBTU en el año 2035.

Por otra parte, se pronostica que la oferta doméstica disminuya en más de 30 Billones de metros cúbicos² entre 2016 y 2020, como consecuencia de las restricciones en Groningen, el campo europeo más grande. Sin embargo, se espera que Rusia, Noruega y Algeria continúen peleando por su

² Billones de metros cúbicos = Mil millones (10⁹) de metros cúbicos

participación en el mercado. Noruega produjo 117 Billones de metros cúbicos en el año 2016 y ahora el objetivo es cambiarse a Troll West, un desarrollo de bajo costo que le asegurará exportaciones a Europa por encima de los 100 Billones de metros cúbicos hasta 2024. Por su parte, Algeria estuvo cerca de su récord de 33 Billones de metros cúbicos en 2016, 10 Billones de metros cúbicos más que en el año 2015. Con un precio promedio del Henry Hub alrededor de los USD\$2,8/MBTU entre 2019-2023, se espera que los precios en Europa estén alrededor de los USD\$4,0/MBTU, a pesar del precio promedio del BRENT que estaría en USD\$68,6/BBL, en el mismo periodo de tiempo.

En la medida en que el mercado global presenta una sobre-oferta, se espera que los precios de LNG en el mercado asiático se transen a una pequeña diferencia respecto del precio del mercado europeo. Los precios del JKM, se espera que caigan de USD\$6,9/MBTU en 2017 a USD\$4,7/MBTU en 2020, lo cual representa una diferencia de USD\$1,0/MBTU respecto la referencia NBP, correspondiente al marcador europeo. Con los precios europeos estabilizados a la baja, se espera que el precio promedio spot para la referencia JKM, marcador asiático, esté en promedio sobre los USD\$5,1/MBTU entre los años 2019 y 2023.

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, sin importar u origen.

Por otra parte, con 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 período 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. Finalmente, 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.

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 4-2**.

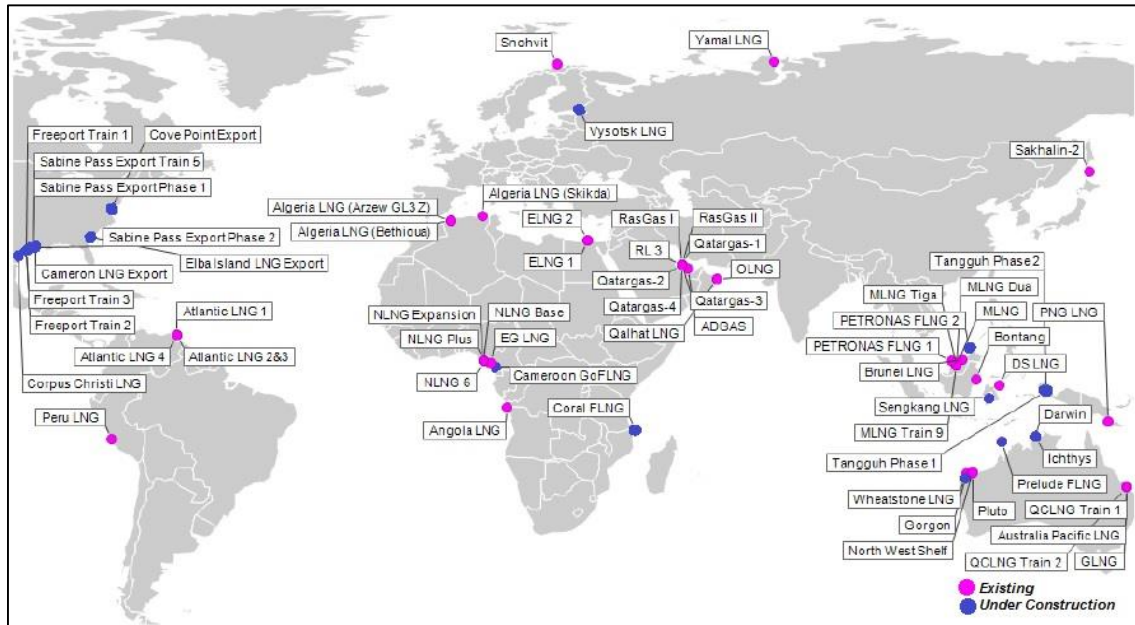
Las plantas de licuefacción que actualmente se encuentran en funcionamiento de acuerdo con la información suministrada por la IEA y el GIIGNL se presentan en la **Tabla 4**. En la actualidad existen 10 países que producen y exportan GNL⁴, con una capacidad total de producción de 756,1 MMm³ de GNL al año y 116 trenes de licuefacción localizados en América, Europa, Asia Pacífico, Medio Oriente, África y Oceanía.

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, 2016.

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 dos (2) plantas de licuefacción - Sabine Pass y Kenai – y una capacidad de producción de 67,6 millones de metros cúbicos de GNL al año. Adicionalmente, en el año 2015 se construyeron 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.

Gráfica 4-2. Plantas de licuefacción (actuales y potenciales)



Fuente: Wood Mackenzie

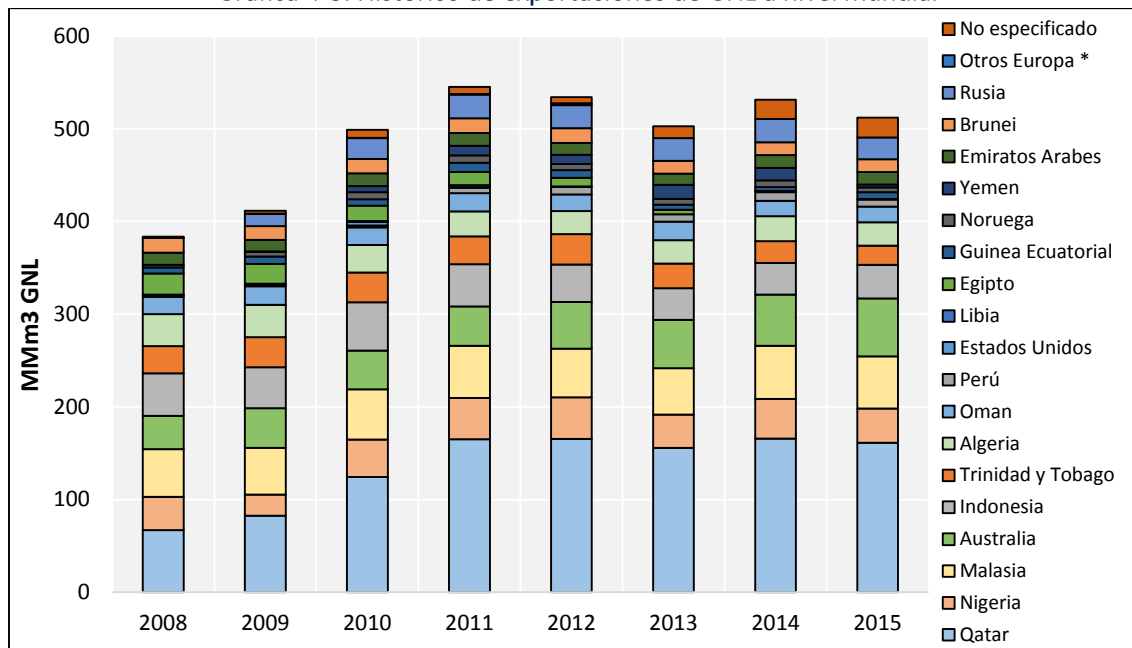
En Europa el único país que exporta GNL es Noruega. En la región de Asia Pacífico, Malasia, Brunei, Indonesia y Rusia son los exportadores de GNL, destacándose Rusia como el mayor productor de gas natural en el mundo, cuyo comercio es principalmente vía gasoducto. En Medio Oriente, Qatar, Yemen, Omán y Emiratos Árabes Unidos producen GNL y son los responsables del 29,8% de la producción mundial, liderados por Qatar, que es el mayor productor y exportador del planeta.

Tabla 4. Infraestructura mundial de licuefacción

ORIGEN	PAISES	Planta de Licuefacción	LICUEFACCIÓN			EXPORTACIÓN	
			Capacidad Nominal (MMm³ GNL/año)	Número de Trenes	Capacidad Total (MMm³ GNL/año)	Cantidad Exportada (MMm³ GNL/año)	Cantidad Disponible (MMm³ GNL/año)
América del Norte	USA - Alaska	Kenai	0,9	1	0,90	0,75	0,16
	USA	Sabine Pass	66,7	6	55,5	48,76	6,74
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin - Atlantic LNG 1	7,3	1	34,30	20,91	13,39
		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	9,00	0,80
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua)	17,5	6	63,10	25,05	38,06
		Arzew GL 2Z	18,1	6			
		Arzew GL 3Z	10,4	1			
		Skikda - GL1K/GL2K	7,1	3			
		Skikda - GL1K megatrains	10	1			
	Libia	Marsa-el-brega	7,1	4	7,10	No exporto en 2015.	
Egipto	Damietta	11,1	1	27,00	No exporto en 2015.		
	Idku	15,9	2				
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	8,2	1	8,20	7,07	1,14
	Nigeria	Bonny Island	48,2	6	48,20	36,97	11,23
África (Sur)	Angola	Soyo	11,5	1	11,50	No exporto en 2015.	
Europa	Noruega	Hammerfest	9,5	1	9,50	5,15	4,35
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan 1	21	3	170,30	161,39	8,91
		Ras Laffan 2	69	4			
		Ras Laffan 3	80,3	7			
	Yemen	Bahaf	14,8	2	14,80	3,16	11,64
	Emiratos Arabes	Das Island	12,8	3	12,80	12,80	0,00
Oman	Qalhat	23,7	3	23,70	17,15	6,55	
Sureste Asiático	Brunei	Lumut	15,7	6	15,70	13,96	1,75
	Indonesia	Blang Lincang Arun	9,3	2	79,80	36,16	43,64
		Bontang Badak	49,3	16			
		Donggi-Senoro	4,4	2			
		Tangguh	16,8	2			
	Malasia	Bintulu MLNG 1	17,9	3	53,50	53,50	0,00
Bintulu MLNG 2		20,6	4				
Bintulu MLNG 3		15	2				
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	21,1	2	21,10	21,10	0,00
Oceanía	Australia	Curtis Island	9,5	1	62,80	62,31	0,49
		Darwin	7,5	1			
		Pluto	9,5	1			
		Withnell Bay Trains 1-4	26,8	4			
		Withnell Bay Train 5	9,5	1			
	Papua Nueva Guinea	PNG	15,3	2	15,3	15,3	0

Fuente: IEA 2016 y el GIIGNL 2017.

Gráfica 4-3. Histórico de exportaciones de GNL a nivel mundial



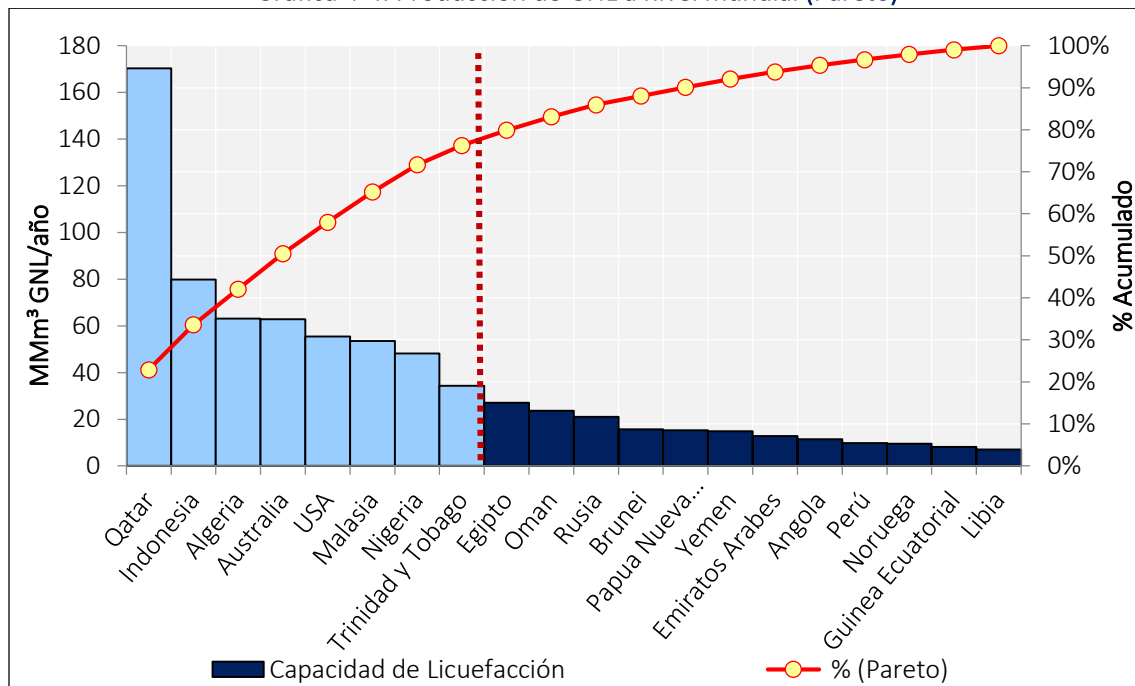
Fuente: IEA 2016

En África, son Egipto, Argelia, Nigeria, Libia y Guinea Ecuatorial los productores de GNL. 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. Por su parte, en Oceanía, a través de Australia, se exporta GNL y se constituye en una de las promesas del futuro de la industria.

A continuación, se muestra en la **Gráfica 4-4** la producción de GNL a nivel mundial en el año 2016, igualmente se organizan los países que componen cerca del 80% del total de esta producción y por ende, los más relevantes a futuro para un proyecto de importación desde nuestro país.

Las principales regiones productoras según el Pareto considerado en la gráfica anterior son: Medio Oriente (Qatar) con una capacidad de 170,3 Mm³ de GNL al año, Asia (Indonesia y Malasia) con una capacidad de 133,3 Mm³ de GNL al año, África (Argelia, Nigeria) con una capacidad de 111,3 Mm³ de GNL al año, América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago) con una capacidad de 89,8 Mm³ de GNL al año, y Oceanía (Australia) con una capacidad de 62,8 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.

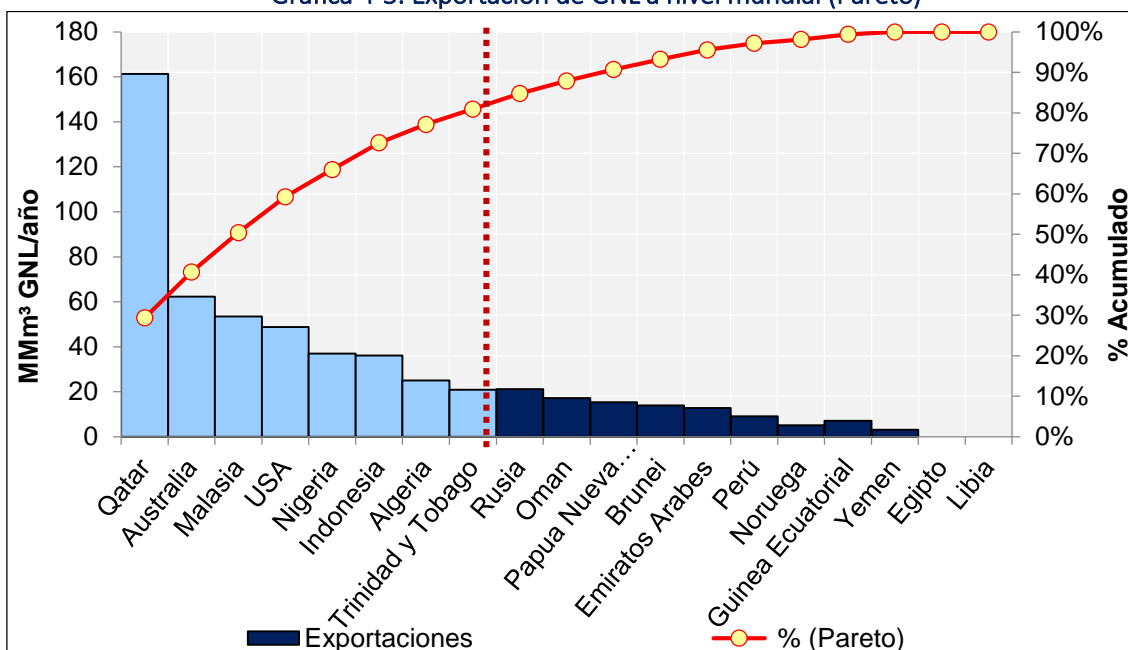
Gráfica 4-4. Producción de GNL a nivel mundial (Pareto)



Fuente: IEA 2016 y cálculos UPME.

Asimismo, en la **Gráfica 4-5** se muestran las exportaciones de GNL para el año 2016 y se organiza de tal manera que se muestran los países que representan el 80% de las exportaciones a nivel mundial.

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



Fuente: IEA 2016 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 161 Mm³ de GNL al año, correspondientes al 29,4% de las exportaciones a nivel mundial. Le siguen el mercado de Asia (Indonesia y Malasia) con exportaciones de 89,66 Mm³ de GNL al año, América (Estados Unidos y Trinidad y Tobago) con exportaciones de 69,67 Mm³ de GNL al año, Oceanía (Australia) con exportaciones de 62,31 Mm³ de GNL anuales y África (Argelia, Nigeria) con exportaciones de 62,02 Mm³ de GNL al año.

4.1.4 Demanda mundial de gas natural licuado

Desde la perspectiva de la demanda son 75 los países importadores⁵, los cuales en su mayoría se localizan en Europa, Asia y América. Finalizando 2016 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.

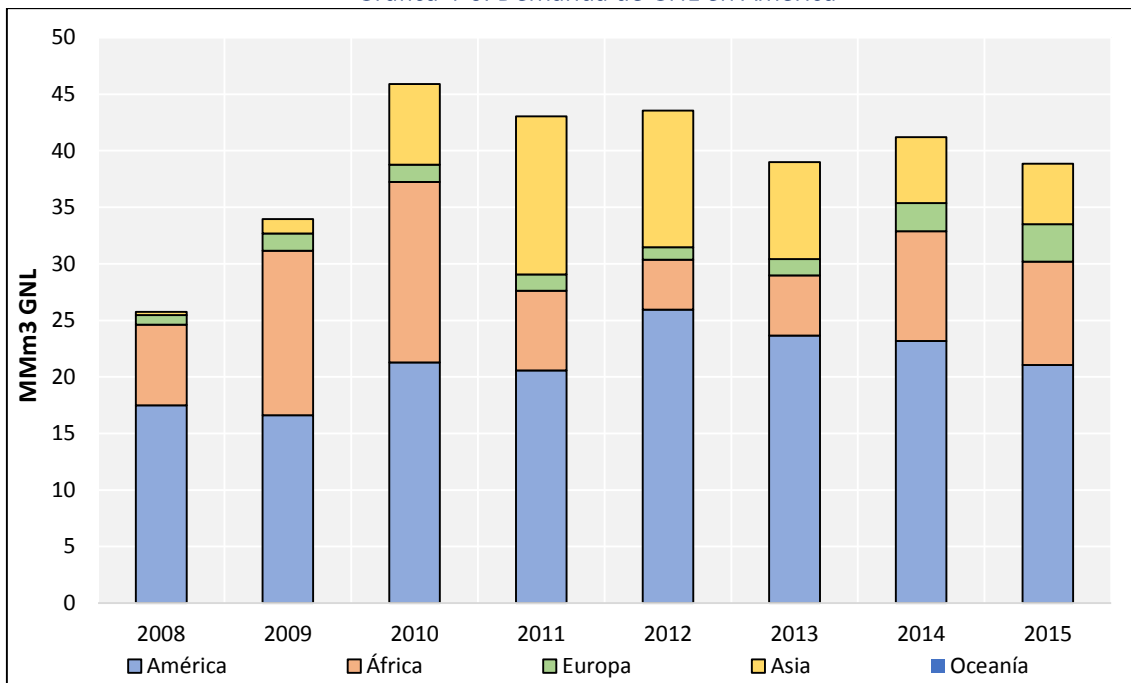
En el continente americano, los países importadores de GNL son Argentina, Brasil, Canadá, Chile, Estados Unidos, México, Puerto Rico y República Dominicana. La situación en Sudamérica responde a 2 situaciones particulares; la primera es la que ocurre en Brasil y Chile, que poseen crecientes demandas 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 4-6** 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 169,77 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 127,75 MMm³ de GNL entre los años 2008 y 2015, y en menor escala Europa con un suministro acumulado de 13,7 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 44,87% sobre el total demandado.

De acuerdo a la **Gráfica 4-7**, éste continente importa principalmente de países africanos, un acumulado entre 2008 y 2015 de 395,67 MMm³ de GNL, y asiáticos, un acumulado entre 2008 y 2015 de 330,13 MMm³ de GNL, siendo el único continente donde el mayor porcentaje de las importaciones no proviene de sus mismos países. Adicionalmente, durante 2015 los mayores proveedores de GNL a Europa fueron África y Asia que de manera conjunta entregaron el 85,48% 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, entre 2011 y 2015, para Europa fue Qatar, con una participación promedio del 44,62% sobre el total demandado.

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

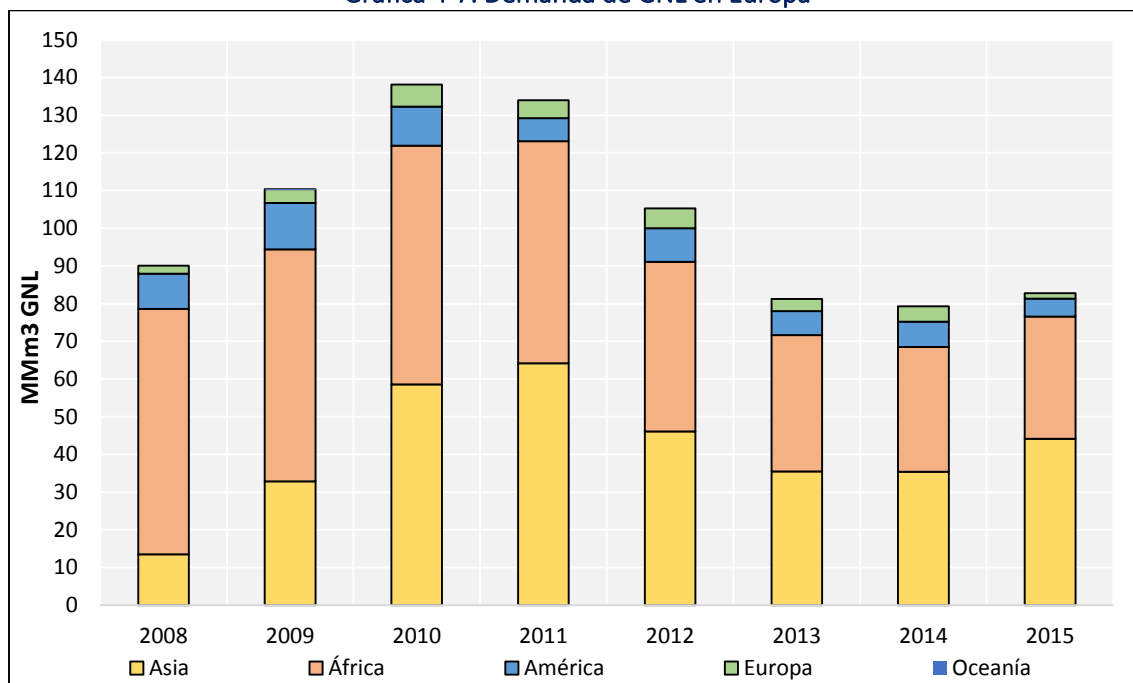
Gráfica 4-6. Demanda de GNL en América



Fuente: IEA 2016 y cálculos UPME.

Por su parte, la región de Asia Pacífico, cuya demanda acumulada entre 2008 y 2015 de GNL se aproxima a 70% del total mundial, cuenta con plantas de regasificación en Japón, China, Corea del Sur, India, Japón, Kuwait, Tailandia y Taiwán.

Gráfica 4-7. Demanda de GNL en Europa



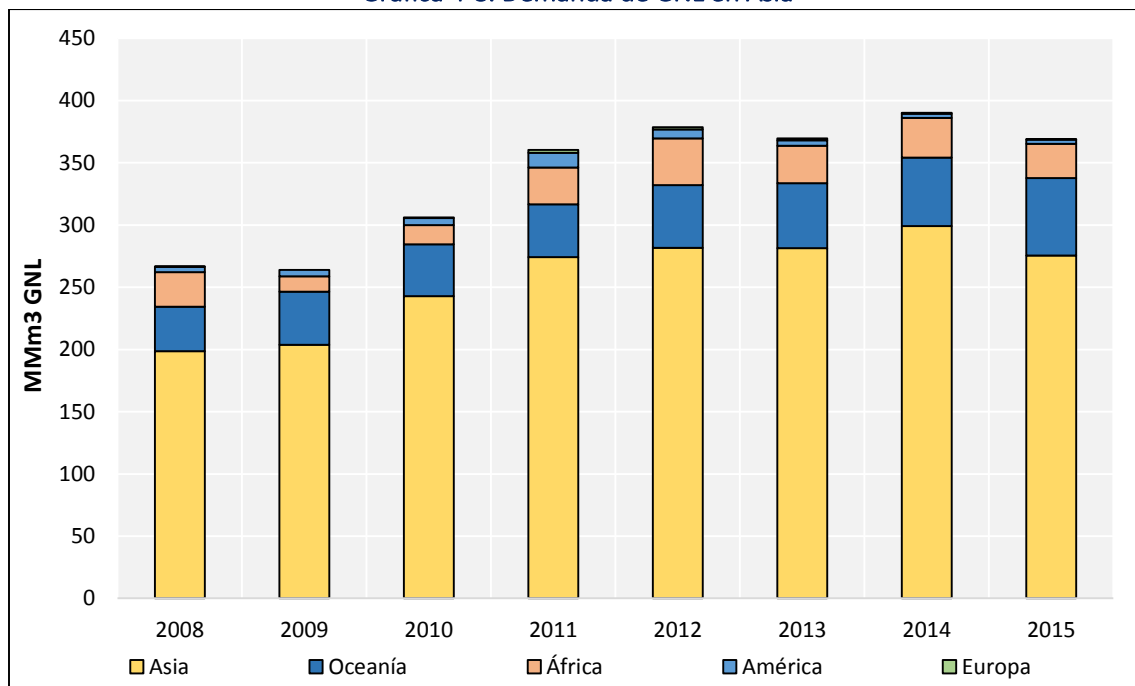
Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME.

La **Gráfica 4-8** 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. Entre los años 2008 y 2015, el principal exportador en este período para Asia fue Qatar, con una participación promedio del 26,22% sobre el total demandado.

La mayor parte de las importaciones de Asia son realizadas por el mismo continente, reflejando un comportamiento cada vez más consolidado. Como consecuencia de esta dinámica, las exportaciones a Asia de mercados como el de África y América se reducen considerablemente y las de Europa no tienen ninguna participación. Por último, Oceanía representado principalmente por Australia, es un mercado que se consolida cada vez más en Asia, siendo este mercado una opción viable por transporte.

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.

Gráfica 4-8. Demanda de GNL en Asia



Fuente: IEA 2015 y cálculos UPME.

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.

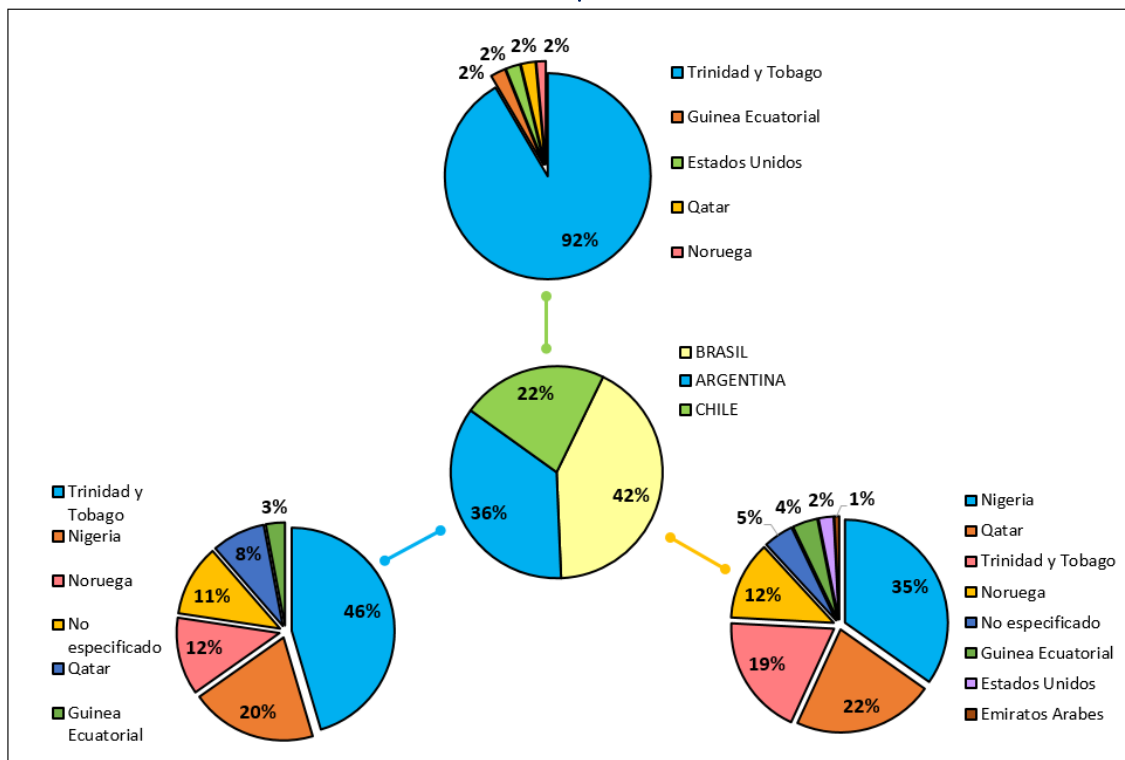
Ahora bien, a partir del escenario de demanda media de la UPME y oferta correspondiente al documento del balance de gas natural UPME, se generan un desequilibrio en el abastecimiento desde mediados de 2018, donde se estima necesaria la importación de gas natural para garantizar el abastecimiento pleno⁶. 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.

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

Gráfica 4-9. Distribución de importaciones en Latinoamérica



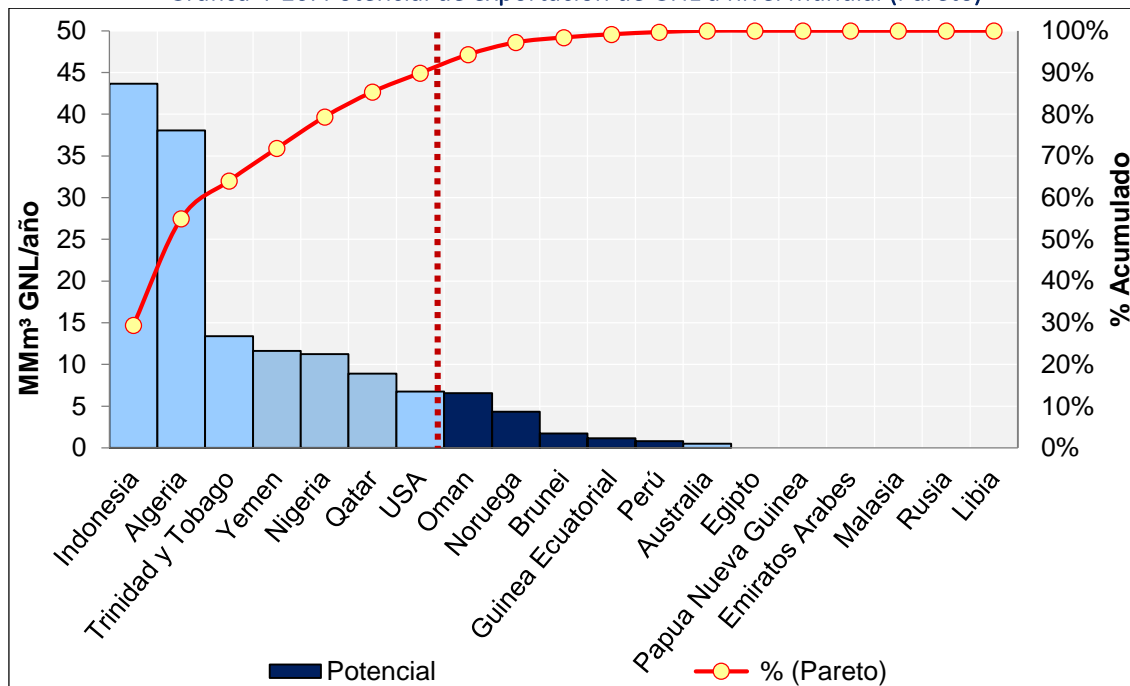
Fuente: IEA 2016 y cálculos UPME.

Lo anterior se refleja en la **Gráfica 4-9**, la cual muestra a Trinidad y Tobago como el principal exportador para la zona de Sur América, seguido por Guinea Ecuatorial, Estados Unidos, Qatar y Noruega. 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.

Para evaluar la capacidad de exportación se calcula la diferencia entre los niveles de producción y exportación actuales tomados de la **Gráfica 4-4** y **Gráfica 4-5**. En la **Gráfica 4-10** se puede observar, mediante una organización Pareto, la capacidad de exportación mundial entre los países que representan cerca del 90% del potencial de exportación actual, entre los cuales se encuentran Trinidad y Tobago y Estados Unidos dentro de las primeras opciones para Colombia en importación.

Gráfica 4-10. Potencial de exportación de GNL a nivel mundial (Pareto)



Fuente: IEA 2016 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.

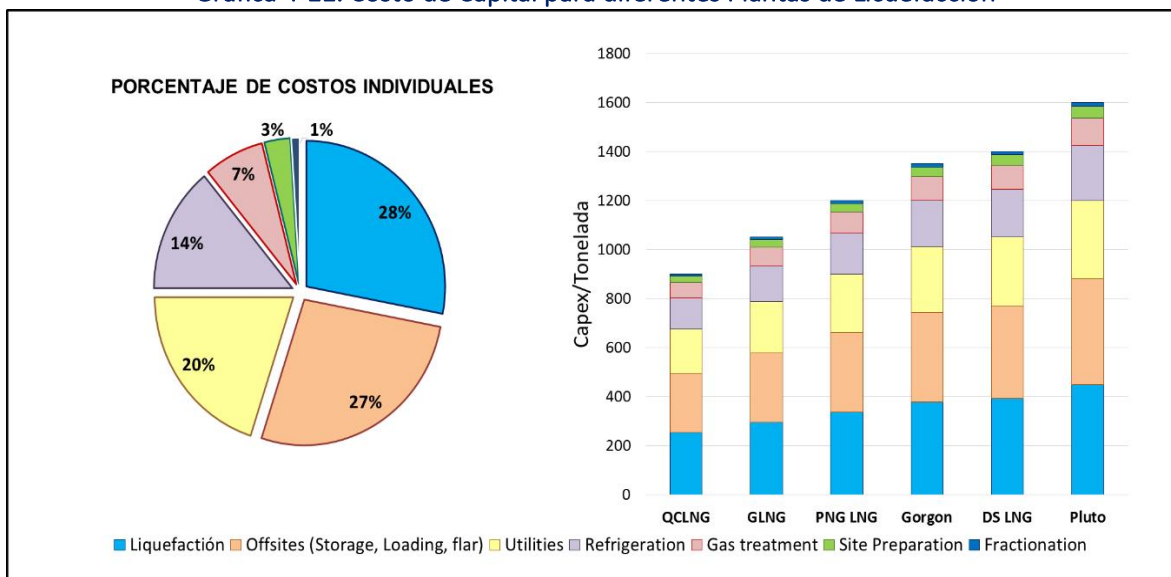
A continuación, se hace una breve descripción de cada uno de los costos unitarios y su valor para el caso de Colombia.

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 4-11. Costo de Capital para diferentes Plantas de Licuefacción



Fuente: Wood Mackenzie.

Como se muestra en la

Gráfica 4-11, 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 de exportación para Colombia, con la finalidad de obtener los precios FOB, es decir, el precio del gas más sus costos de licuefacción.

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 170.000 m³ de GNL.

A continuación, en la **Tabla 5**, 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 170.000 m³ de GNL

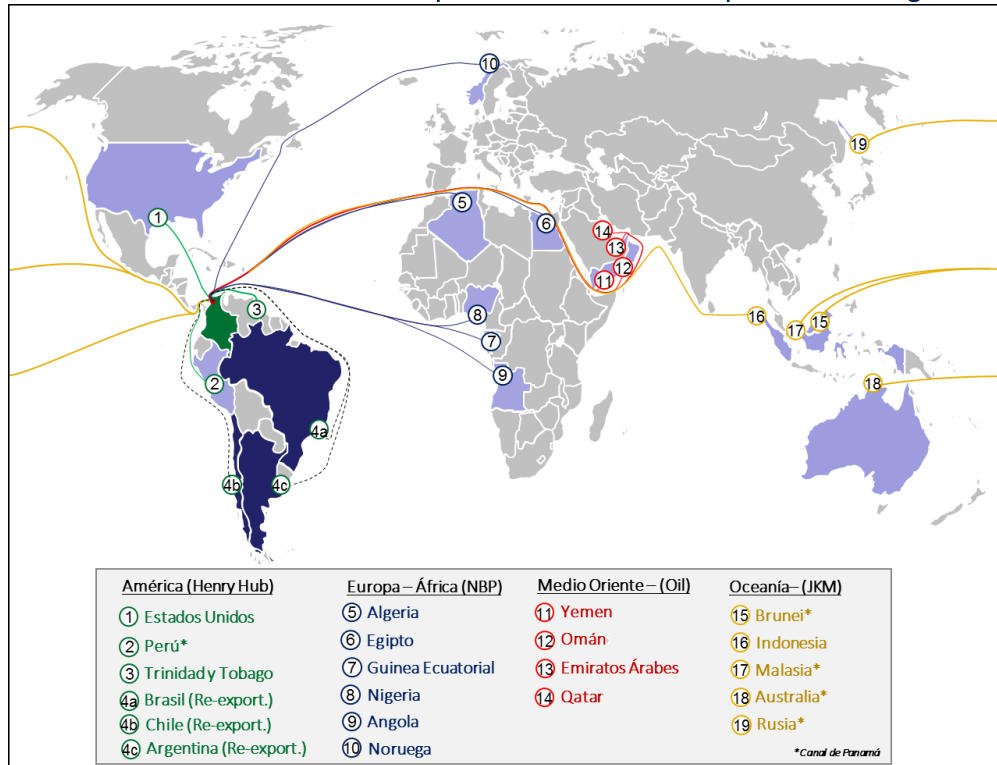
Hoegh Grace (FSRU en Cartagena Colombia)	
Tipo de Barco	FSRU
Año de construido	2015
Constructor	Hiunday Heavy Industries CO.
Sistema de Almacenamiento	Mark III-Membrana
Capacidad de Carga	170.000 m ³ de GNL
Capacidad de Regasificación	400 MPCD
Velocidad	18 Nodos
Tiempo de descargue	9 días
Tiempo del Contrato	20 años

Fuente: <http://www.hoeghlng.com/Pages/Fleet.aspx>

Con las principales características del buque para el sistema de importación en Colombia 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 4-12**.

Gráfica 4-12. Rutas marítimas de plantas de licuefacción a puerto de Cartagena



Fuente: PortWorld Distance Calculator - Cálculos propios.

Finalmente, con los días de viaje se determina para cada fuente de suministro el costo por MBTU tanto para Cartagena como para Buenaventura, tal y como se muestra a continuación en las tablas **Tabla 6** y **Tabla 7**. Cabe mencionar que también existe una planta en Alaska (Estados Unidos) llamada Kenai, sin embargo dicha planta no la tenemos en cuenta para el análisis debido a que cuando exporta GNL lo envía a Asia.

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

ORIGEN	PAISES	Plantas de Licuefacción	Distancia (Km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo por Perdida \$/MMBTU	Paso por Canal de Panama	Costo Cartagena
América del Norte	USA	Sabine Pass	2874	16	\$0,02	\$-	\$0,22
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin	1633	13	\$0,01	\$-	\$0,18
	Perú	Perú LNG	2726	15	\$0,01	\$0,10	\$0,31
	Argentina	Escobar LNG	9354	31	\$0,04	\$-	\$0,43
	Chile	Quintero LNG	5430	22	\$0,02	\$0,10	\$0,41
	Brasil	Pecem - Rio de Janeiro (Puerto)	7319	26	\$0,03	\$-	\$0,36
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua) Arzew GL 2Z Skikda	8069	28	\$0,03	\$-	\$0,39
	Egipto	Damietta Idku	11088	35	\$0,05	\$-	\$0,49
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	9386	31	\$0,04	\$-	\$0,43
	Nigeria	Bonny Island	9279	30	\$0,04	\$-	\$0,42
	Angola	Soyo	10069	32	\$0,04	\$-	\$0,45
Europa	Noruega	Hammerfest	9377	31	\$0,04	\$-	\$0,43
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan	16722	48	\$0,07	\$-	\$0,69
	Yemen	Balhaf	13701	41	\$0,06	\$-	\$0,58
	Emiratos Arabes	Das Island	16614	47	\$0,07	\$-	\$0,67
	Oman	Qalhat	14794	43	\$0,06	\$-	\$0,61
	Brunei	Lumut	18816	52	\$0,09	\$0,10	\$0,85
Sureste Asiático	Indonesia	Blang Lancang Arun Bontang Badak Tangguh	20291	56	\$0,10	\$-	\$0,81
	Malasia	Bintulu MLNG 1 Bintulu MLNG 2 Bintulu MLNG 3	19044	53	\$0,09	\$0,10	\$0,87
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	13975	41	\$0,06	\$0,10	\$0,69
Oceanía	Australia	Darwin Pluto Withnell Bay Trains 1-4 Withnell Bay Train 5	17509	49	\$0,08	\$0,10	\$0,81

Fuente: IEA 2016 y cálculos UPME.

Los resultados indican que las fuentes que optimizan el costo de transporte para Cartagena, teniendo en cuenta la distancia recorrida, son Trinidad y Tobago y Estados Unidos (Costa del Golfo), con un costo de USD\$ 0,18MBTU y USD\$ 0,22MBTU respectivamente. Por otra parte, las opciones más costosas se encuentran en el Sureste Asiático con un costo de transporte, desde Malasia de USD\$ 0,87MBTU y desde Brunei el costo es de USD\$ 0,85MBTU, seguido por Indonesia, también del Sureste Asiático, y Oceanía con un costo de USD\$ 0,81MBTU en ambos casos.

Tabla 7 Costos de transporte por fuente de suministro de GNL a Buenaventura

ORIGEN	PAISES	Plantas de Licuefacción	Distancia (Km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo por Perdida \$/MMBTU	Paso por Canal de Panama	Costo Buenaventura
América del Norte	USA	Sabine Pass	3426	17	\$0,02	\$0,10	\$0,34
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin	2841	16	\$0,02	\$0,10	\$0,32
	Perú	Perú LNG	1713	13	\$0,01	\$-	\$0,18
	Argentina	Escobar LNG	9390	31	\$0,04	\$-	\$0,43
	Chile	Quintero LNG	4415	19	\$0,02	\$-	\$0,26
	Brasil	Pecem - Rio de Janeiro (Puerto)	8528	29	\$0,03	\$0,10	\$0,51
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua) Arzew GL 2Z Skikda	9256	30	\$0,04	\$0,10	\$0,52
	Egipto	Damietta Idku	12275	37	\$0,05	\$0,10	\$0,63
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	10595	33	\$0,04	\$0,10	\$0,57
	Nigeria	Bonny Island	10486	33	\$0,04	\$0,10	\$0,57
	Angola	Soyo	11277	35	\$0,05	\$0,10	\$0,60
Europa	Noruega	Hammerfest	10351	33	\$0,04	\$0,10	\$0,57
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan	17909	50	\$0,08	\$0,10	\$0,82
	Yemen	Balhaf	14888	43	\$0,06	\$0,10	\$0,72
	Emiratos Arabes	Das Island	17801	50	\$0,08	\$0,10	\$0,82
	Oman	Qalhat	15981	46	\$0,07	\$0,10	\$0,76
Sureste Asiático	Brunei	Lumut	18516	52	\$0,09	\$-	\$0,75
	Indonesia	Blang Lancang Arun Bontang Badak Tangguh	20592	57	\$0,10	\$-	\$0,83
	Malasia	Bintulu MLNG 1 Bintulu MLNG 2 Bintulu MLNG 3	18744	52	\$0,09	\$-	\$0,75
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	13675	41	\$0,06	\$-	\$0,58
Oceanía	Australia	Darwin Pluto Withnell Bay Traines 1-4 Withnell Bay Train 5	17000	48	\$0,07	\$-	\$0,69

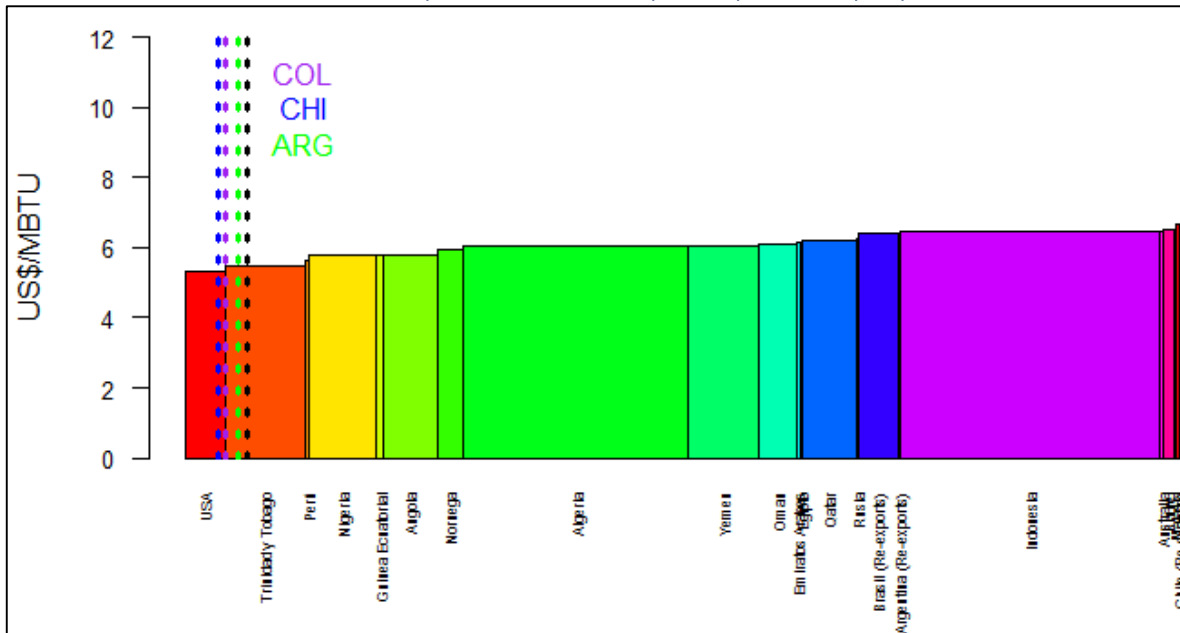
Fuente: IEA 2016 y cálculos UPME.

Los resultados indican que las fuentes que optimizan el costo de transporte para Buenaventura, teniendo en cuenta la distancia recorrida, son Perú y Chile, con un costo de USD\$ 0,18MBTU y USD\$ 0,26MBTU respectivamente. Por otra parte, la opción más costosa se encuentra en el Sureste Asiático con un costo, desde Indonecia, de USD\$ 0,83MBTU, seguido por Emiratos Árabes y Qatar, en Asia Occidental, con un precio de USD\$ 0,82MBTU.

Si bien una de las opciones más económicas, respecto del transporte de GNL, viene desde Chile, éste no es un país con capacidad de exportación puesto que no es constante debido a que la exportación la realizan cuando les sobra gas importado, por ende el precio del gas sería uno de los más altos. En la **Gráfica 4-13** se puede apreciar la disponibilidad del gas, por país, para exportación. Teniendo en cuenta estos datos, el costo del transporte que optimiza la compra de GNL, teniendo en cuenta

también la capacidad y disponibilidad del GNL para exportación, es el de Estados Unidos, Perú y Trinidad y Tobago con unos valores del transporte de USD\$ 0,34MBTU, USD\$ 0,18MBTU y USD\$ 0,32MBTU respectivamente.

Gráfica 4-13 Disponibilidad de GNL para exportación por país



Fuente: UPME

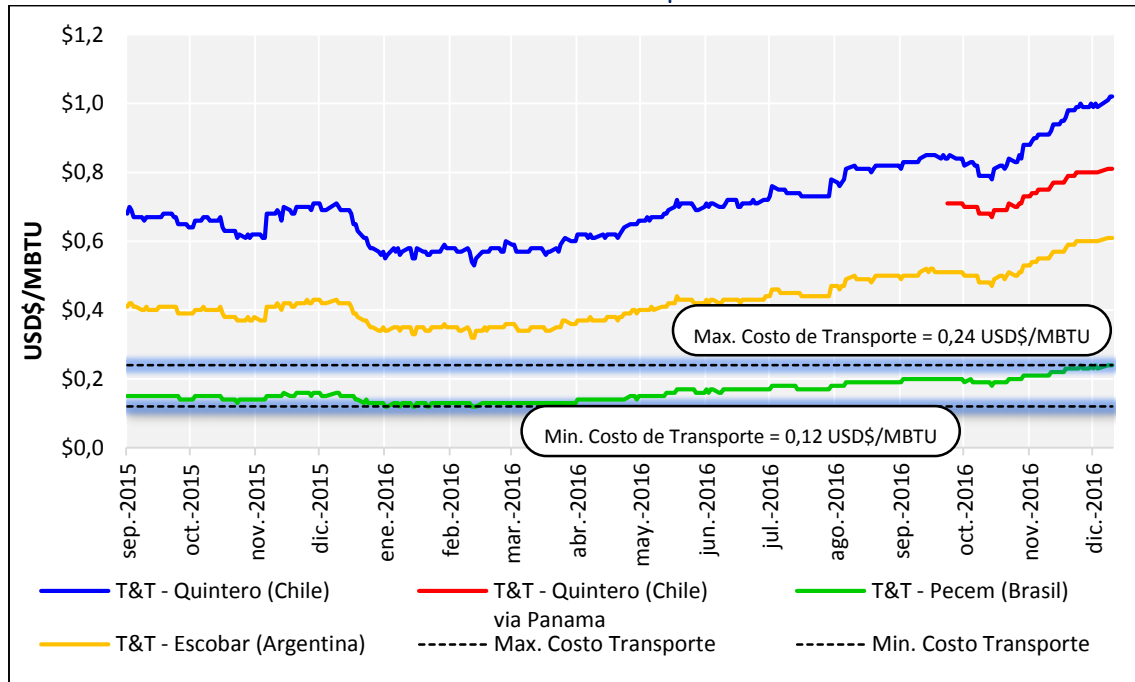
Ahora bien, ya calculados los costos de transporte y conociendo que la necesidad de importación para el país será creciente, es posible que se requieran diferentes fuentes de importación de GNL, tal y como ocurre en Argentina, Brasil y Chile (**Ver Gráfica 4-9**). Así entonces, es factible que se establezcan compromisos comerciales con diferentes fuentes de suministro.

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, 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.

Los resultados obtenidos 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\$ 0,32/MBTU. 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 US\$0,34/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 4-14** 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, el cual es el país más cercano.

Gráfica 4-14. Costos de transporte de GNL



Fuente: Argus y UPME.

Respecto al costo de regasificación, según los resultados obtenidos del ejercicio de regasificación éste se ubica en los USD\$ 0,4/MBTU

C. Costos totales

La experiencia en Colombia ha mostrado que costos de transporte y regasificación son US\$0,18/MBTU y US\$0,4/MBTU respectivamente.

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.

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 con las negociaciones bilaterales a finales del año 2016 y como se planea desde la UPME, una conformación de 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.

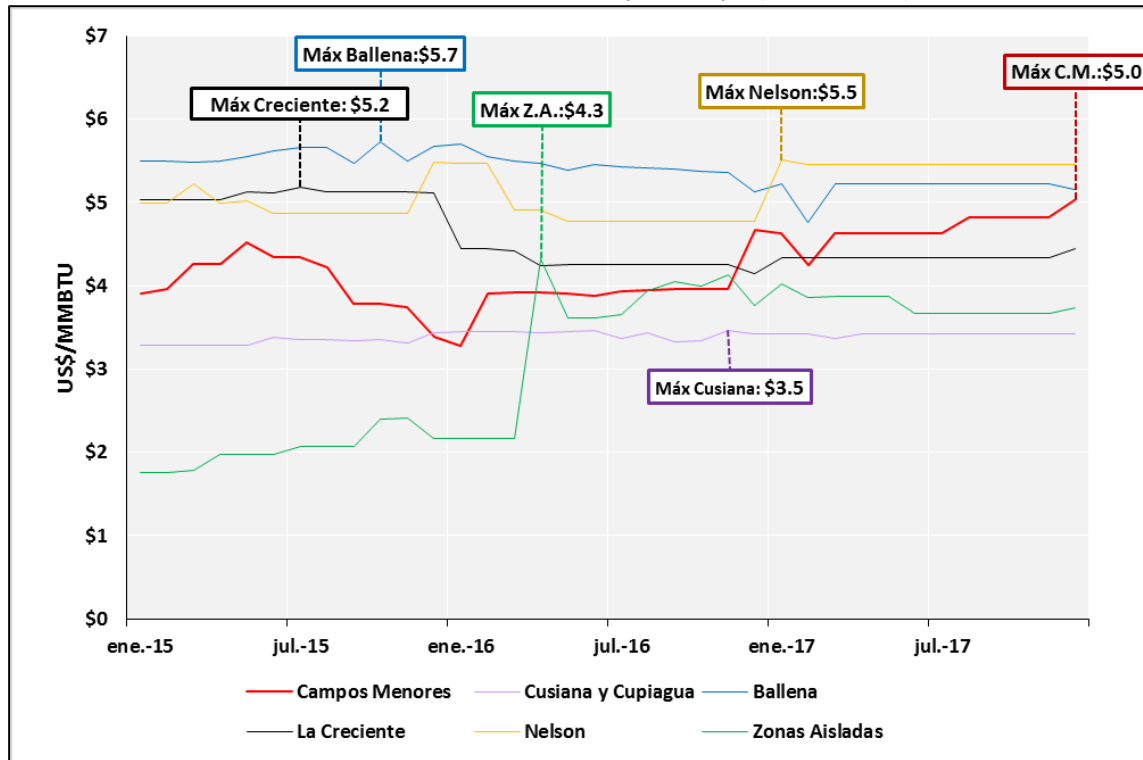
Posteriormente, en el año 2014 la demanda mostró un incremento importante, en particular la generación térmica en razón a la expectativa de la presencia del fenómeno del Niño para finales del mismo año y comienzos del 2015. Con esta percepción, los precios del gas natural en el proceso de negociación 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.

El Gestor del Mercado, dentro de su Informe gestor del mercado de gas 2017, presenta en el capítulo 2 los precios promedio ponderado por cantidades de los contratos vigentes entre Enero de 2015 a Diciembre de 2017 por campo de producción. En esta información se incluyen todas las modalidades de contratos permitidas por la Resolución CREG 089 de 2013 y que se encuentran vigentes a la fecha.

La presentación de estos precios es estructurada en 6 grupos: Ballena, Cusiana y Cupiagua, La Creciente, Nelson, Zonas Aisladas y Campos Menores. En la **Gráfica 4-15**, se muestra la evolución de estos precios, y sobre los cuales se pueden obtener conclusiones interesantes. La primera, es que a simple vista se puede observar como los precios de los campos de la costa (Ballena, Nelson y la Creciente) superan notablemente a los precios del Interior (Cusiana y Cupiagua).

Gráfica 4-15. Precios Nacionales por campo (2015 - 2017)



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.

En la costa, los precios de Ballena y La Creciente se han reducido notablemente en estos tres años. Para el campo Ballena, podemos ver como el máximo alcanzado en 2015 de US\$ 5,7/MMBTU se redujo hasta los US\$ 5,1/MMBTU en 2017, y para La Creciente, como en 2015 alcanzaba un máximo de US\$ 5,2/MMBTU y terminó en 2017 para los contratos vigentes en US\$ 4,4/MMBTU. Contrario a este comportamiento, el campo Nelson tuvo un incremento en sus contratos vigentes, pasando en 2015 de un precio de US\$ 4,8/MMBTU hasta alcanzar un máximo de US\$ 5,5/MMBTU en 2017.

Sobre los precios del interior, es interesante ver como el campo Cusiana y Cupiagua es el más estable, pasando de US\$ 3,2/MMBTU en 2015 hasta alcanzar un máximo de US\$ 3,4/MMBTU en 2017. Contrario a Cusiana y Cupiagua, los precios de los Campos Menores y las Zonas Aisladas, que pueden reunir tanto campos de la costa como del interior, tienen una alta volatilidad, principalmente el segundo que en Abril de 2016 paso de tener un precio de US\$ 2,16/MMBTU a US\$ 4,32/MMBTU, superando así los precios de Cusiana y Cupiagua. De igual manera, los Campos Menores muestran un incremento importante en sus contratos, pasando en 2015, pasando de US\$ 3,9/MMBTU a US\$ 5,0/MMBTU en 2017.

Como puede verse, el comportamiento de los precios por campo no siguen algún comportamiento general, es decir, las negociaciones bilaterales tienen un comportamiento independiente y mientras unos campos incrementan sus precios, otros lo reducen y otros lo mantienen estables.

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 2016, así como el reporte del Gestor del Mercado de Gas Natural denominado: “Informe contratación proceso de comercialización 2017”. A continuación se definen los supuestos para la estimación del precio de gas natural.

4.3.1.1. Supuestos de Mercado

- Entrada en funcionamiento de planta de regasificación y por tanto de importaciones de gas natural, según los reportes de distintos agentes.
- 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

- Se toman Guajira y Cusiana como las principales fuentes de producción, la primera representando el mercado de la Costa y la segunda representando el mercado del Interior. La información es tomada del informe de comercialización 2016 del Gestor del Mercado.
- El precio del gas nacional de las fuentes Guajira y Cusiana se indexan con el índice del crudo BRENT, que representa el mercado petrolero de Europa.

- El precio internacional se calculó tomando los precios FOB suministrados por Argus. Para los precios que no se encuentran disponibles en FOB, se tomó el precio CIF y se restó el costo del transporte, también tomado de Argus. Se tuvieron en cuenta los precios importante desde Estados Unidos, Trinidad y Tobago y Perú, dependiendo de cada caso.
- 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 2017 a diciembre de 2018, y como largo plazo de enero de 2019 a diciembre de 2040.
- 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 proviene de formaciones de shale gas, requieren altas rentabilidades por los costos de exploración.
- Los precios en este documento son presentados en términos constantes de diciembre de 2016. Los precios son ajustados con los comportamientos de las proyecciones presentadas por Wood Mackenzie en enero de 2017 y los precios históricos de las negociaciones de GNL presentadas por la fuente Argus.

4.3.1.3. Supuestos de 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 de Escenarios en 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. 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\$0,32/MBTU y el costo de regasificación de US\$0,4/MBTU.

Escenario Medio: En este escenario, se utiliza el análisis Net-back del gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado suramericano y posteriormente se le sumó el costo de transporte de Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena de US\$0,32/MBTU y la regasificación de US\$0,4/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. 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.

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 cual hace menos competitiva esta opción a nivel financiero. Sin embargo, el precio del interior tiene un valor compuesto afectado por los porcentajes de importación sobre la demanda total a atender.

Escenario Alto: En la medida 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. 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.

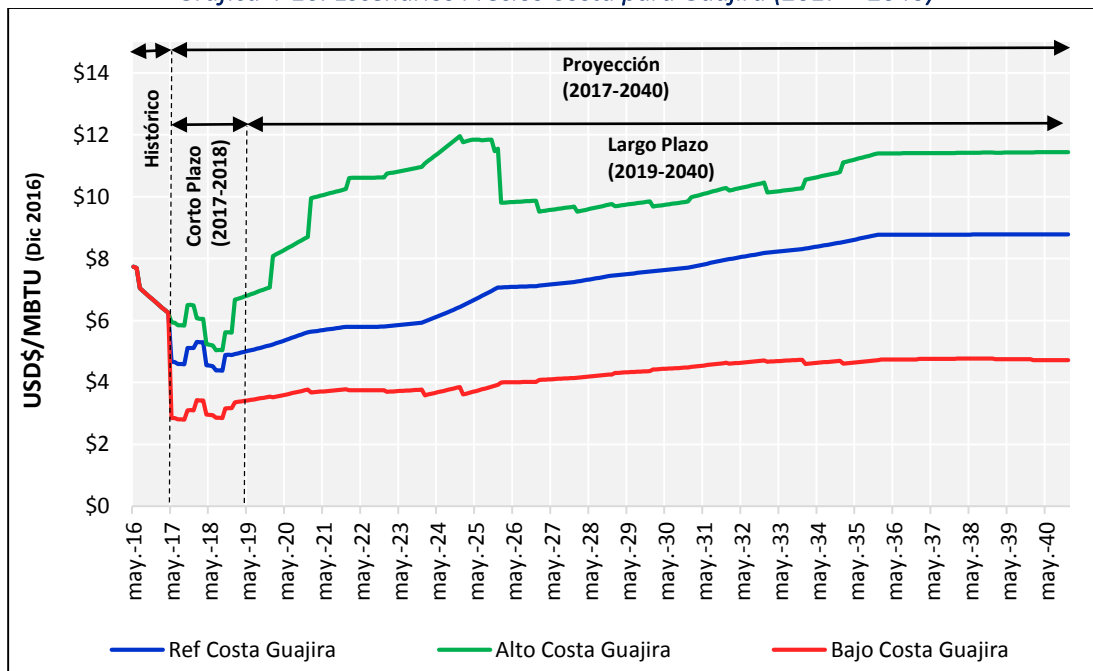
Escenario Medio: En este escenario, al igual que el anterior, se tiene el precio nacional indexado al Henry Hub (escenario medio) y el escenario de importación medio, el cual corresponde al mercado americano, dando como resultado un precio compuesto ajustado por las necesidades de importación en el horizonte 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 (2017 – 2040)

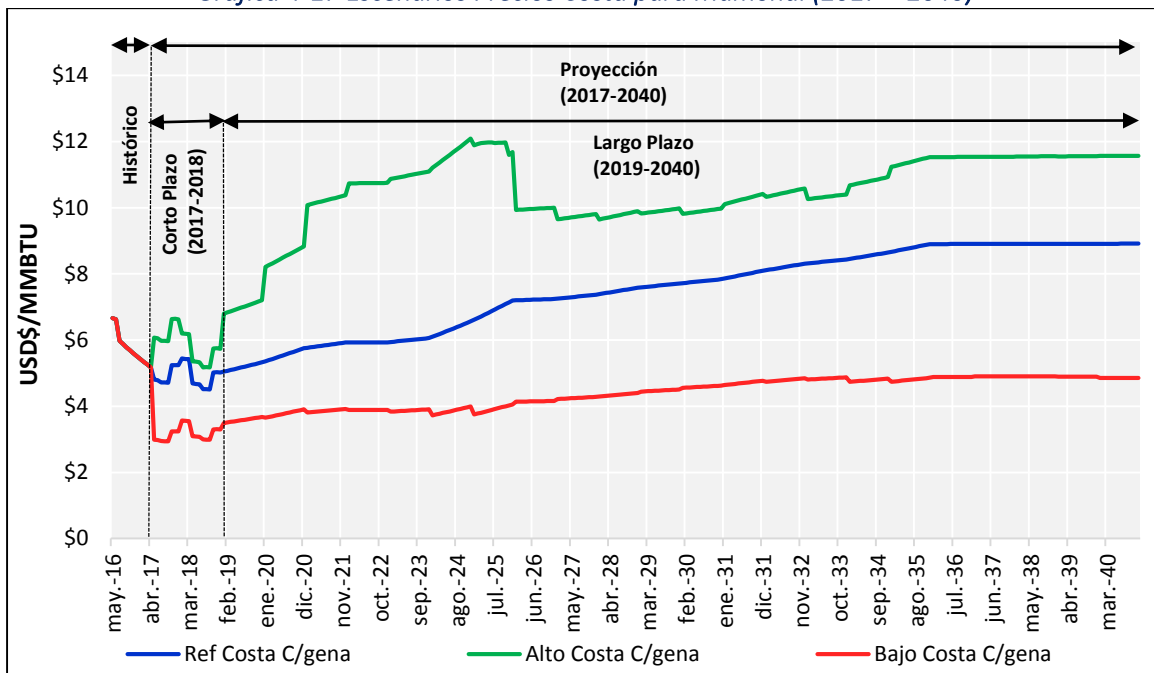
Los precios nacionales parten de las negociaciones publicadas por el gestor del mercado. Se adopta como punto de partida para la estimación de los precios de largo plazo de la Costa el valor obtenido en la negociación bilateral de 2016 y se aplica la misma metodología dada a los precios internacionales, como se puede observar en las gráficas **Gráfica 4-16** y **Gráfica 4-17**. De la manera como está estipulado en los supuestos de mercado, se obtendría un precio de corto plazo estable y en el largo plazo, en especial a partir de 2021, un incremento constante que sigue las tasas de crecimiento del índice NBP.

Gráfica 4-16. Escenarios Precios Costa para Guajira (2017 – 2040)



Fuente: UPME

Gráfica 4-17 Escenarios Precios Costa para Mamonal (2017 – 2040)

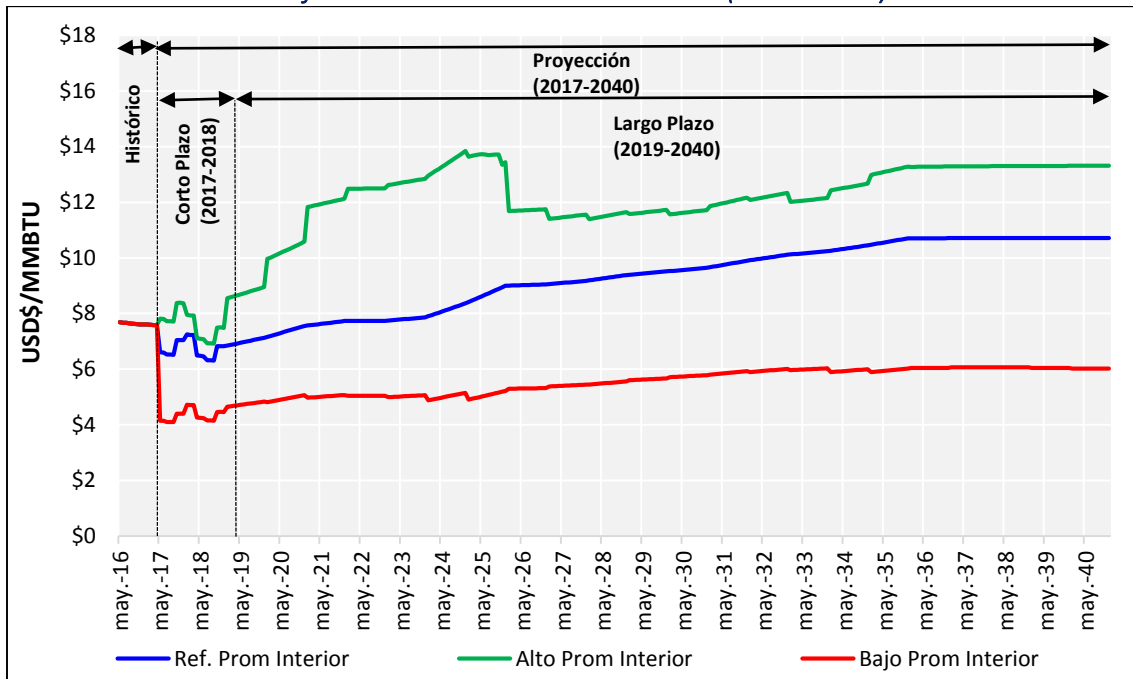


Fuente: UPME

En cuanto a los precios del Interior, tal como fue explicado en los supuestos y se puede observar en la **Gráfica 4-18**, se tiene un precio compuesto entre los índices internacionales y los precios nacionales, los cuales presentan un crecimiento muy bajo entre los años 2020 y 2024 estando alrededor de los USD\$ 7,74/MBTU. Entre los años 2024 y 2026 presenta un crecimiento promedio de 0,39% llegando hasta los USD\$ 9,012/MBTU en marzo de 2016. A partir de este año los precios presentan un incremento promedio de 0,16% hasta diciembre de 2035 llegando a los USD\$ 10,7/MBTU. A partir de esta fecha el precio presenta no presenta variaciones permaneciendo en los USD\$ 10,71/MBTU hasta el año 2040.

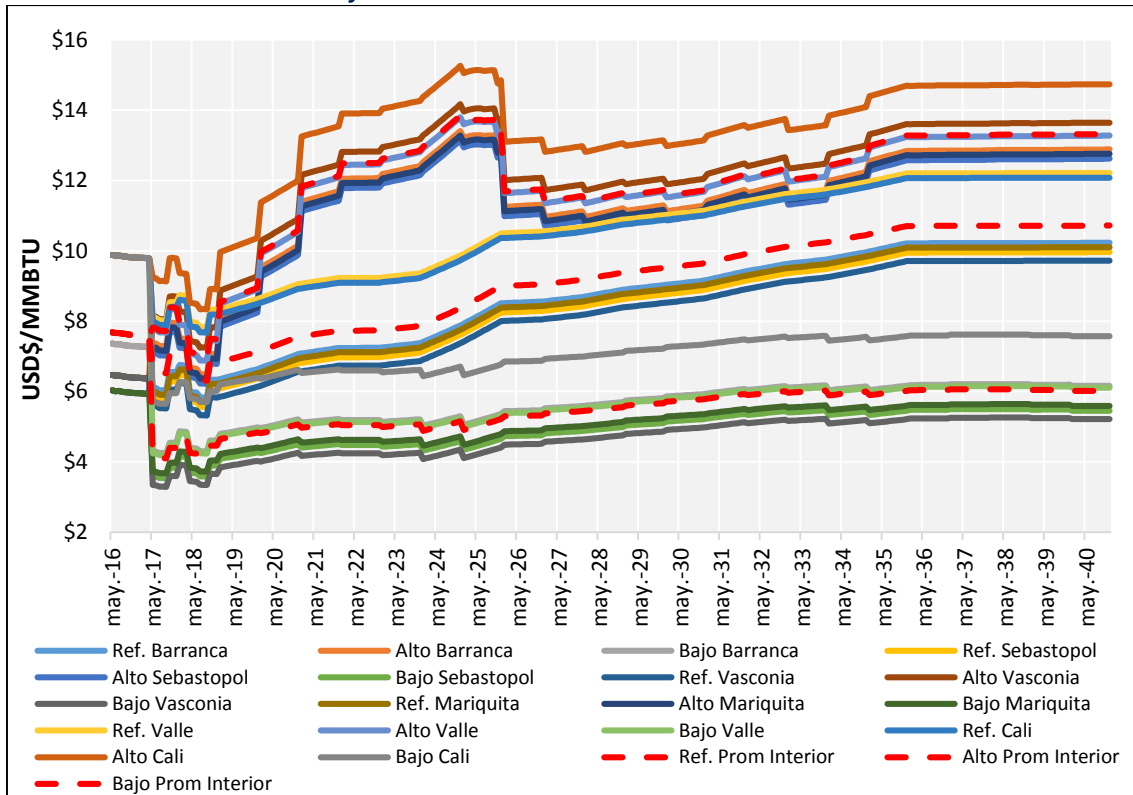
Adicionalmente, se menciona que en la gráfica **Gráfica 4-18** se presenta un valor promedio de los precios de las térmicas del interior. La diferencia del precio entre las térmicas se debe básicamente al costo del transporte. Los valores de los precios de todas las térmicas se puede apreciar en la **Gráfica 4-19**. Como podemos observar en la gráfica en mención, las líneas punteadas hacen referencia al valor promedio del precio de todas las térmicas del interior. Se puede observar que las únicas térmicas que tienen un precio por encima del precio promedio de las térmicas del interior son Cali y Valle, lo cual se debe a que son las que quedan más alejadas de la fuente, por lo tanto deben pagar un mayor costo de transporte.

Gráfica 4-18. Escenarios Precios Interior (2016 – 2035)



Fuente: UPME

Gráfica 4-19 Precio de las térmicas del interior



Fuente: UPME

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.

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 compuesto 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.

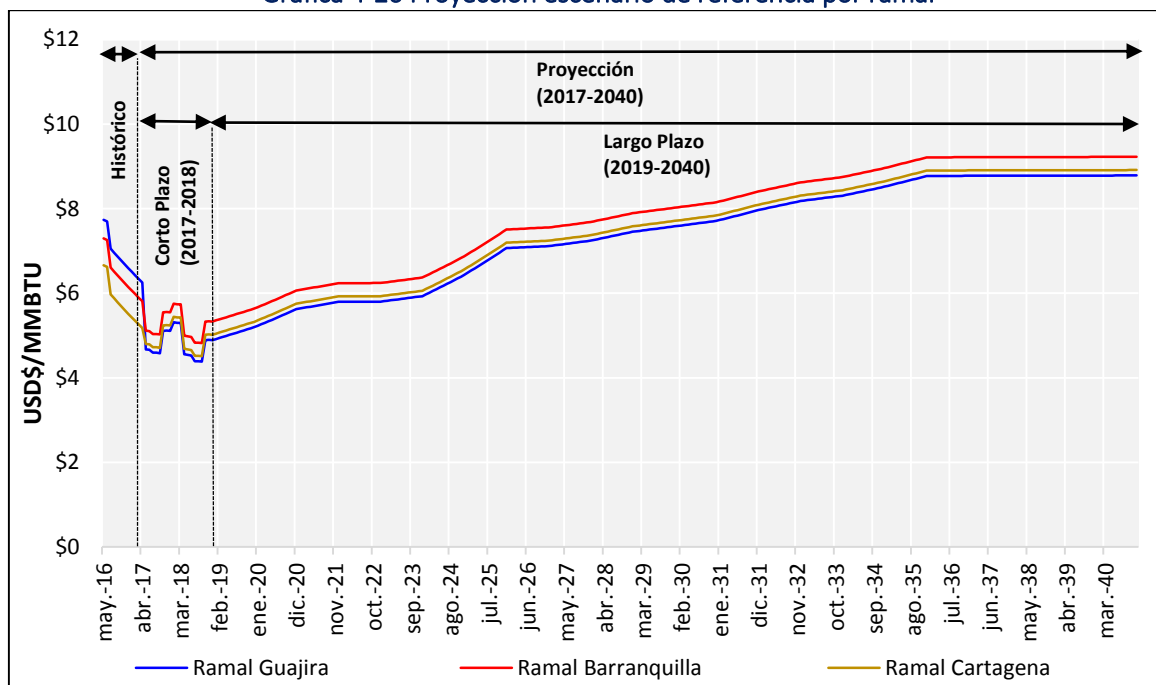
Finalmente, en la tabla **Anexo 1**, se muestran los resultados del ejercicio de estimación de precios máximos de gas natural para las plantas de generación térmicas bajo los escenarios de medio, alto y bajo. En las mismas, se incluyen tanto la cuota de fomento (3 % de la tarifa de transporte), como el impuesto de transporte (6% de la tarifa de transporte). Los precios de gas natural para las plantas de generación térmicas se encuentran en dólares constantes de diciembre de 2016.

4.5 Precio del gas natural en Térmicas

De acuerdo con la proyección de precios del gas natural y con los transportes actualizados a Diciembre 2016, se calculan tres escenarios de posibles de precios a corto y largo plazo. En el caso de la costa, como se presenta en las gráficas **Gráfica 4-16** y **Gráfica 4-17**, se puede observar la tendencia de los precios internacionales, los cuales, en el escenario alto, mantienen un crecimiento desde septiembre de 2018 hasta diciembre de 2024, llegando a los USD\$11,9/MBTU en Mamonal y los USD\$11,65/MBTU en Guajira, en donde se estabiliza alrededor de dichos valores hasta diciembre del mismo año cuando sufre una caída hasta los USD\$9,75/MBTU en Mamonal y los USD\$9,5/MBTU en Guajira. A partir de ese momento, los precios se mueven de forma ascendente hasta el año 2036 cuando se estabiliza alrededor de los USD\$11,35/MBTU en Mamonal y los USD\$11,10/MBTU en Guajira, acorde a los precios proyectados por WoodMackenzie.

En la **Gráfica 4-20** se pueden observar los precios por ramal para las térmicas de la costa. La principal diferencia presentada entre los precios mostrados en la gráfica se debe al transporte, entre más lejos de la planta más costoso es, teniendo en cuenta que Ramal Barranquilla y Ramal Cartagena son surtidos por Mamonal, mientras que Ramal Guajira es surtido por Guajira.

Gráfica 4-20 Proyección escenario de referencia por ramal

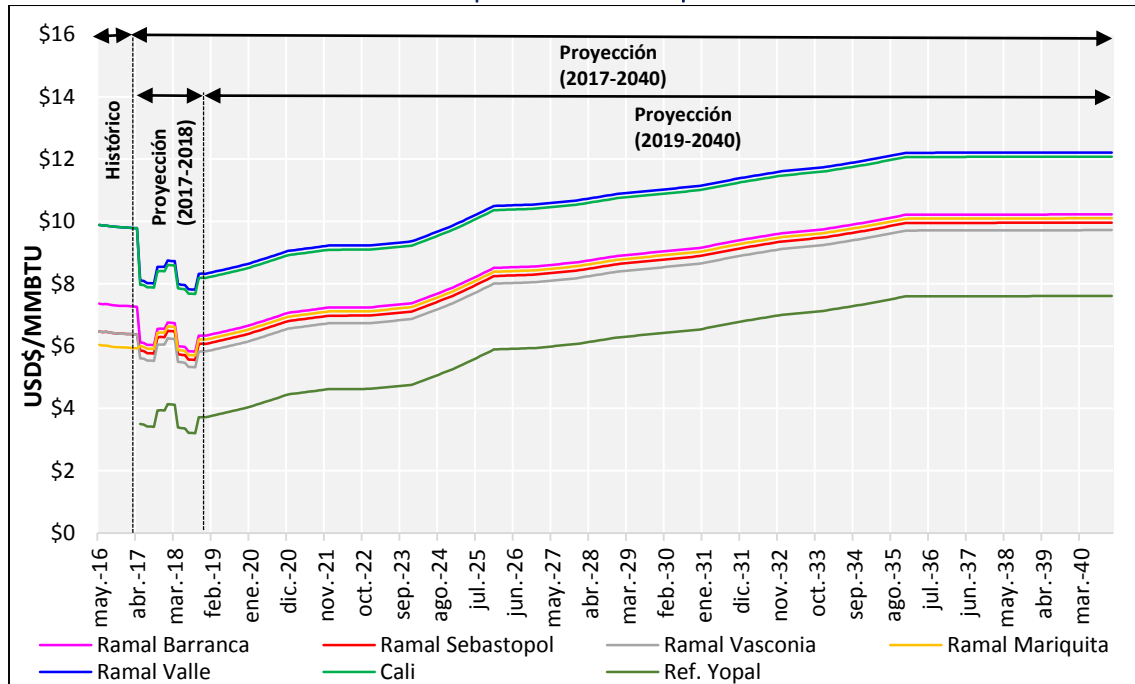


Fuente: UPME

Para las plantas térmicas del interior que funcionan a gas, tienen como fuente principal el gas proveniente de Cusiana. Como puede verse en la **Gráfica 4-21** en donde se muestra el escenario de referencia calculado para cada ramal, los precios se podrían catalogar en 3 grupos. El precio más bajo sería para termo Yopal, el cual no incluye transporte por estar en la fuente. Por otro lado, se encuentra el grupo de Ramal Vasconia, Ramal Sebastopol, Ramal Mariquita y Ramal Barranca, quienes

presentan una pequeña diferencia la cual tiene que ver con el transporte siendo el más económico Ramal Vasconia por estar más cerca de la fuente. El tercer grupo es Cali y Ramal Valle, siendo estos los más costosos, pagando el máximo costo en transporte por estar más alejados de la fuente.

Gráfica 4-21. Estimación del precio del Gas en plantas Térmicas del Interior



Fuente: UPME

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:

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

Donde,

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

IP = Ingreso al productor.

IVA = Impuesto al Valor Agregado.

IC = Impuesto al Carbono.

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

Otros = Comercialización y margen de continuidad.

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “*gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión*”. Adicionalmente, en el Artículo 222 de la misma Ley, se establece la base gravable y tarifa por tipo de combustible fósil, dentro de los cuales está incluido el Jet Fuel con una tarifa de COP\$148/Galón. En el Parágrafo 1 del Artículo 222 se establece que “*la tarifa por tonelada de CO2 se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO2*”

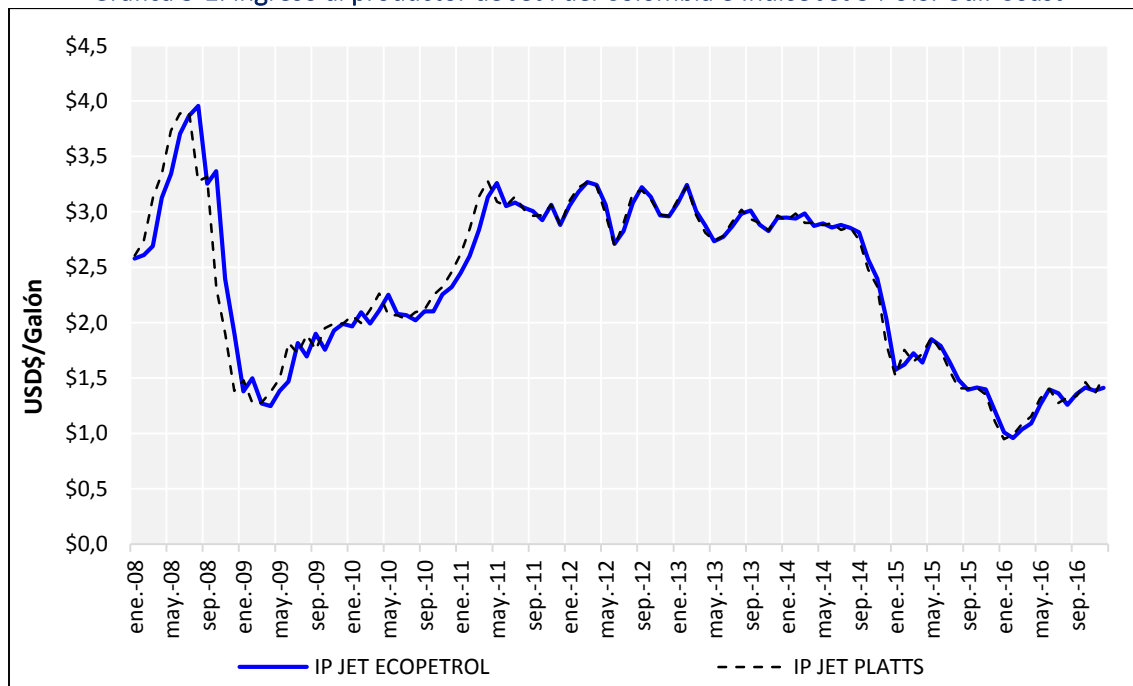
La estimación del primer componente o ingreso al productor (IP) comprendió en primera instancia la selección de un driver con el cual se pudiera efectuar un análisis comparativo de los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, el cual según la normatividad hace 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 con unas pequeñas diferencias, específicamente entre julio de 2008 y marzo de 2009 en donde el precio interno es ligeramente más alto, mientras que entre abril de 2009 y mayo de 2011 el precio internacional fue ligeramente más alto que el precio local. Desde esa fecha y hasta diciembre de 2016 no se ha presentado mayores diferencias entre el precio nacional y el internacional.

En el periodo enero de 2011 a septiembre de 2014, el precio ha mantenido bajas fluctuaciones y se estabilizó en los USD\$2,96/galón. A partir de octubre de 2014, por efecto de los bajos valores el WTI, el Ingreso al Productor alcanzó el valor de USD\$1,56/galón en diciembre de 2014 y de USD\$1,01/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, alcanzando valores más bajos que los mínimos alcanzados desde el año 2009.

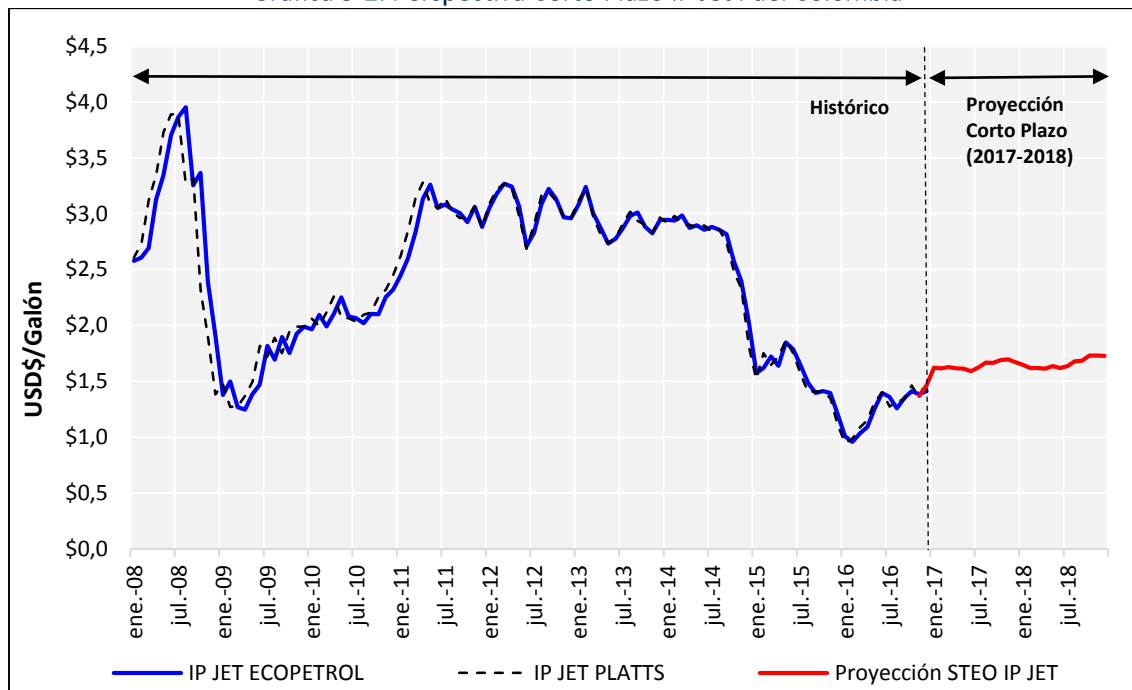
Como puede verse en la **Gráfica 5-2**, la proyección de corto plazo nos muestra un pequeño aumento en los precios alcanzando los mismos valores obtenidos a finales del año 2014, estabilizándose en los USD\$1,65/galón entre enero de 2017 y diciembre de 2018. Según el STEO de enero de 2017, del Departamento de Energía de los Estados Unidos, el crecimiento de China en el consumo de petróleo y otros combustibles líquidos es impulsado por un mayor uso de gasolina y Jet Fuel, los cuales compensan la disminución en el consumo de diesel. Al igual que en China, en Estados Unidos el consumo total de combustibles líquidos tuvo un aumento del 0,3% en 2016 y el alto consumo de Fuel Oil y Jet Fuel compensaron el bajo consumo de diésel. El consumo de Jet Fuel aumentó en un estimado de 60.000 b / d (3.6%) en 2016. Respecto al consumo en 2018, éste permanece constante pues un aumento en la actividad de pasajeros y carga se ve compensado en un aumento en la eficiencia del combustible.

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

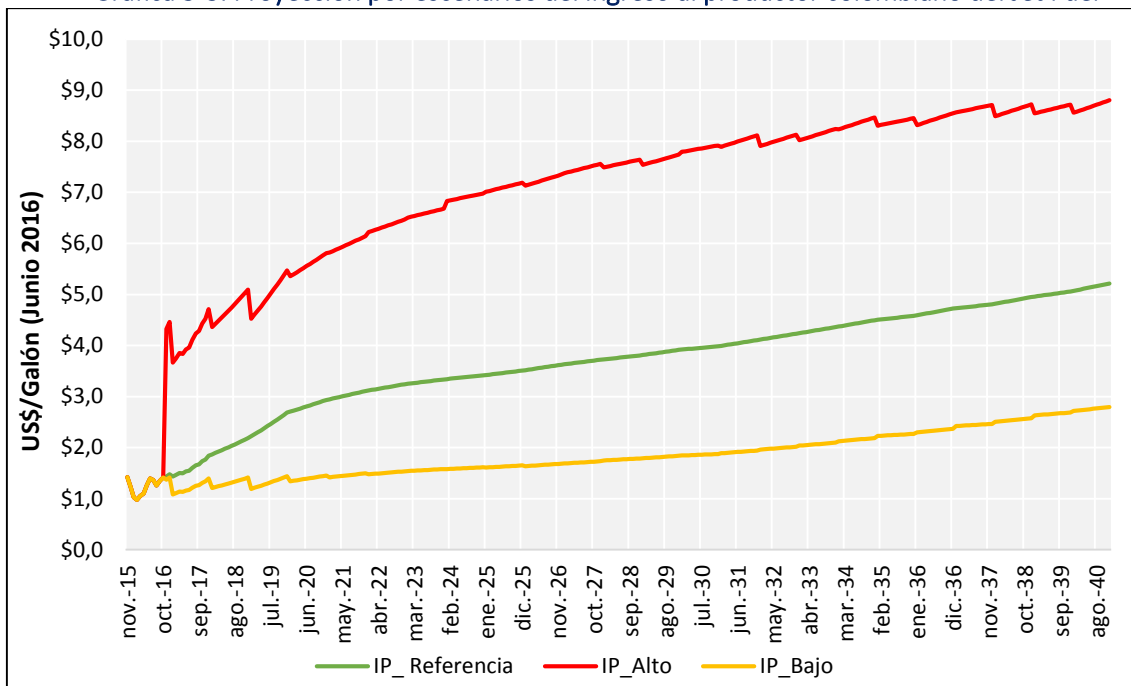


Fuente: ECOPETROL, Platt's, EIA y UPME.

Ahora bien, para la estimación de los escenarios de corto y largo plazo, correspondiente al ingreso al productor colombiano de Jet, se tomaron las aperturas del AEO 2016, 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 USD\$1,43/galón y USD\$1,84/galón en el corto plazo, mientras que en el largo plazo presenta un valor a Diciembre de 2040 de USD\$5,2164/galón, ambos en términos constantes de junio de 2016. Por otra parte, el escenario alto fluctúa hasta los USD\$8,8046/galón y el escenario bajo finaliza en USD\$2,7951/galón. Es importante señalar que las proyecciones de precios de los combustibles líquidos están ajustadas a las proyecciones del crudo internacional de referencia BRENT de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), 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, ECOPETROL, WM y UPME.

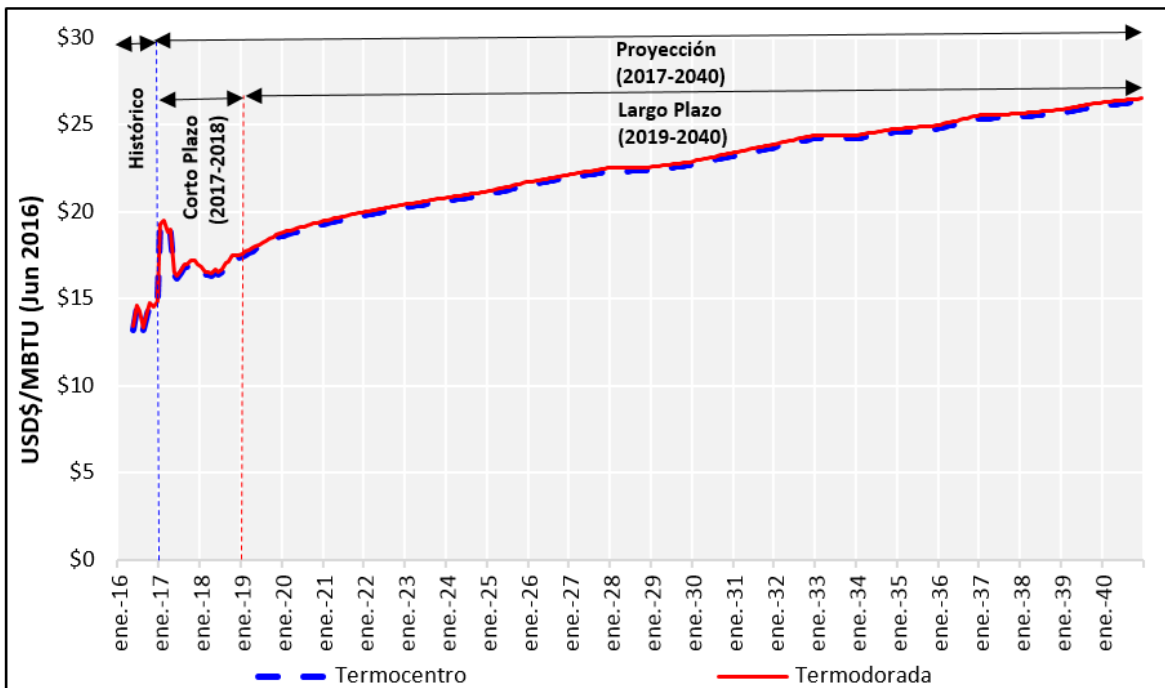
La construcción del precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA y los cargos de transporte del punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida. Teniendo en cuenta que las plantas térmicas que utilizan el Jet Fuel para generación como segunda opción, después del Gas Natural, son Termocentro y Termodorada, se tomó como centro de producción y acopio la refinería Barrancabermeja y como puntos de entrega Sebastopol y Puerto Salgar. La **Gráfica 5-4** presenta los resultados del escenario de referencia para las plantas mencionadas.

Tabla 8. Plantas de Generación que consumen Jet Fuel

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMODORADA 1	CENTRO	Caldas	La Dorada	R. Barranca	Pto Salgar
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. El precio de Termocentro es ligeramente más bajo debido a que queda dos estaciones más cerca, que Termodorada, a la fuente R. Barranca. Se observa que entre enero de 2017 y diciembre de 2017 presenta una importante disminución en el precio, mientras que en la proyección de largo plazo se aprecia una recuperación constante, a una tasa promedio de 0,17%. En enero de 2019 Termocentro presenta un valor de USD\$17,4/MBTU y Termodorada presenta un valor de USD\$17,58/MBTU llegando, en diciembre de 2040, Termocentro a los USD\$26,32/MBTU y Termodorada a los USD\$26,5/MBTU.

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% hasta diciembre de 2016 y 19% a partir de enero de 2017 según la reforma tributaria, establecido en la Ley 1819 de 2016), 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:

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

Donde,

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

IP = Ingreso al productor.

IVA = Impuesto al Valor Agregado.

IC = Impuesto al Carbono

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.

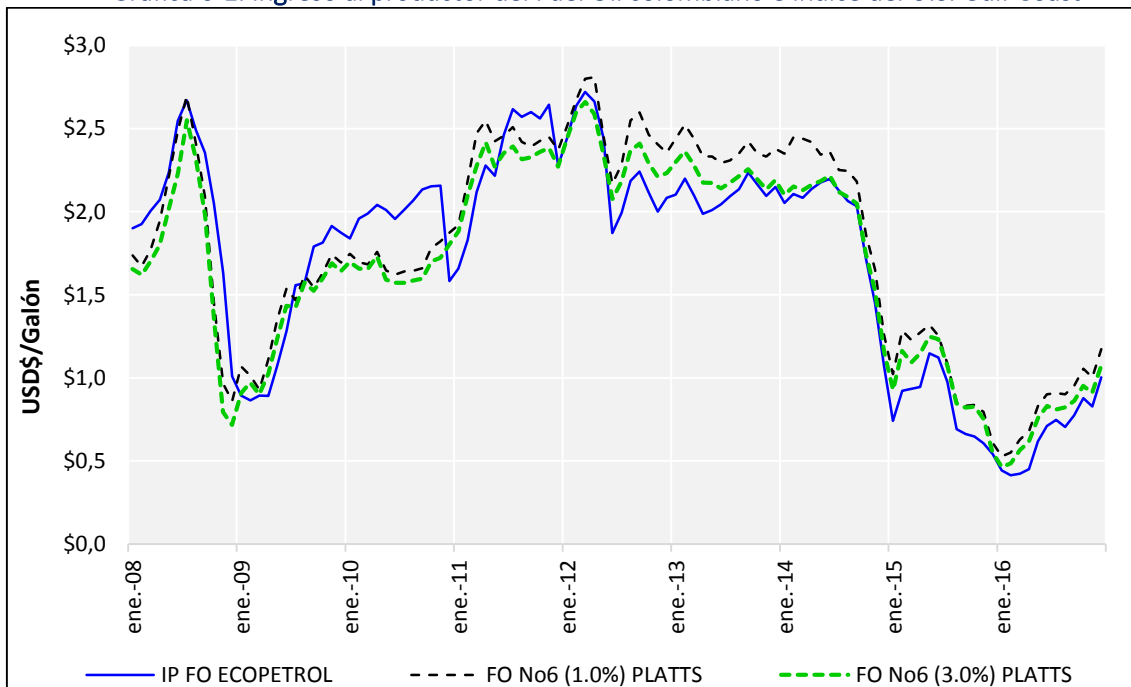
Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”. Adicionalmente, en el Artículo 222 de la misma Ley, se establece la base gravable y tarifa por tipo de combustible fósil, dentro de los cuales está incluido el Fuel Oil con una tarifa de COP\$177/Galón. En el Parágrafo 1 del Artículo 222 se establece que “la tarifa por tonelada de CO₂ se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO₂ “

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 mediados de 2014. Entre junio de 2014 y enero de 2015 presenta una tendencia a la baja, aunque la correlación es alta y el rezago que maneja esta serie es cercano a los tres días.

A partir de mediados de febrero de 2015 el IP del Fuel Oil nacional presenta un aumento en los precios arrancando en los de US\$0,92/Galón y llegando a los US\$1,15/Galón en mayo de 2015 para presentar nuevamente una caída alcanzando los US\$0,41/Galón en febrero de 2016. A partir de marzo de 2016 y hasta diciembre del mismo año presenta un aumento en los precios llegando al US\$1,00/Galón. Así mismo, y al igual que los demás combustibles líquidos, en el último semestre se presentó un aumento en las referencias internacionales como consecuencia del aumento en el BRENT, por lo que los precios del Fuel Oil internacional alcanzaron valores de US\$2,81/galón para el Fuel Oil número 6 al 1% de azufre y US\$2,66/galón para el Fuel Oil número 6 al 3% de azufre a diciembre de 2016.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo, en su documento STEO - Enero 2017, 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 finales de 2017. Lo anterior, llevaría a una recuperación, de los precios nacionales, cercana a los US\$ 1,34/galón en 2017, como se muestra en la **Gráfica 6-2**.

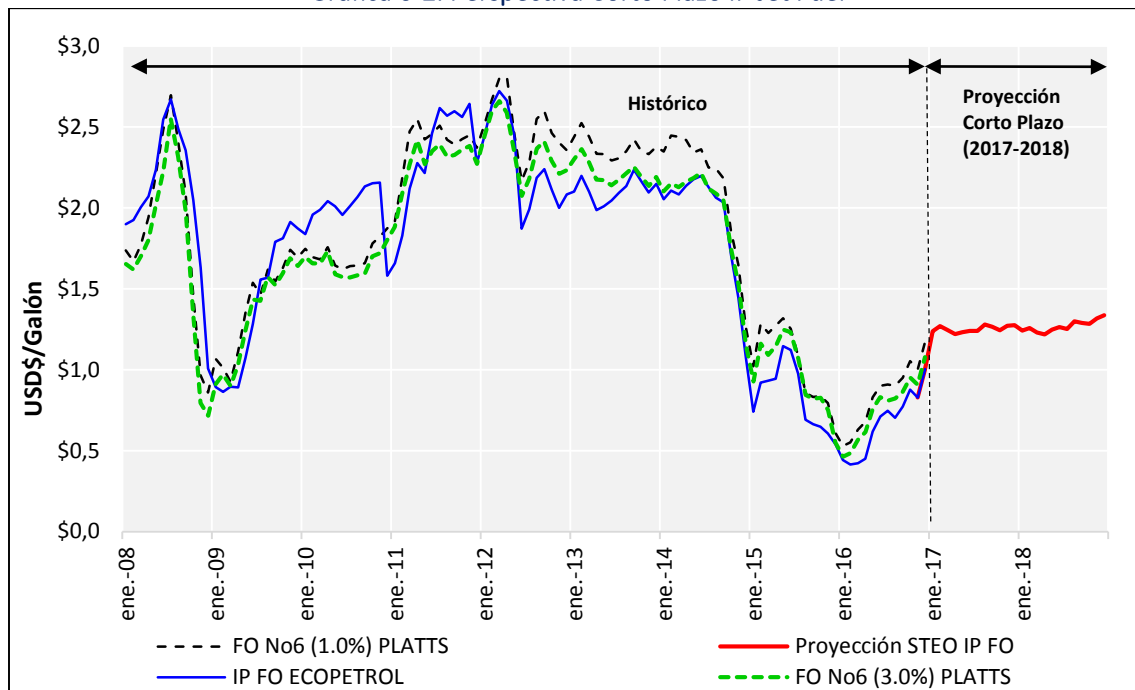
Gráfica 6-1. Ingreso al productor del Fuel Oil colombiano e índice del U.S. Gulf Coast



Fuente: ECOPETROL y Platt's.

Valorada la correlación y para efectos de la proyección del ingreso al productor se utilizó como driver el "BRENT" y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2017 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 2016, para los tres diferentes escenarios.

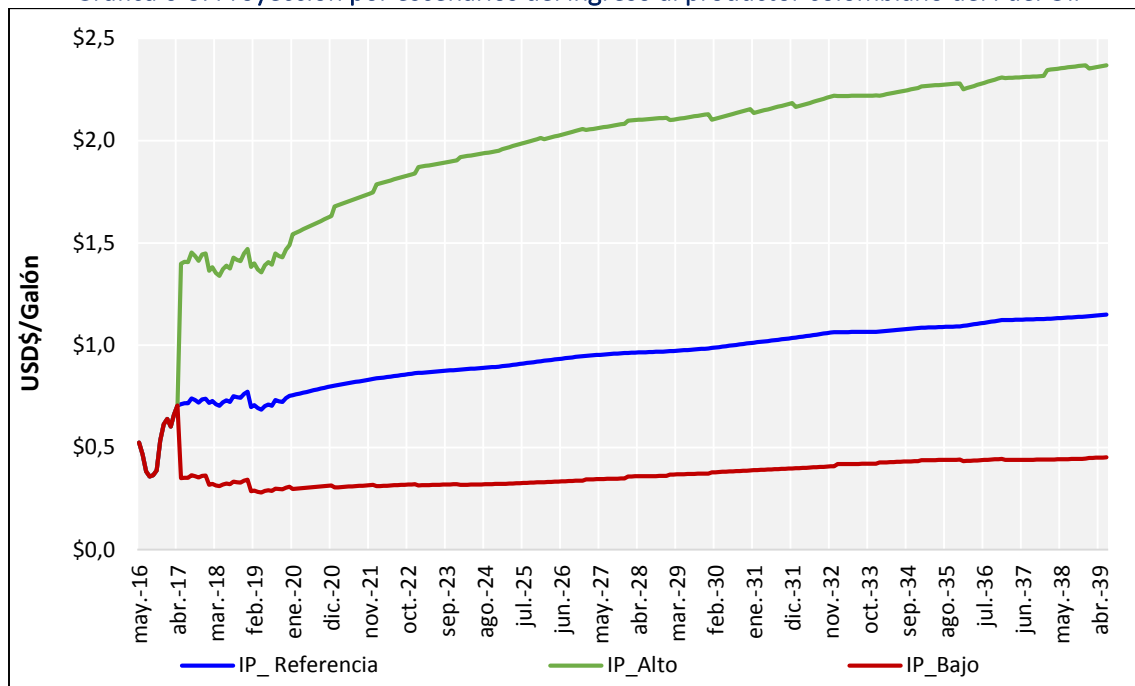
Gráfica 6-2. Perspectiva Corto Plazo IP Jet Fuel



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

El escenario base o de referencia varía entre US\$ 0,64/galón y US\$ 1,28/galón en el corto plazo, mientras que en el largo plazo presenta un valor a Diciembre de 2040 de US\$ 2,36/galón, ambos en términos constantes de diciembre de 2016. Por otra parte, el escenario alto fluctúa hasta los US\$ 4,93/galón y el escenario bajo finaliza en US\$ 0,95/galón. Es importante señalar que las proyecciones de precios de los combustibles líquidos están ajustadas a las proyecciones del crudo internacional BRENT del "Anual Energy Outlook" del Departamento de Energía de los Estados Unidos, 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, ECOPETROL, 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.

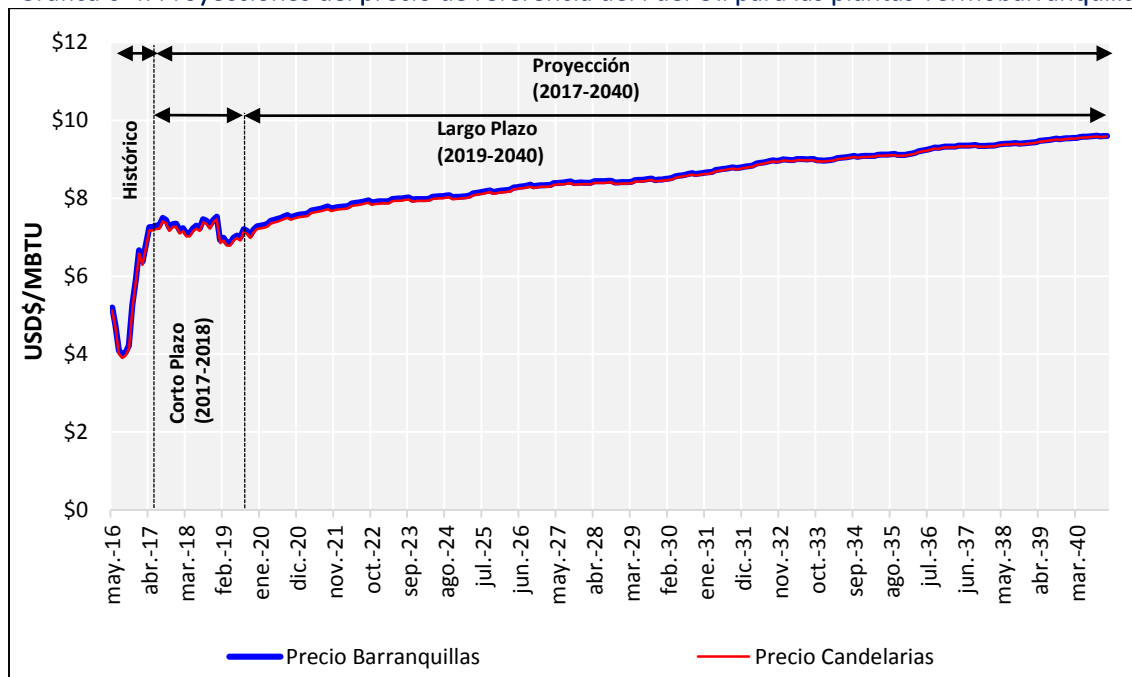
Las plantas térmicas que utilizan el Fuel Oil son Barranquilla y Cartagena, tomando como centro de producción la refinería de Barrancabermeja, con los puntos de entrega o descarga mencionados en la **Tabla 9**. A continuación, la **Gráfica 6-4** presenta la proyección del precio final en planta de generación correspondiente al escenario base o de referencia.

Tabla 9. 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.

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



Fuente: DOE-EIA, ECOPELROL 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 entre mayo y agosto de 2016 pasando de los US\$5,19/MBTU a los US\$3,97/MBTU, a partir de septiembre de 2016 presenta un incremento en los precios llegando hasta los US\$7,44/MBTU en septiembre de 2017. Se pronostica que en enero de 2019 presentará una leve disminución pasando de US\$7,53/MBTU a US\$6,92/MBTU presentando, a partir de febrero de 2019, un incremento constante hasta diciembre de 2040, con un crecimiento promedio mes de 1%, alcanzando los US\$9,60/MBTU. Lo anterior en dólares constantes de 2016.

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:

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

Donde,

<i>PMV</i>	= Precio de venta por galón.
<i>IP</i>	= Ingreso al Productor.
<i>IN</i>	= Impuesto Nacional.
<i>IVA</i>	= Impuesto al Valor Agregado.
<i>IC</i>	= Impuesto al Carbono
<i>Tm</i>	= Tarifa de marcación.
<i>Tt</i>	= Tarifa de transporte.
<i>Mpc</i>	= Margen Plan de Continuidad.
<i>Mdma</i>	= Margen al distribuidor Mayorista.
<i>ST</i>	= Impuesto de Sobretasa.
<i>Mdmi</i>	= Margen al distribuidor Minorista.
<i>PE</i>	= Perdida por evaporación.
<i>Tp</i>	= Transporte a planta de abasto.

El artículo 218, en la parte VIII de la Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, modifica el artículo 167 de la Ley 1607 de 2012, en donde se establece el Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM y se establece de la siguiente manera: “El hecho generador del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM es la venta, retiro, importación para el consumo propio o importación para la venta de gasolina y ACPM, y se causa en una sola etapa respecto del hecho generador que ocurra primero.” El parágrafo 2 del artículo en mención establece que “la venta de diésel marino y combustibles utilizados para reaprovisionamiento de los buques en tráfico internacional es considerada como una exportación, en consecuencia el reaprovisionamiento de combustibles de estos buques no serán objeto de cobro del impuesto nacional a la gasolina y al ACPM”

La reforma tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el artículo 219 establece la modificación del artículo 168 de la Ley 1607 de 2012 en la cual se establece la base gravable y tarifa del Impuesto Nacional para gasolina y ACPM. El impuesto Nacional para la gasolina “se liquidará a razón de \$490 por galón, el de gasolina extra a razón de \$930 por galón y el Impuesto Nacional al ACPM se liquidará a razón de \$469 por galón. Los demás productos definidos como gasolina y ACPM,

de acuerdo con la presente ley, distintos a la gasolina extra, se liquidará a razón de \$490”. El parágrafo 1 del artículo en mención establece que “el valor del Impuesto Nacional se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior, a partir del primero de febrero de 2018”

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”. Adicionalmente, en el Artículo 222 de la misma Ley, se establece la base gravable y tarifa por tipo de combustible fósil, dentro de los cuales está incluida la Gasolina Motor (GM) con una tarifa de COP\$135/Galón. En el Parágrafo 1 del Artículo 222 se establece que “la tarifa por tonelada de CO2 se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO2”

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 225 de la Parte X, se establece la Contribución Parafiscal al combustible para financiar el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles –FEPC–.

Según la Resolución 90155 de 2014, en sus Artículos 1 y 2, se establece que, para la gasolina motor corriente y la gasolina motor corriente oxigenada, el “Margen de Continuidad y su valor está dirigido a remunerar a CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. 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. De igual forma, el margen de continuidad será aplicable a la gasolina extra y a la gasolina importada y de origen nacional que se distribuya en las zonas de frontera. El valor del margen de continuidad es de 71,51 pesos por galón”.

Respecto al Margen de Distribuidor Mayorista, según lo estipulado en el artículo primero de la Resolución 41278 del 30 de Diciembre de 2016, “este valor corresponde al margen máximo reconocido a favor del distribuidor mayorista por la venta de gasolina motor corriente, que se fija a partir del 1 de enero de 2017 en trescientos cincuenta y ocho pesos con sesenta y tres centavos (\$358,63) por galón, teniendo en cuenta las inversiones en infraestructura, los costos de operación y mantenimiento, así como los gastos de administración y ventas y las pérdidas por evaporación. Este margen se actualizará el 1 de junio de cada año, con base en la variación del índice de precios al consumidor de los últimos 12 meses certificada por el DANE”. En la actualidad el Margen al Distribuidor Mayorista está en \$375,34 por galón.

La **Tabla 10** describe a continuación cada uno de los componentes, su regulación y forma de cálculo:

Tabla 10. 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 1819 de 2016. Se ajusta cada primero de febrero con la inflación del año anterior.

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
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.
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 \$375,34/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 \$706,37/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 de la gasolina, basada en identificar las tendencias de los precios internacionales de la gasolina 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.

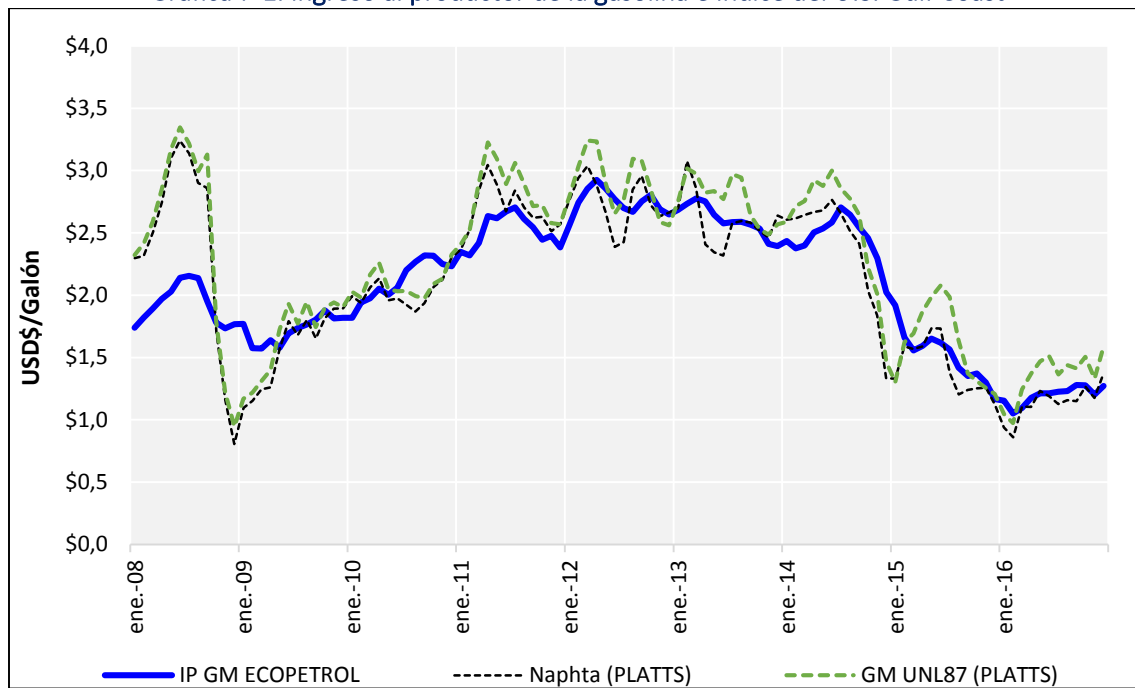
FL_t: Costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde el puerto de exportación local de la Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de Estados Unidos, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t.

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.

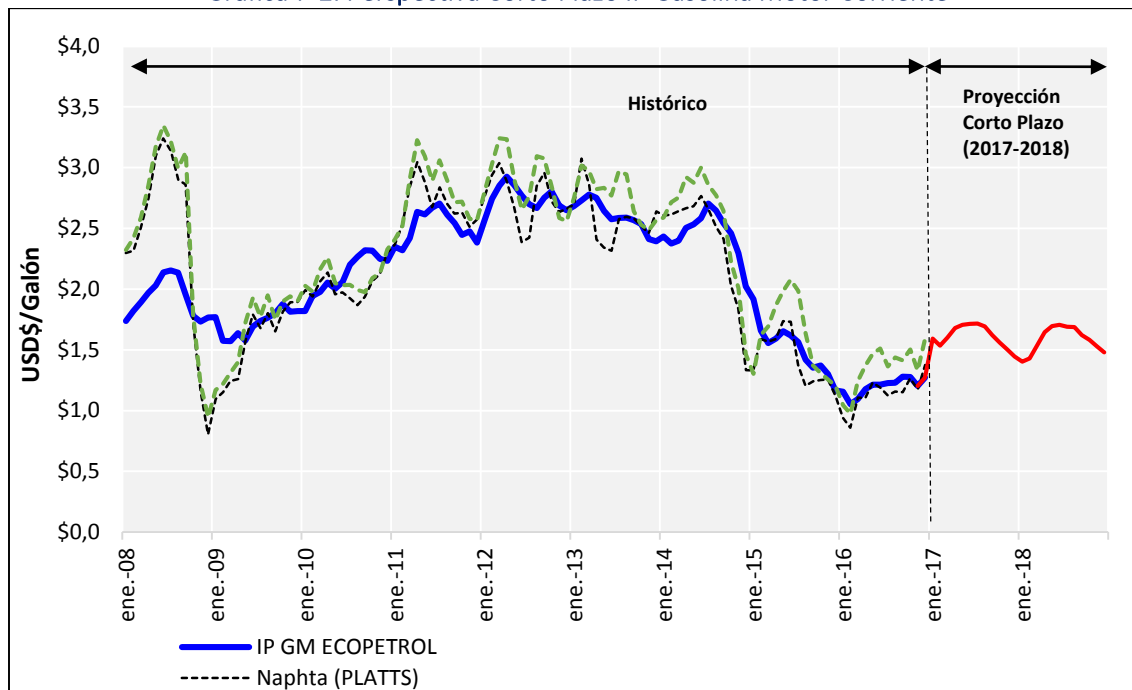
Gráfica 7-1. Ingreso al productor de la gasolina e índice del U.S. Gulf Coast



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\$ 1,27/galón a Diciembre de 2016.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Enero 2017, como puede verse en la **Gráfica 7-2**, 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 que se aproxima a los US\$ 53/barril a finales de 2017.

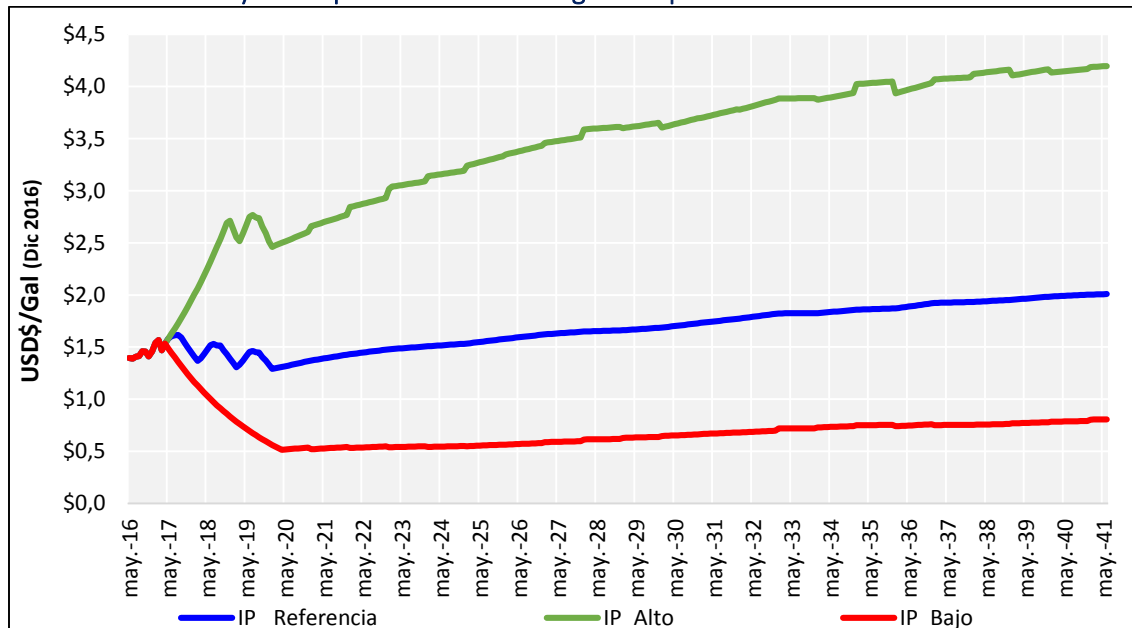
Gráfica 7-2. Perspectiva Corto Plazo IP Gasolina Motor Corriente



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 “BRENT” y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2017 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 2016, para los tres diferentes escenarios.

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

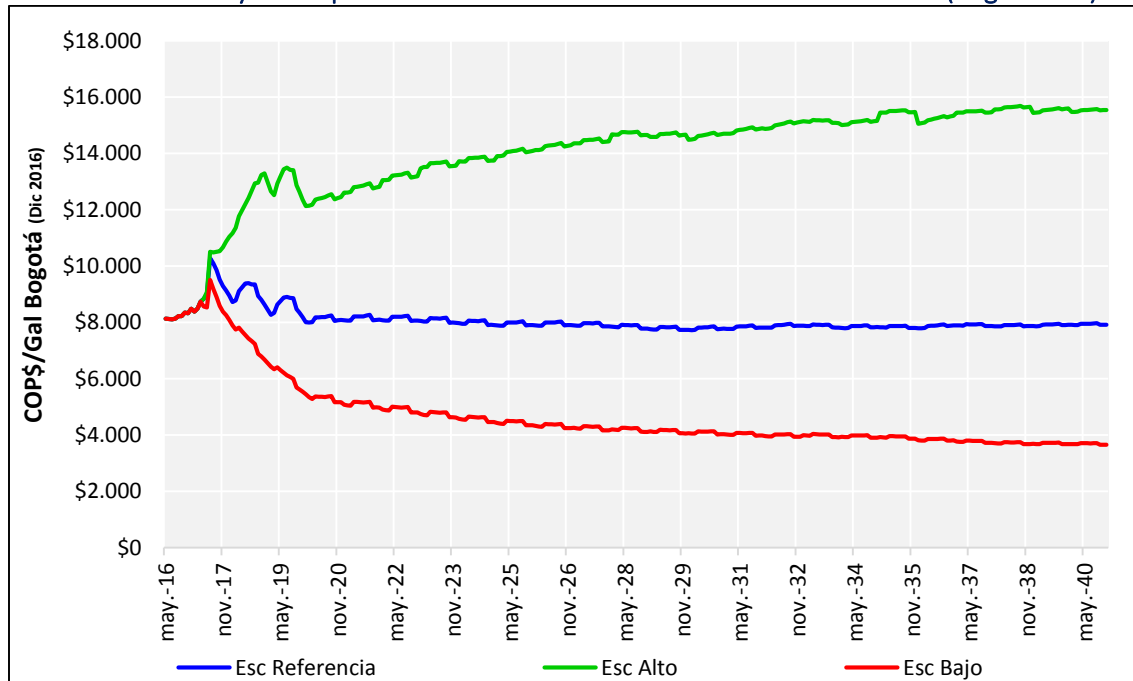


Fuente: EIA, ECOPETROL, WM y UPME.

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\$ 1,06/galón y US\$ 1,72/galón al corto plazo, alcanzando en el máximo horizonte de planeación los US\$ 2,08/galón. Para el escenario alto se tiene un precio de la gasolina que alcanza los US\$ 4,16/galón y en el escenario bajo un valor de US\$ 1,56/galón.

Adicional a la proyección del ingreso al productor, se realizó el 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.

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



Fuente: EIA, ECOPELROL, WM y UPME.

La **Gráfica 7-4** presenta una franja de precio de referencia de venta del gasolina que parte de los COL\$ 7.723/galón a los COL\$ 8.637/galón en el corto plazo, y a los COL\$ 10.273/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\$ 15.680/galón en el escenario de alto, y de COL\$ 9.503/galón en el escenario bajo.

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:

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

Donde,

- PMV** = Precio máximo de venta por galón.
- IP** = Ingreso al Productor.
- IN** = Impuesto Nacional.
- IVA** = Impuesto al Valor Agregado.
- IC** = Impuesto al Carbono.
- 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.

El artículo 218, en la parte VIII de la Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, modifica el artículo 167 de la Ley 1607 de 2012, en donde se establece el Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM y se establece de la siguiente manera: “El hecho generador del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM es la venta, retiro, importación para el consumo propio o importación para la venta de gasolina y ACPM, y se causa en una sola etapa respecto del hecho generador que ocurra primero.” El parágrafo 2 del artículo en mención establece que “la venta de diésel marino y combustibles utilizados para reaprovisionamiento de los buques en tráfico internacional es considerada como una exportación, en consecuencia el reaprovisionamiento de combustibles de estos buques no serán objeto de cobro del impuesto nacional a la gasolina y al ACPM”

La reforma tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el artículo 219 establece la modificación del artículo 168 de la Ley 1607 de 2012 en la cual se establece la base gravable y tarifa del Impuesto Nacional para gasolina y ACPM. El impuesto Nacional para la gasolina “se liquidará a razón de \$490 por galón, el de gasolina extra a razón de \$930 por galón y el Impuesto Nacional al ACPM se liquidará a razón de \$469 por galón. Los demás productos definidos como gasolina y ACPM, de acuerdo con la presente ley, distintos a la gasolina extra, se liquidará a razón de \$490”. El parágrafo 1 del artículo en mención establece que “el valor del Impuesto Nacional se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior, a partir del primero de febrero de 2018”

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “gravamen que recae

sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”. Adicionalmente, en el Artículo 222 de la misma Ley, se establece la base gravable y tarifa por tipo de combustible fósil, dentro de los cuales está incluida la Gasolina Motor (GM) con una tarifa de COP\$135/Galón. En el Parágrafo 1 del Artículo 222 se establece que “la tarifa por tonelada de CO2 se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO2”. Según el Parágrafo 3, “el alcohol carburante con destino a la mezcla con gasolina para los vehículos automotores y el biocombustible de origen vegetal, animal o producido a partir de residuos sólidos urbanos de producción nacional con destino a la mezcla con ACPM para uso en motores diésel, no están sujetos al impuesto al carbono”. Según el Parágrafo 6, “la venta de diésel marino y combustibles utilizados para reaprovisionamiento de los buques en tráfico internacional es considerada como una exportación. En consecuencia el reaprovisionamiento de combustibles de estos buques no será objeto de cobro del impuesto al carbono”.

Según la Resolución 90155 de 2014, en sus Artículos 3 y 4, se establece que, para el ACPM y el ACPM mezclado con biocombustible para el uso de motores diésel, el “Margen de Continuidad y su valor está dirigido a remunerar a CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. 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. El valor del margen de continuidad es de 71,51 pesos por galón”.

Respecto al Margen de Distribuidor Mayorista, según lo estipulado en el artículo segundo de la Resolución 41278 del 30 de Diciembre de 2016, “este valor corresponde al margen máximo reconocido a favor del distribuidor mayorista por la venta de ACPM, que se fija a partir del 1 de enero de 2017 en trescientos cincuenta y ocho pesos con sesenta y tres centavos (\$358,63) por galón, teniendo en cuenta las inversiones en infraestructura, los costos de operación y mantenimiento, así como los gastos de administración y ventas y las pérdidas por evaporación. Este margen se actualizará el 1 de junio de cada año, con base en la variación del índice de precios al consumidor de los últimos 12 meses certificada por el DANE”. En la actualidad el Margen al Distribuidor Mayorista está en \$375,34 por galón.

En la **Tabla 11** se muestra cada uno de los componentes definidos, su regulación y forma de cálculo:

Tabla 11. 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.

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
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.
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 \$375,34/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 \$706,37/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

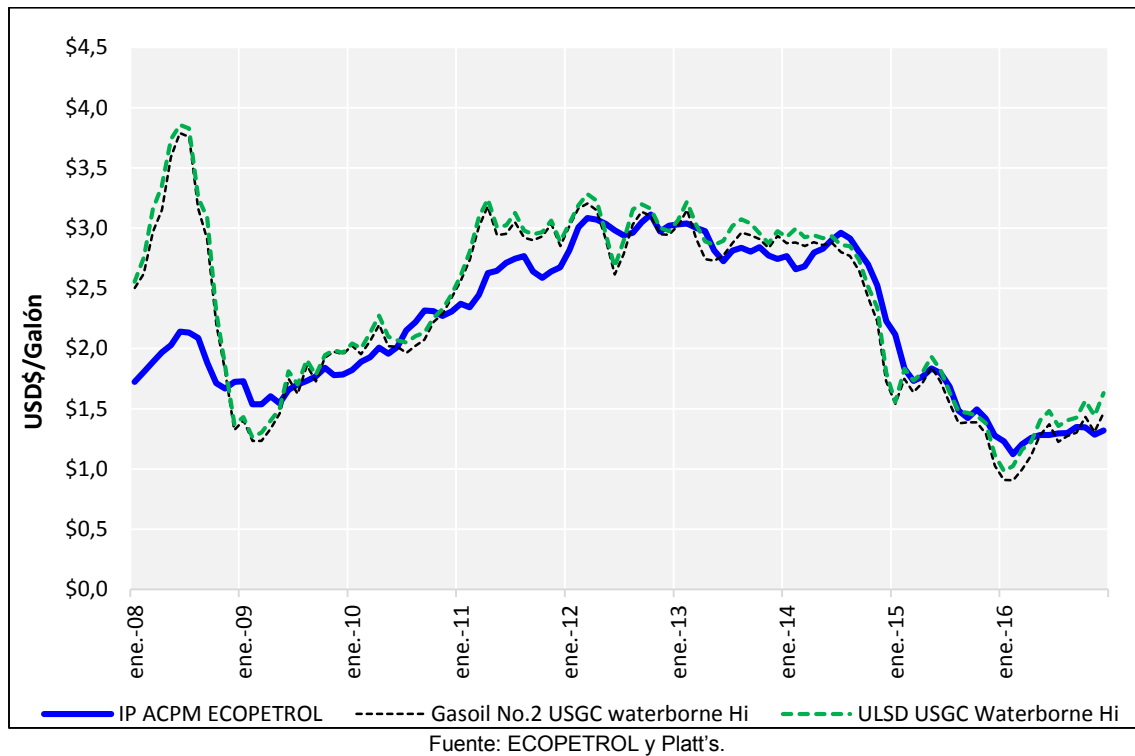
La fórmula considera:

- 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**.

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. Así mismo, se debe señalar que en febrero de 2016, el precio del Diésel llega su nivel histórico más bajo, con un valor de US\$ 1,12/galón.

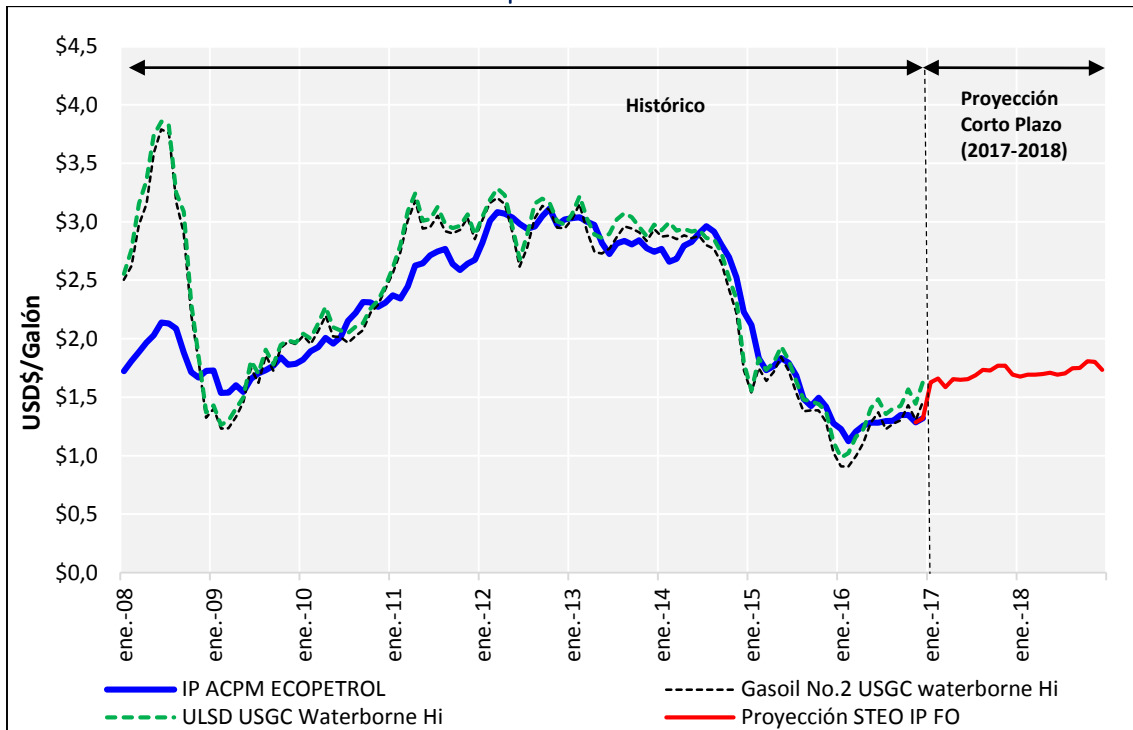
Gráfica 8-1. Ingreso al productor del Diésel colombiano e índice del U.S. Golf Coast



Así entonces, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea en el corto plazo, en su documento STEO - Enero 2017, un incremento de los precios del diésel con base en un precio promedio del barril del Brent, entre enero de 2017 y diciembre de 2018, de US\$ 53,14/barril, como se puede observar en la **Gráfica 8-2**. Esta dinámica del mercado de la Costa del Golfo, llevaría a los precios nacionales a una estabilidad cercana a un promedio de US\$ 1,72/galón en 2018.

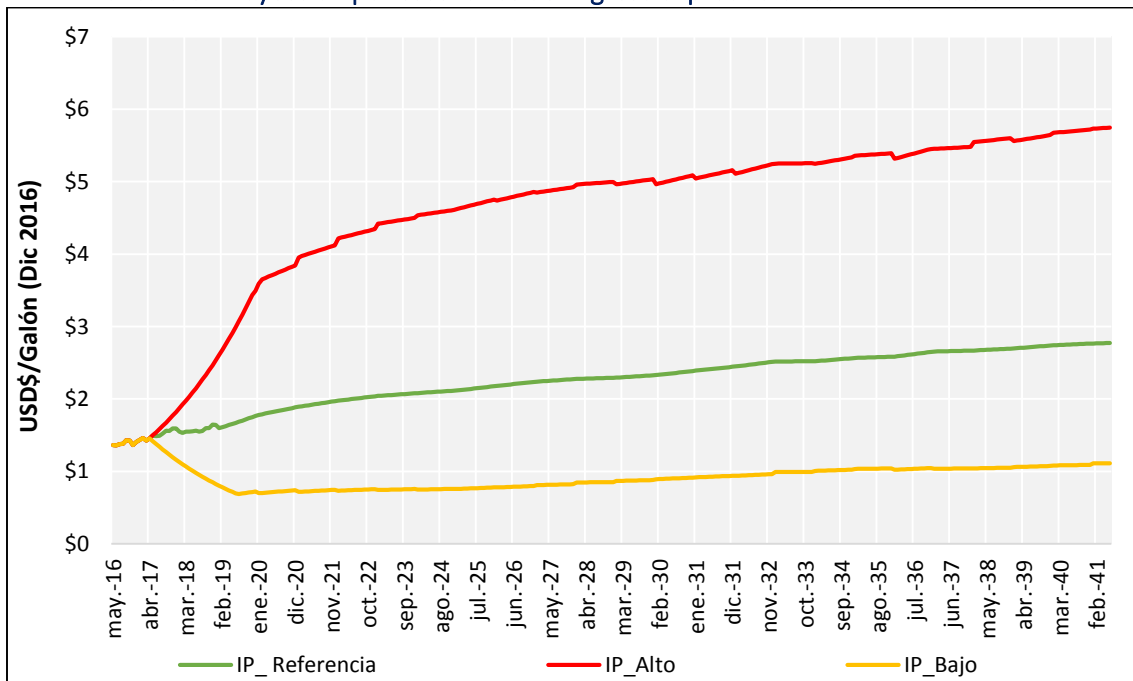
Por el comportamiento presentado, se tomó como driver para la estimación de largo plazo el “BRENT” del escenario de corto plazo del STEO – Enero 2018, el comportamiento del BRENT de largo plazo de el Departamento de Energía de los Estados Unidos y las aperturas de los escenarios del AEO 2017. La **Gráfica 8-3** presenta la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón constantes a diciembre de 2016, para los tres diferentes escenarios.

Gráfica 8-2. Perspectiva Corto Plazo IP Diésel



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

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



Fuente: EIA, ECOPEPETROL, WM y UPME.

De los resultados anteriores, el escenario base o de referencia presenta un incremento en el corto plazo y su precio oscila entre los US\$ 1,58/galón y US\$ 1,81/galón y al largo plazo un incremento promedio de 3,93% por año. Así mismo, los escenarios alto y bajo presentan unos valores al final del horizonte de proyección de US\$ 5,74/galón y US\$ 1,11/galón respectivamente.

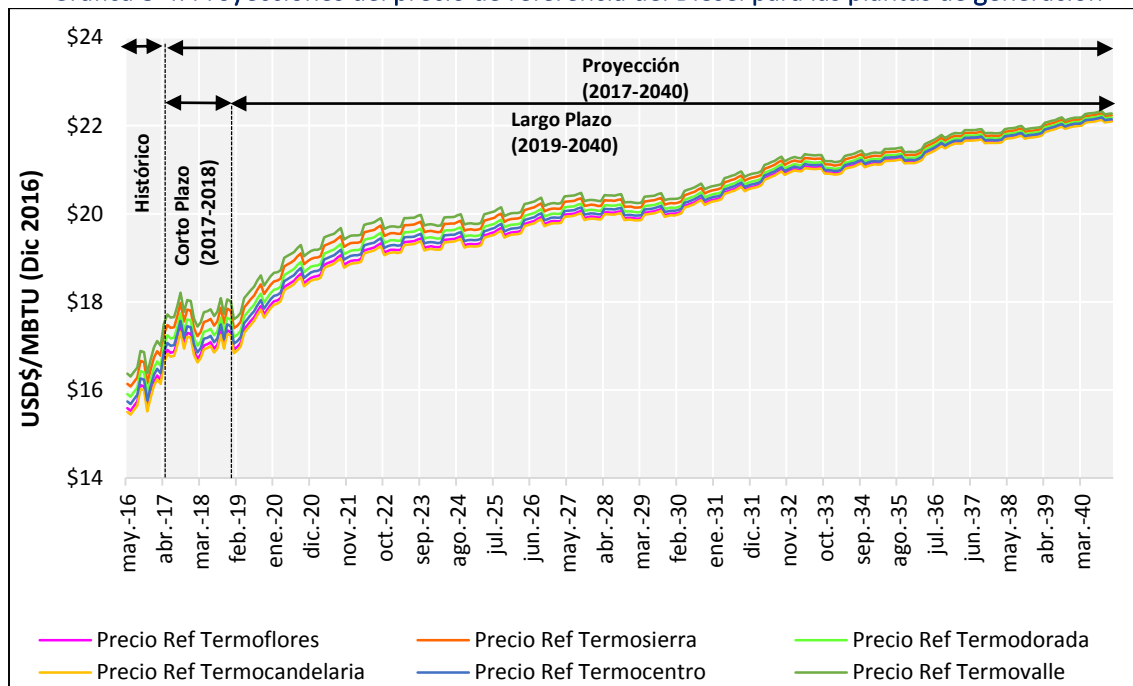
Para calcular el precio en planta de generación se adicionó además del ingreso al productor en sus diferentes escenarios los valores correspondientes al impuesto nacional, Impuesto al Valor Agregado, Impuesto al Carbono, la tarifa de marcación, los cargos de transporte desde la refinera hasta el punto de entrega más cercano a la planta de generación que será atendida, el margen Plan de Continuidad, el margen al distribuidos 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 12**.

Tabla 12. Plantas de Generación que consumen diésel

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	CIUDAD/MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOFLORES	COSTA	Atlántico	Barranquilla	Cartagena	Baranoa
TERMOSIERRA	CENTRO	Antioquia	Puerto Nare	Barranca	Vasconia
TERMODORADA	CENTRO	Caldas	La Dorada	Barranca	La Dorada
TERMOCANDELARIA	COSTA	Bolívar	Cartagena	Cartagena	
TERMOCENTRO	CENTRO	Cimitarra	Santander	Cusiana	
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 y margen plan de continuidad tomó en cuenta la norma establecida y para la determinación de las variables tarifa de marcación 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

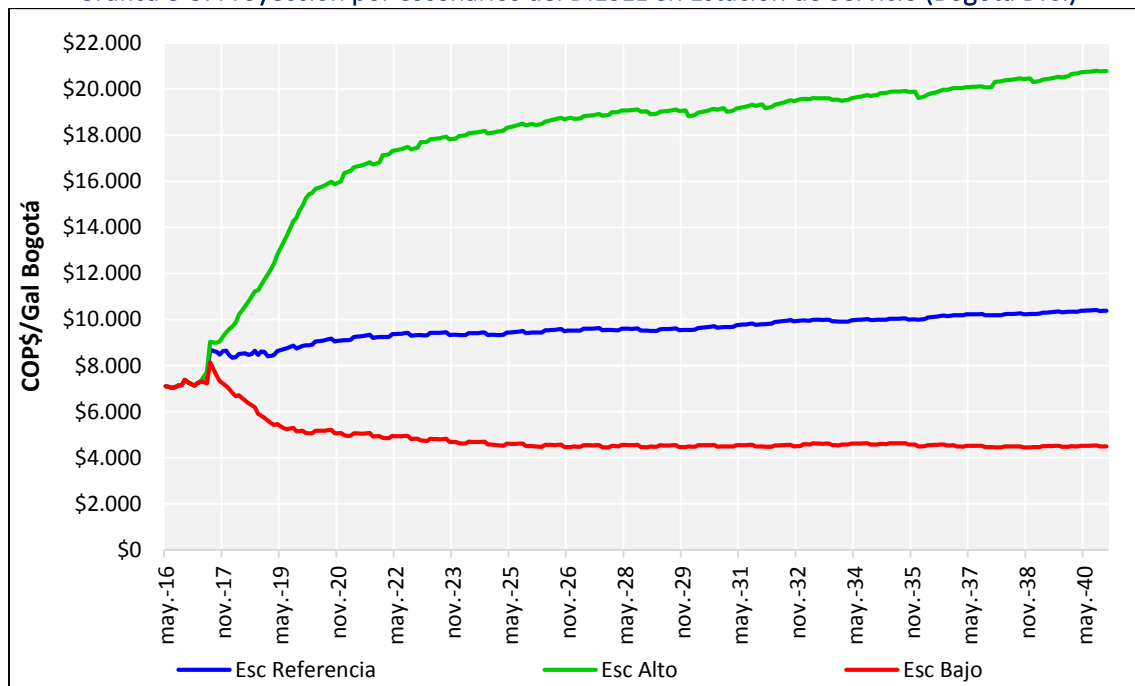


Fuente: DOE-EIA, ECOPEPETROL y Cálculos Propios.

Los resultados del escenario de referencia o base, mostrados en la **Gráfica 8-4**, reflejan una banda de precios que va desde los US\$15,44/MBTU hasta los US\$ 22,33/MBTU en dólares constantes de diciembre de 2016, 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.

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



Fuente: EIA, ECOPELROL, WM y UPME.

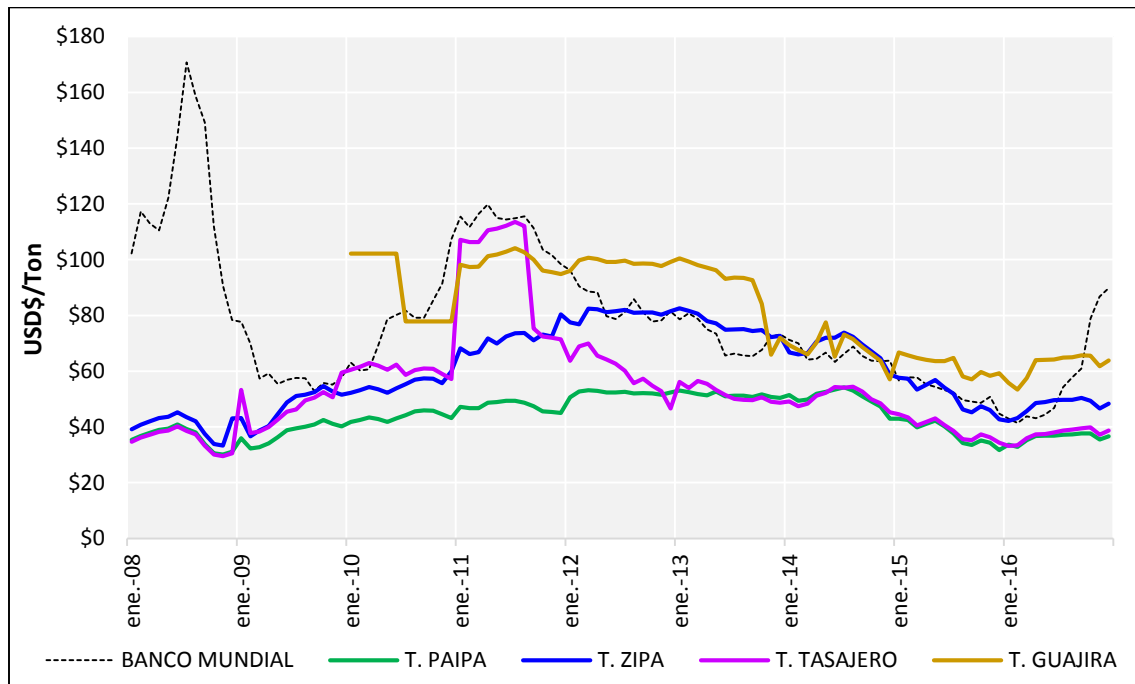
La **Gráfica 8-5** presenta una franja de precio de referencia de venta del diésel que parte de los COL\$ 7.495,46/galón a los COL\$ 8.697,98/galón en el corto plazo, y a los COL\$ 9.524,18/galón al final del horizonte de planeación. Manteniendo las aperturas de los escenarios anteriores, el precio máximo de diésel al largo plazo en las estaciones de servicio sería de COL\$ 20.789,96/galón en el escenario de alto, y de COL\$ 5.618,23/galón en el escenario bajo.

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. 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.

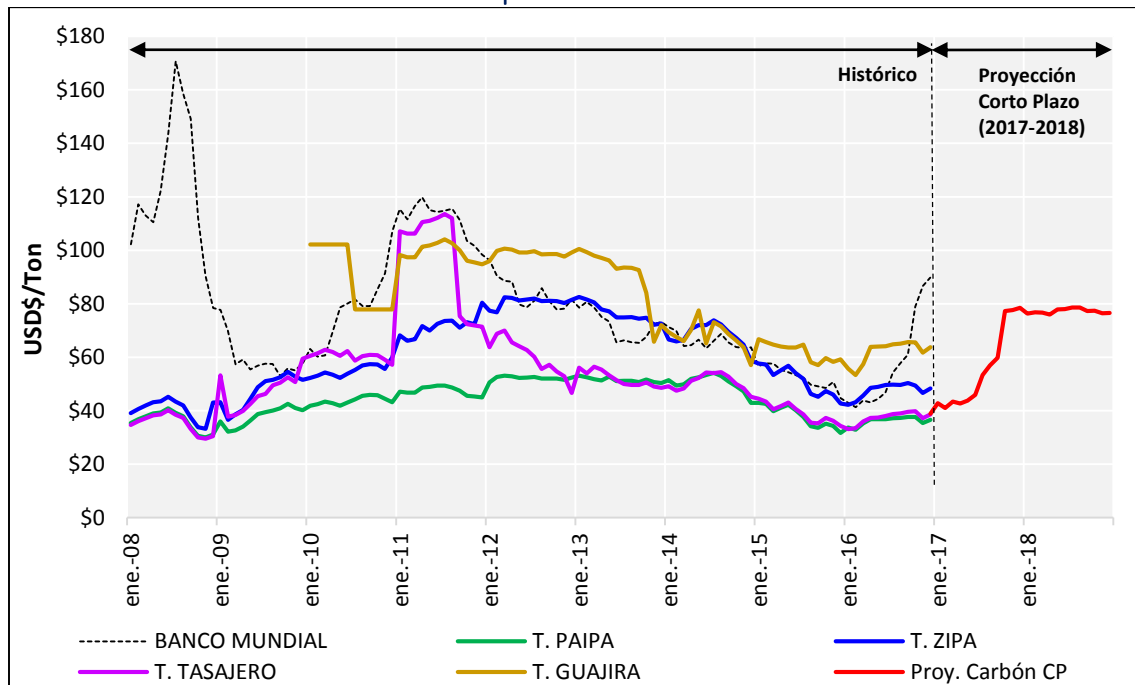
En la **Gráfica 9-1**, se puede notar que en el año 2008, la relación de los precios de compra por parte de las térmicas, es baja o casi nula con el precio internacional que divulga el Banco Mundial, pero a partir de esta fecha se nota un cambio en el comportamiento de los precios nacionales respecto al precio internacional. Aunque se puede decir que el precio 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-Rotterdam-Amberres).

Ahora bien, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Octubre 2016, que las exportaciones tengan una disminución en el 2017 de un 5% adicional al presentado en los años anteriores. En julio de 2016 se totalizaron un 40% menos de exportaciones que en junio y la más baja desde febrero de 2007. Adicionalmente, en los primeros 7 meses del año 2016 se evidenciaron exportaciones un 32% más bajas que en el mismo periodo del 2015, lo cual nos lleva a una estabilidad de los precios del carbón. 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 muestra unos precios, entre enero de 2017 y diciembre de 2018, con un crecimiento inicial para luego estabilizarse. Entre enero y octubre de 2017 presenta un crecimiento promedio de 7,19% empezando en los USD\$ 41/Ton y llegando a los USD\$ 77,3/Ton, para luego estabilizarse alrededor de los USD\$ 77,3/Ton entre octubre de 2017 y diciembre de 2018 como puede verse en la **Gráfica 9-2**.

Gráfica 9-2. Perspectiva Corto Plazo IP Carbón

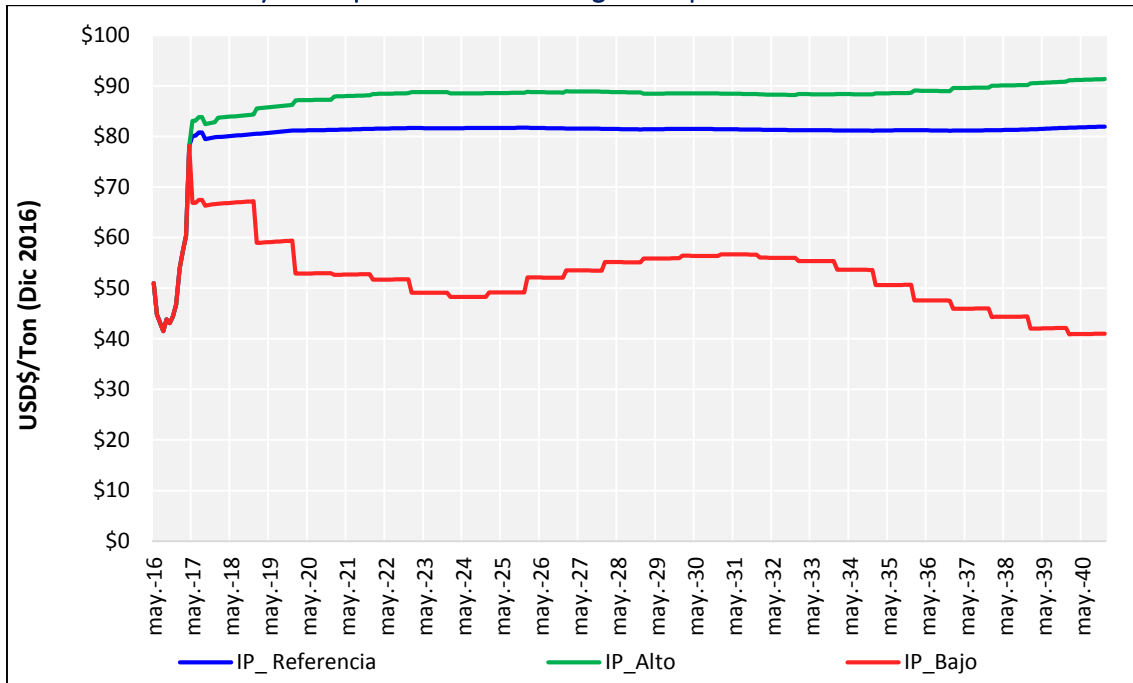


Fuente: Generadores Térmicos, EIA y UPME.

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 “Power Generation Fuel Costs – Coal” del STEO de Octubre de 2016 del DOE-EIA para el corto plazo, y como largo plazo el comportamiento del carbón publicado por el Anual Energy Outlook – AEO – del Departamento de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés). Lo anterior, como referencia para el cálculo

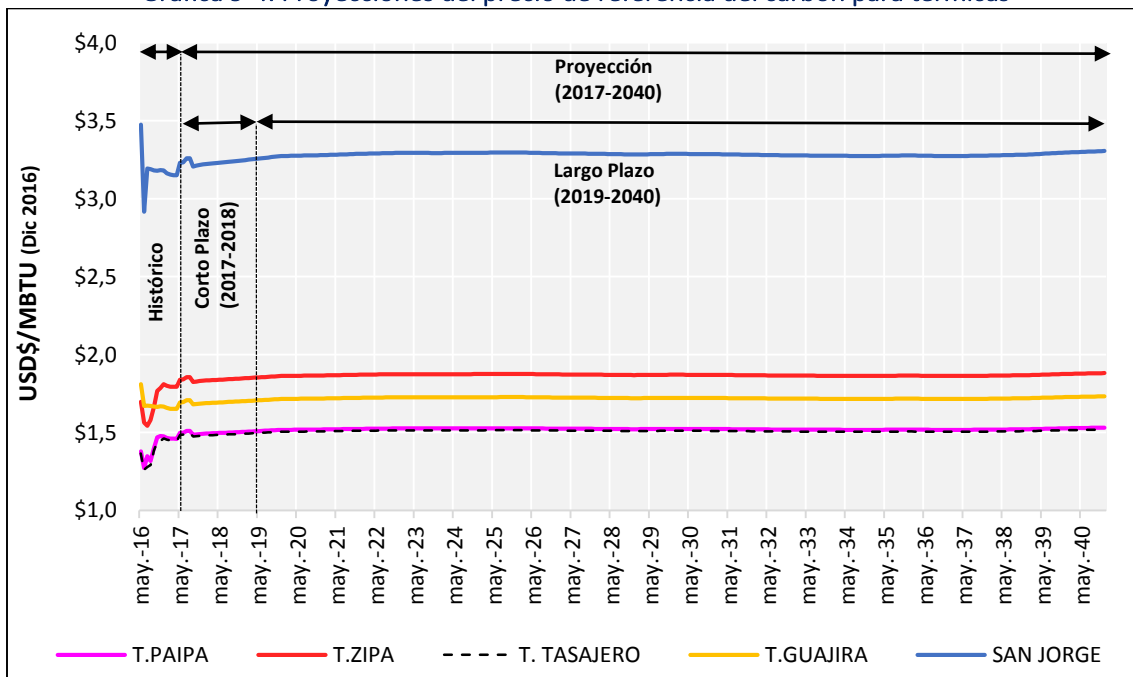
de los precios de exportación correspondiente a Puerto Bolívar y para generar los escenarios de carbón de la **Gráfica 9-3**.

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



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

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



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

Para estimar los precios de compra por parte de los generadores se aplicó a cada planta el 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**.

Es de anotar que los precios para San Jorge (GECELCA) son los más altos, mientras que Termotasajero y Termopapipa presentan unos precios sin una variación reveladora entre ellos, con una estimación de los valores más bajos, sin que ello signifique que sea el carbón colombiano con las mejores o peores características de calidad. Los resultados muestran un rango amplio de precios de carbón para térmicas los cuales van desde los US\$ 1,27/MBTU, para el caso de Termopaipa y Termotasajero, hasta los US\$ 3,47/MBTU, para el caso de San Jorge (GECELCA).

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,

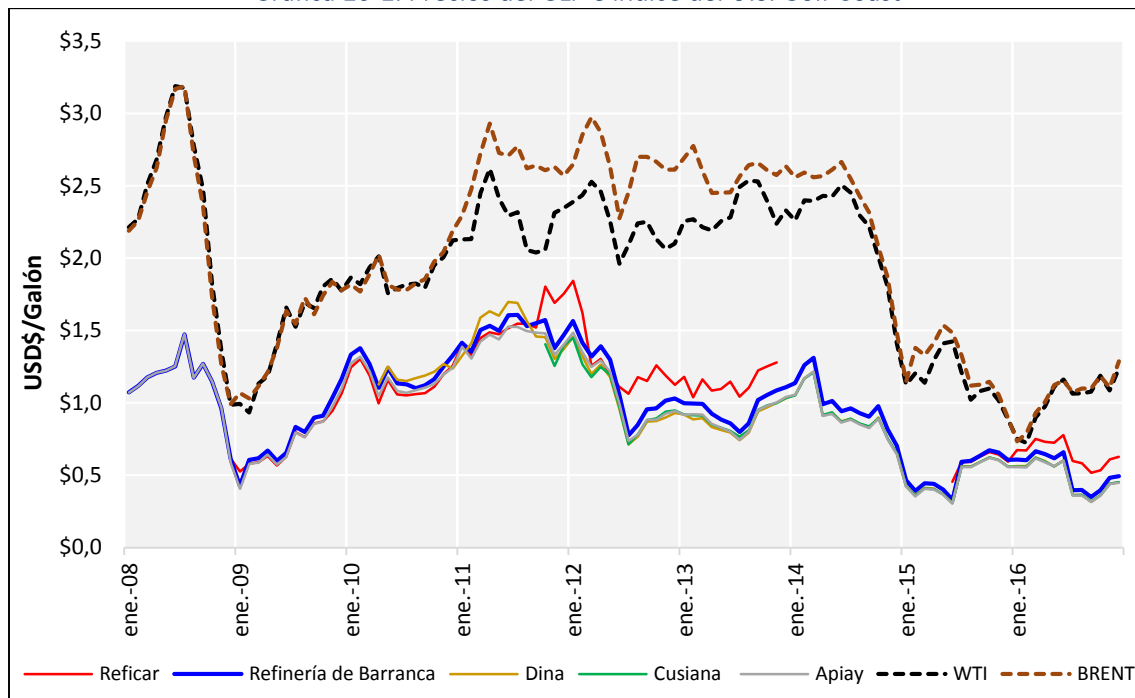
G = Producción.

T = Transporte.

D = Distribución.

C = Comercialización.

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



Fuente: ECOPEPETROL y Banco Mundial.

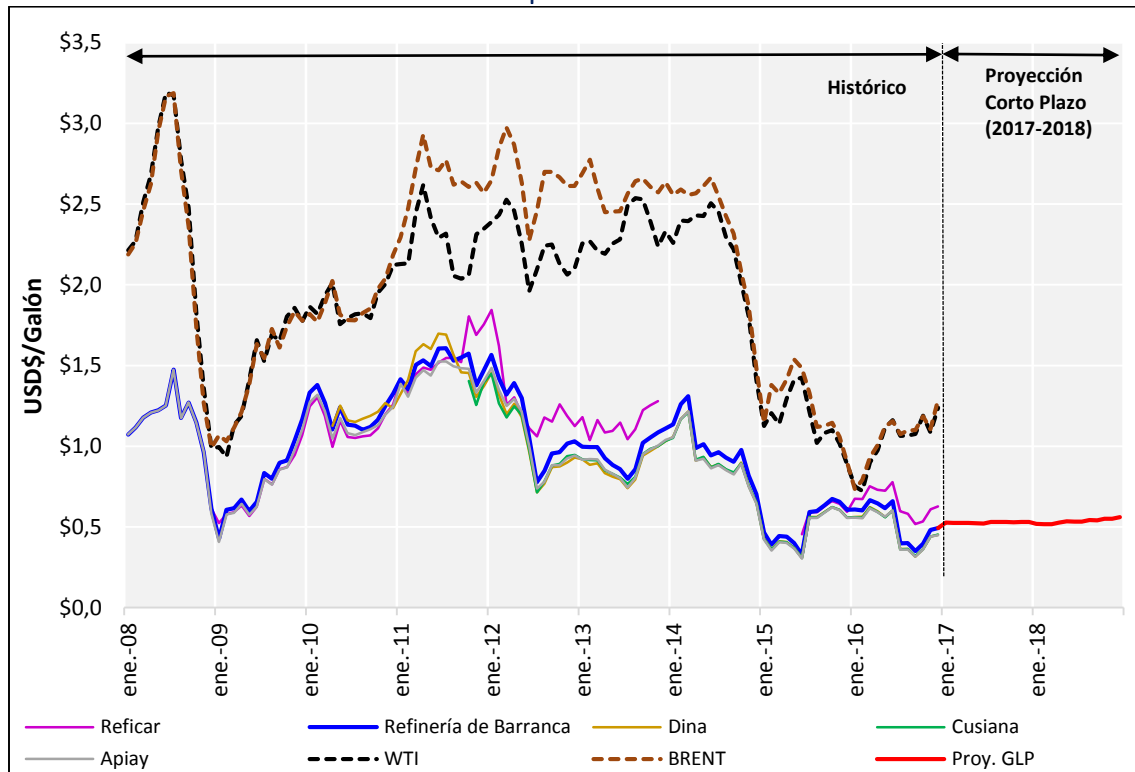
Debido a la alta correlación que muestra el precio interno, mostrado en la **Gráfica 10-1**, con los precios internacionales del crudo, tanto de referencia WTI como BRENT, y para guardar concordancia con lo realizado en las proyecciones de los demás combustibles, se tomó como driver el crudo de referencia BRENT, tomado de la proyección del largo plazo (AEO – por sus siglas en inglés) del año 2017 del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE – por sus siglas en inglés). De la misma manera, se tomaron las aperturas de los escenarios alto y bajo de las proyecciones presentadas por el AEO.

Así mismo podemos ver en la **Gráfica 10-2** la proyección de corto plazo correspondiente al Ingreso al Productor del Gas Licuado del Petróleo, la cual se muestra estable alrededor de los USD\$ 0,53/Gal durante los años 2017 y 2018.

Respecto a la producción estadounidense, se proyecta que se recuperará de sus mínimos alcanzados recientemente lo cual es soportado por un aumento en los precios y una disminución en los costos. Por otro lado, unos precios bajos resultan en un incremento en el consumo interno. Simultáneamente, los bajos precios baja la producción local resultando generalmente en un aumento de las importaciones. Adicionalmente, se espera que Estados Unidos importe un porcentaje de derivados del petróleo debido a una disminución en su oferta para el año 2030.

Para el escenario bajo de los precios del crudo, se pronostica que los precios bajos resultarán en una disminución de la producción debido a que los productores no tienen incentivos para producir con unos altos costos. En este caso, se estima que los bajos precios incentiva un aumento en el consumo interno lo cual promueve la importación de productos para curbir la creciente demanda.

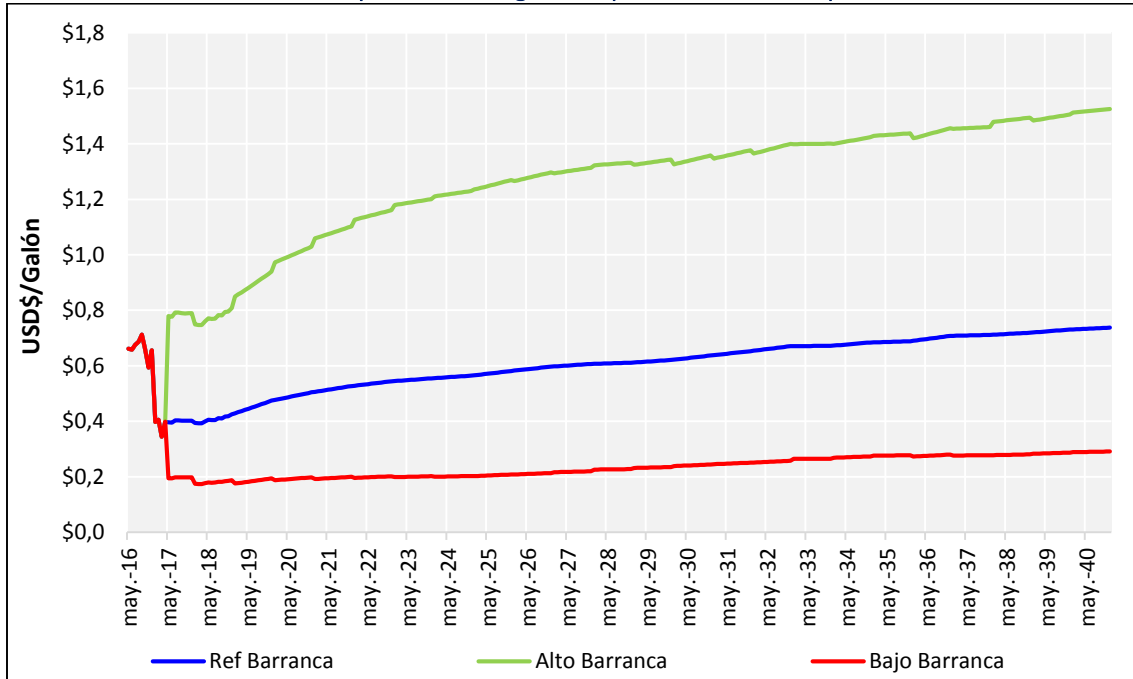
Gráfica 10-2. Perspectiva Corto Plazo IP GLP



Fuente: ECOPEPETROL, Platts y Banco Mundial.

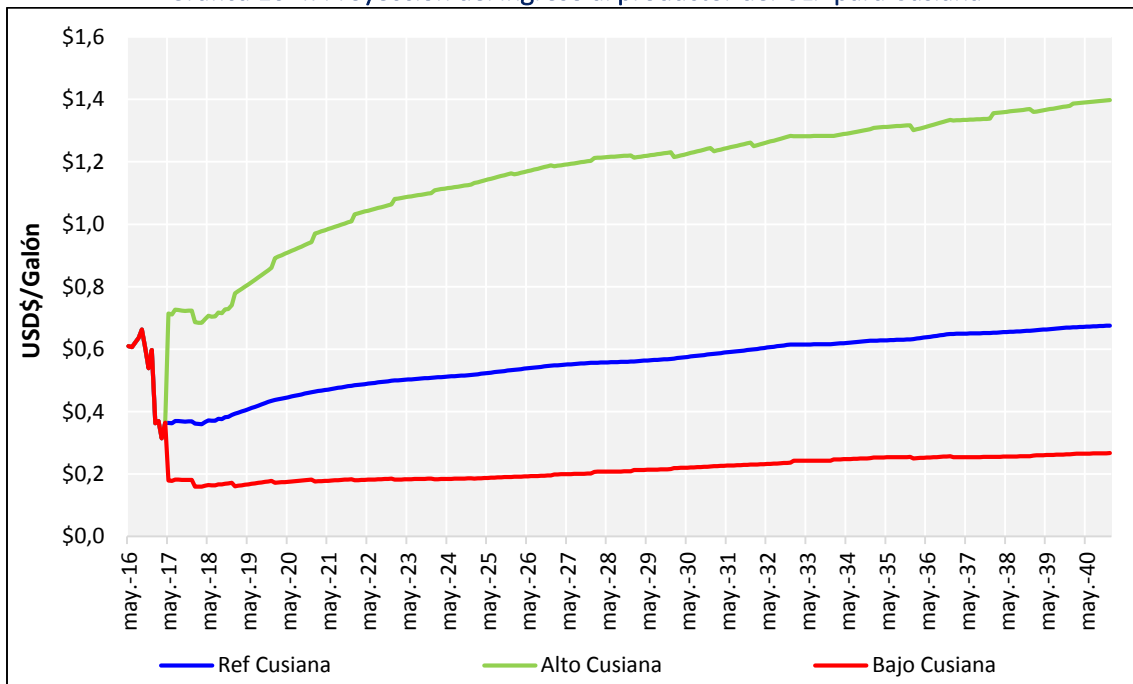
La **Gráfica 10-3**, **Gráfica 10-4** y **Gráfica 10-5** presentan la estimación de la proyección del Ingreso al Productor (IP) colombiano de GLP en sus diferentes fuentes. Estos resultados, que señalan una franja de precios constantes de diciembre de 2016, varían para el escenario de referencia entre USD\$0,34/galón y los USD\$0,73/galón en Barranca, USD\$0,31/galón y los USD\$0,67/galón en Cusiana y USD\$0,50/galón y los USD\$0,99/galón en Cartagena.

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



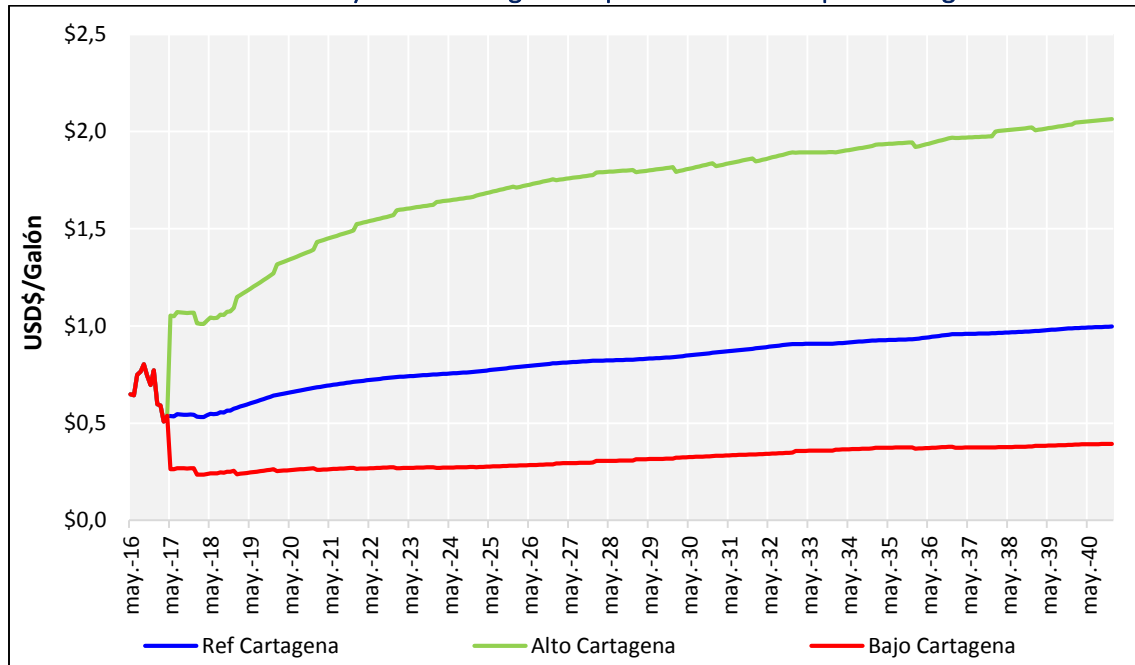
Fuente: ECOPELROL, EIA, WM y Cálculos Propios.

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



Fuente: ECOPELROL, EIA, WM y Cálculos Propios.

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



Fuente: ECOPETROL, EIA, WM y Cálculos Propios.

Es importante señalar que los precios del GLP presentan un aumento leve y constante, durante el periodo de análisis, como consecuencia del comportamiento del precio del crudo de referencia BRENT. A pesar de lo anterior, en el último año la CREG en conjunto con ECOPETROL expedieron la resolución CREG 079 de 2015⁷, la cual estableció un precio máximo para el GLP.

⁷ 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.

11. ANEXOS

A. ANEXOS GAS NATURAL:

	COSTA											
	Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca		
	Termogujira Ref.	Termogujira Alto	Termogujira Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-16	7,74	7,74	7,74	7,30	7,30	7,30	6,66	6,66	6,66	7,37	7,37	7,37
jun-16	7,70	7,70	7,70	7,26	7,26	7,26	6,62	6,62	6,62	7,35	7,35	7,35
jul-16	7,05	7,05	7,05	6,61	6,61	6,61	5,97	5,97	5,97	7,35	7,35	7,35
ago-16	6,96	6,96	6,96	6,51	6,51	6,51	5,88	5,88	5,88	7,33	7,33	7,33
sep-16	6,86	6,86	6,86	6,42	6,42	6,42	5,79	5,79	5,79	7,31	7,31	7,31
oct-16	6,77	6,77	6,77	6,33	6,33	6,33	5,69	5,69	5,69	7,30	7,30	7,30
nov-16	6,68	6,68	6,68	6,24	6,24	6,24	5,60	5,60	5,60	7,29	7,29	7,29
dic-16	6,59	6,59	6,59	6,15	6,15	6,15	5,52	5,52	5,52	7,29	7,29	7,29
ene-17	6,51	6,51	6,51	6,06	6,06	6,06	5,43	5,43	5,43	7,29	7,29	7,29
feb-17	6,42	6,42	6,42	5,98	5,98	5,98	5,34	5,34	5,34	7,28	7,28	7,28
mar-17	6,34	6,34	6,34	5,89	5,89	5,89	5,26	5,26	5,26	7,27	7,27	7,27
abr-17	6,25	6,25	6,25	5,81	5,81	5,81	5,18	5,18	5,18	7,26	7,26	7,26
may-17	4,67	5,94	2,85	5,11	6,38	3,30	4,80	6,07	2,99	6,12	7,38	4,30
jun-17	4,66	5,93	2,85	5,10	6,37	3,29	4,79	6,05	2,98	6,10	7,37	4,29
jul-17	4,59	5,85	2,81	5,03	6,29	3,26	4,72	5,97	2,94	6,04	7,29	4,25
ago-17	4,59	5,85	2,81	5,03	6,29	3,26	4,72	5,98	2,94	6,03	7,29	4,25
sep-17	4,58	5,84	2,80	5,02	6,28	3,25	4,71	5,97	2,94	6,02	7,28	4,24
oct-17	5,11	6,50	3,10	5,55	6,94	3,55	5,24	6,63	3,24	6,55	7,94	4,54
nov-17	5,12	6,51	3,11	5,56	6,95	3,55	5,24	6,64	3,24	6,56	7,95	4,55
dic-17	5,11	6,49	3,10	5,55	6,93	3,55	5,24	6,62	3,24	6,55	7,93	4,54
ene-18	5,31	6,07	3,43	5,75	6,51	3,88	5,44	6,20	3,56	6,76	7,51	4,87
feb-18	5,30	6,06	3,42	5,74	6,50	3,87	5,43	6,19	3,55	6,74	7,50	4,86
mar-18	5,30	6,05	3,42	5,74	6,49	3,86	5,43	6,18	3,55	6,74	7,49	4,86
abr-18	4,56	5,23	2,96	5,00	5,67	3,41	4,69	5,36	3,10	6,00	6,68	4,40
may-18	4,54	5,22	2,95	4,98	5,66	3,40	4,67	5,35	3,09	5,99	6,66	4,39
jun-18	4,53	5,20	2,94	4,97	5,64	3,39	4,66	5,33	3,08	5,97	6,64	4,38
jul-18	4,39	5,05	2,86	4,83	5,49	3,31	4,52	5,17	2,99	5,83	6,49	4,30
ago-18	4,39	5,05	2,86	4,83	5,49	3,30	4,52	5,18	2,99	5,83	6,49	4,30
sep-18	4,38	5,04	2,85	4,82	5,48	3,30	4,51	5,17	2,99	5,82	6,48	4,29
oct-18	4,89	5,62	3,16	5,33	6,06	3,61	5,02	5,74	3,30	6,33	7,06	4,61
nov-18	4,90	5,62	3,17	5,34	6,06	3,62	5,03	5,75	3,30	6,34	7,06	4,61
dic-18	4,89	5,61	3,17	5,33	6,05	3,61	5,02	5,74	3,30	6,33	7,05	4,61
ene-19	4,92	6,67	3,36	5,36	7,11	3,80	5,04	6,80	3,49	6,36	8,11	4,80
feb-19	4,94	6,71	3,37	5,38	7,15	3,82	5,07	6,83	3,51	6,38	8,15	4,81
mar-19	4,97	6,74	3,39	5,41	7,18	3,84	5,09	6,87	3,52	6,41	8,18	4,83
abr-19	4,99	6,78	3,40	5,43	7,22	3,85	5,12	6,91	3,54	6,43	8,22	4,85

COSTA												
	Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca		
	Termogujajir a Ref.	Termogujajir a Alto	Termogujajir a Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-19	5,02	6,81	3,42	5,46	7,25	3,87	5,14	6,94	3,56	6,46	8,26	4,86
jun-19	5,04	6,85	3,44	5,48	7,29	3,89	5,17	6,98	3,57	6,48	8,29	4,88
jul-19	5,07	6,89	3,45	5,51	7,33	3,90	5,20	7,01	3,59	6,51	8,33	4,90
ago-19	5,09	6,92	3,47	5,53	7,36	3,92	5,22	7,05	3,61	6,53	8,36	4,91
sep-19	5,12	6,96	3,49	5,56	7,40	3,94	5,25	7,09	3,62	6,56	8,40	4,93
oct-19	5,15	7,00	3,50	5,59	7,44	3,95	5,27	7,13	3,64	6,59	8,44	4,95
nov-19	5,17	7,03	3,52	5,61	7,48	3,97	5,30	7,16	3,66	6,61	8,48	4,96
dic-19	5,20	7,07	3,54	5,64	7,51	3,99	5,33	7,20	3,67	6,64	8,51	4,98
ene-20	5,23	8,08	3,52	5,67	8,52	3,97	5,36	8,21	3,65	6,67	9,52	4,96
feb-20	5,27	8,14	3,54	5,71	8,58	3,99	5,39	8,27	3,68	6,71	9,58	4,98
mar-20	5,30	8,19	3,56	5,74	8,63	4,01	5,43	8,32	3,70	6,74	9,63	5,00
abr-20	5,34	8,25	3,58	5,78	8,69	4,03	5,46	8,38	3,72	6,78	9,69	5,03
may-20	5,37	8,30	3,61	5,81	8,74	4,05	5,50	8,43	3,74	6,81	9,75	5,05
jun-20	5,41	8,36	3,63	5,85	8,80	4,08	5,53	8,49	3,77	6,85	9,80	5,07
jul-20	5,44	8,42	3,65	5,88	8,86	4,10	5,57	8,55	3,79	6,88	9,86	5,09
ago-20	5,48	8,47	3,68	5,92	8,91	4,12	5,61	8,60	3,81	6,92	9,92	5,12
sep-20	5,51	8,53	3,70	5,95	8,97	4,15	5,64	8,66	3,84	6,96	9,97	5,14
oct-20	5,55	8,59	3,72	5,99	9,03	4,17	5,68	8,72	3,86	6,99	10,03	5,16
nov-20	5,59	8,65	3,75	6,03	9,09	4,19	5,72	8,78	3,88	7,03	10,09	5,19
dic-20	5,62	8,71	3,77	6,06	9,15	4,22	5,75	8,83	3,91	7,07	10,15	5,21
ene-21	5,64	9,95	3,68	6,08	10,39	4,12	5,77	10,08	3,81	7,08	11,40	5,12
feb-21	5,65	9,98	3,69	6,09	10,42	4,13	5,78	10,11	3,82	7,09	11,42	5,13
mar-21	5,67	10,01	3,69	6,11	10,45	4,14	5,80	10,14	3,83	7,11	11,45	5,14
abr-21	5,68	10,03	3,70	6,12	10,47	4,15	5,81	10,16	3,84	7,12	11,47	5,14
may-21	5,70	10,06	3,71	6,14	10,50	4,16	5,82	10,19	3,85	7,14	11,50	5,15
jun-21	5,71	10,09	3,72	6,15	10,53	4,17	5,84	10,22	3,86	7,15	11,53	5,16
jul-21	5,72	10,11	3,73	6,16	10,55	4,18	5,85	10,24	3,87	7,17	11,55	5,17
ago-21	5,74	10,14	3,74	6,18	10,58	4,19	5,87	10,27	3,88	7,18	11,58	5,18
sep-21	5,75	10,17	3,75	6,19	10,61	4,20	5,88	10,30	3,88	7,19	11,61	5,19
oct-21	5,77	10,19	3,76	6,21	10,63	4,21	5,90	10,32	3,89	7,21	11,64	5,20
nov-21	5,78	10,22	3,77	6,22	10,66	4,21	5,91	10,35	3,90	7,22	11,66	5,21
dic-21	5,80	10,25	3,78	6,24	10,69	4,22	5,93	10,38	3,91	7,24	11,69	5,22
ene-22	5,80	10,61	3,75	6,24	11,05	4,20	5,93	10,74	3,89	7,24	12,05	5,19
feb-22	5,80	10,61	3,75	6,24	11,05	4,20	5,93	10,74	3,89	7,24	12,05	5,19
mar-22	5,80	10,61	3,75	6,24	11,05	4,20	5,93	10,74	3,89	7,24	12,05	5,19
abr-22	5,80	10,61	3,75	6,24	11,05	4,20	5,93	10,74	3,89	7,24	12,05	5,19

	COSTA											
	Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca		
	Termoguajir a Ref.	Termoguajir a Alto	Termoguajir a Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-22	5,80	10,61	3,75	6,24	11,05	4,20	5,93	10,74	3,89	7,24	12,05	5,19
jun-22	5,80	10,62	3,75	6,24	11,06	4,20	5,93	10,74	3,89	7,24	12,06	5,19
jul-22	5,80	10,62	3,75	6,24	11,06	4,20	5,93	10,74	3,89	7,24	12,06	5,19
ago-22	5,80	10,62	3,75	6,24	11,06	4,20	5,93	10,75	3,89	7,24	12,06	5,19
sep-22	5,80	10,62	3,75	6,24	11,06	4,20	5,93	10,75	3,89	7,24	12,06	5,19
oct-22	5,80	10,62	3,75	6,24	11,06	4,20	5,93	10,75	3,89	7,24	12,06	5,19
nov-22	5,80	10,62	3,75	6,24	11,06	4,20	5,93	10,75	3,89	7,24	12,06	5,19
dic-22	5,80	10,62	3,75	6,24	11,06	4,20	5,93	10,75	3,89	7,24	12,06	5,19
ene-23	5,81	10,74	3,70	6,25	11,18	4,15	5,94	10,87	3,83	7,25	12,18	5,14
feb-23	5,82	10,76	3,70	6,26	11,20	4,15	5,95	10,89	3,84	7,26	12,21	5,15
mar-23	5,83	10,78	3,71	6,27	11,22	4,16	5,96	10,91	3,85	7,28	12,23	5,15
abr-23	5,84	10,80	3,72	6,28	11,24	4,17	5,97	10,93	3,85	7,29	12,25	5,16
may-23	5,86	10,83	3,72	6,30	11,27	4,17	5,98	10,95	3,86	7,30	12,27	5,17
jun-23	5,87	10,85	3,73	6,31	11,29	4,18	5,99	10,97	3,87	7,31	12,29	5,17
jul-23	5,88	10,87	3,74	6,32	11,31	4,19	6,00	10,99	3,87	7,32	12,31	5,18
ago-23	5,89	10,89	3,74	6,33	11,33	4,19	6,02	11,01	3,88	7,33	12,33	5,18
sep-23	5,90	10,91	3,75	6,34	11,35	4,20	6,03	11,04	3,89	7,34	12,35	5,19
oct-23	5,91	10,93	3,76	6,35	11,37	4,20	6,04	11,06	3,89	7,35	12,37	5,20
nov-23	5,92	10,95	3,76	6,36	11,39	4,21	6,05	11,08	3,90	7,36	12,39	5,20
dic-23	5,93	10,97	3,77	6,37	11,41	4,22	6,06	11,10	3,91	7,37	12,41	5,21
ene-24	5,97	11,08	3,59	6,41	11,52	4,04	6,10	11,21	3,73	7,41	12,52	5,03
feb-24	6,01	11,16	3,61	6,45	11,60	4,06	6,14	11,29	3,75	7,45	12,60	5,05
mar-24	6,05	11,24	3,64	6,49	11,68	4,08	6,18	11,36	3,77	7,49	12,68	5,08
abr-24	6,09	11,31	3,66	6,53	11,76	4,11	6,22	11,44	3,80	7,54	12,76	5,10
may-24	6,14	11,39	3,68	6,58	11,83	4,13	6,26	11,52	3,82	7,58	12,83	5,12
jun-24	6,18	11,47	3,71	6,62	11,91	4,16	6,31	11,60	3,84	7,62	12,91	5,15
jul-24	6,22	11,55	3,73	6,66	11,99	4,18	6,35	11,68	3,87	7,66	12,99	5,17
ago-24	6,26	11,63	3,76	6,70	12,07	4,20	6,39	11,76	3,89	7,70	13,07	5,20
sep-24	6,31	11,71	3,78	6,75	12,15	4,23	6,43	11,84	3,92	7,75	13,16	5,22
oct-24	6,35	11,80	3,81	6,79	12,24	4,25	6,48	11,92	3,94	7,79	13,24	5,25
nov-24	6,39	11,88	3,83	6,83	12,32	4,28	6,52	12,01	3,97	7,83	13,32	5,27
dic-24	6,44	11,96	3,86	6,88	12,40	4,30	6,56	12,09	3,99	7,88	13,40	5,30
ene-25	6,49	11,76	3,61	6,93	12,20	4,06	6,61	11,89	3,75	7,93	13,20	5,05
feb-25	6,54	11,80	3,64	6,98	12,24	4,09	6,67	11,92	3,78	7,98	13,24	5,08
mar-25	6,59	11,82	3,67	7,03	12,26	4,12	6,72	11,95	3,80	8,03	13,26	5,11
abr-25	6,64	11,84	3,69	7,08	12,28	4,14	6,77	11,97	3,83	8,08	13,28	5,14

	COSTA											
	Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca		
	Termoguajir a Ref.	Termoguajir a Alto	Termoguajir a Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-25	6,69	11,85	3,72	7,13	12,29	4,17	6,82	11,98	3,86	8,13	13,29	5,16
jun-25	6,74	11,84	3,75	7,18	12,28	4,20	6,87	11,97	3,89	8,19	13,28	5,19
jul-25	6,80	11,82	3,78	7,24	12,26	4,23	6,93	11,95	3,91	8,24	13,26	5,22
ago-25	6,85	11,83	3,81	7,29	12,27	4,25	6,98	11,96	3,94	8,29	13,27	5,25
sep-25	6,90	11,84	3,83	7,34	12,28	4,28	7,03	11,97	3,97	8,35	13,28	5,27
oct-25	6,96	11,84	3,86	7,40	12,28	4,31	7,09	11,97	4,00	8,40	13,28	5,30
nov-25	7,01	11,47	3,89	7,45	11,91	4,34	7,14	11,60	4,03	8,45	12,91	5,33
dic-25	7,07	11,56	3,92	7,51	12,00	4,37	7,20	11,69	4,06	8,51	13,00	5,36
ene-26	7,07	9,81	4,00	7,51	10,25	4,45	7,20	9,93	4,14	8,51	11,25	5,44
feb-26	7,08	9,81	4,00	7,52	10,25	4,45	7,20	9,94	4,14	8,52	11,25	5,44
mar-26	7,08	9,82	4,01	7,52	10,26	4,45	7,21	9,95	4,14	8,52	11,26	5,45
abr-26	7,08	9,82	4,01	7,52	10,26	4,46	7,21	9,95	4,14	8,52	11,27	5,45
may-26	7,09	9,83	4,01	7,53	10,27	4,46	7,22	9,96	4,15	8,53	11,27	5,45
jun-26	7,09	9,84	4,01	7,53	10,28	4,46	7,22	9,96	4,15	8,53	11,28	5,45
jul-26	7,10	9,84	4,01	7,54	10,28	4,46	7,22	9,97	4,15	8,54	11,28	5,45
ago-26	7,10	9,85	4,02	7,54	10,29	4,46	7,23	9,98	4,15	8,54	11,29	5,46
sep-26	7,10	9,85	4,02	7,54	10,29	4,47	7,23	9,98	4,15	8,54	11,30	5,46
oct-26	7,11	9,86	4,02	7,55	10,30	4,47	7,24	9,99	4,16	8,55	11,30	5,46
nov-26	7,11	9,87	4,02	7,55	10,31	4,47	7,24	9,99	4,16	8,55	11,31	5,46
dic-26	7,11	9,87	4,02	7,55	10,31	4,47	7,24	10,00	4,16	8,56	11,31	5,46
ene-27	7,13	9,52	4,08	7,57	9,96	4,53	7,25	9,65	4,22	8,57	10,96	5,52
feb-27	7,14	9,54	4,09	7,58	9,98	4,54	7,26	9,66	4,22	8,58	10,98	5,53
mar-27	7,15	9,55	4,09	7,59	9,99	4,54	7,27	9,68	4,23	8,59	10,99	5,53
abr-27	7,16	9,57	4,10	7,60	10,01	4,55	7,29	9,69	4,24	8,60	11,01	5,54
may-27	7,17	9,58	4,11	7,61	10,02	4,55	7,30	9,71	4,24	8,61	11,02	5,55
jun-27	7,18	9,59	4,11	7,62	10,03	4,56	7,31	9,72	4,25	8,62	11,04	5,55
jul-27	7,19	9,61	4,12	7,63	10,05	4,56	7,32	9,74	4,25	8,63	11,05	5,56
ago-27	7,20	9,62	4,12	7,64	10,06	4,57	7,33	9,75	4,26	8,64	11,06	5,56
sep-27	7,21	9,64	4,13	7,65	10,08	4,58	7,34	9,77	4,26	8,65	11,08	5,57
oct-27	7,22	9,65	4,13	7,66	10,09	4,58	7,35	9,78	4,27	8,66	11,09	5,58
nov-27	7,23	9,67	4,14	7,67	10,11	4,59	7,36	9,79	4,28	8,67	11,11	5,58
dic-27	7,24	9,68	4,15	7,68	10,12	4,59	7,37	9,81	4,28	8,68	11,12	5,59
ene-28	7,26	9,52	4,16	7,70	9,96	4,60	7,39	9,65	4,29	8,70	10,96	5,60
feb-28	7,28	9,54	4,16	7,72	9,98	4,61	7,41	9,67	4,30	8,72	10,98	5,61
mar-28	7,29	9,56	4,17	7,74	10,00	4,62	7,42	9,69	4,31	8,74	11,00	5,62
abr-28	7,31	9,58	4,18	7,75	10,02	4,63	7,44	9,71	4,32	8,75	11,03	5,62

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

	COSTA											
	Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca		
	Termoguajir a Ref.	Termoguajir a Alto	Termoguajir a Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-31	7,82	10,09	4,55	8,26	10,53	5,00	7,95	10,22	4,69	9,26	11,53	5,99
jun-31	7,84	10,12	4,56	8,28	10,56	5,01	7,97	10,25	4,70	9,28	11,56	6,00
jul-31	7,86	10,15	4,57	8,30	10,59	5,02	7,99	10,28	4,71	9,30	11,59	6,02
ago-31	7,88	10,18	4,59	8,32	10,62	5,03	8,01	10,30	4,72	9,32	11,62	6,03
sep-31	7,90	10,20	4,60	8,34	10,64	5,05	8,03	10,33	4,73	9,34	11,64	6,04
oct-31	7,92	10,23	4,61	8,36	10,67	5,06	8,05	10,36	4,75	9,36	11,67	6,05
nov-31	7,95	10,26	4,62	8,39	10,70	5,07	8,07	10,39	4,76	9,39	11,70	6,06
dic-31	7,97	10,29	4,63	8,41	10,73	5,08	8,10	10,42	4,77	9,41	11,73	6,08
ene-32	7,98	10,20	4,60	8,42	10,64	5,05	8,11	10,33	4,74	9,43	11,64	6,04
feb-32	8,00	10,22	4,61	8,44	10,66	5,06	8,13	10,35	4,75	9,44	11,67	6,05
mar-32	8,02	10,25	4,62	8,46	10,69	5,07	8,15	10,38	4,76	9,46	11,69	6,06
abr-32	8,04	10,27	4,63	8,48	10,71	5,08	8,17	10,40	4,77	9,48	11,71	6,07
may-32	8,06	10,29	4,64	8,50	10,73	5,09	8,18	10,42	4,78	9,50	11,73	6,08
jun-32	8,07	10,32	4,65	8,51	10,76	5,10	8,20	10,44	4,79	9,51	11,76	6,09
jul-32	8,09	10,34	4,66	8,53	10,78	5,11	8,22	10,47	4,80	9,53	11,78	6,10
ago-32	8,11	10,36	4,67	8,55	10,80	5,12	8,24	10,49	4,81	9,55	11,80	6,11
sep-32	8,13	10,39	4,68	8,57	10,83	5,13	8,26	10,51	4,82	9,57	11,83	6,12
oct-32	8,15	10,41	4,69	8,59	10,85	5,14	8,27	10,54	4,83	9,59	11,85	6,13
nov-32	8,16	10,43	4,70	8,60	10,87	5,15	8,29	10,56	4,84	9,60	11,87	6,14
dic-32	8,18	10,46	4,71	8,62	10,90	5,16	8,31	10,58	4,85	9,62	11,90	6,15
ene-33	8,19	10,13	4,67	8,63	10,57	5,12	8,32	10,26	4,81	9,63	11,58	6,11
feb-33	8,20	10,15	4,68	8,64	10,59	5,13	8,33	10,28	4,81	9,64	11,59	6,12
mar-33	8,21	10,16	4,68	8,65	10,60	5,13	8,34	10,29	4,82	9,65	11,60	6,12
abr-33	8,22	10,17	4,69	8,66	10,61	5,14	8,35	10,30	4,82	9,66	11,61	6,13
may-33	8,23	10,18	4,69	8,67	10,63	5,14	8,36	10,31	4,83	9,67	11,63	6,14
jun-33	8,24	10,20	4,70	8,68	10,64	5,15	8,37	10,33	4,84	9,68	11,64	6,14
jul-33	8,25	10,21	4,71	8,69	10,65	5,15	8,38	10,34	4,84	9,70	11,65	6,15
ago-33	8,26	10,22	4,71	8,71	10,66	5,16	8,39	10,35	4,85	9,71	11,66	6,15
sep-33	8,28	10,24	4,72	8,72	10,68	5,17	8,40	10,36	4,85	9,72	11,68	6,16
oct-33	8,29	10,25	4,72	8,73	10,69	5,17	8,41	10,38	4,86	9,73	11,69	6,16
nov-33	8,30	10,26	4,73	8,74	10,70	5,18	8,42	10,39	4,87	9,74	11,70	6,17
dic-33	8,31	10,27	4,74	8,75	10,71	5,18	8,44	10,40	4,87	9,75	11,71	6,18
ene-34	8,32	10,55	4,60	8,76	10,99	5,05	8,45	10,68	4,73	9,77	11,99	6,04
feb-34	8,34	10,57	4,61	8,78	11,01	5,06	8,47	10,70	4,74	9,78	12,01	6,05
mar-34	8,36	10,59	4,62	8,80	11,03	5,07	8,49	10,72	4,75	9,80	12,03	6,06
abr-34	8,38	10,62	4,63	8,82	11,06	5,07	8,51	10,74	4,76	9,82	12,06	6,07

COSTA												
Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca			
	Termoguajir a Ref.	Termoguajir a Alto	Termoguajir a Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-34	8,40	10,64	4,64	8,84	11,08	5,08	8,52	10,77	4,77	9,84	12,08	6,08
jun-34	8,41	10,66	4,65	8,85	11,10	5,09	8,54	10,79	4,78	9,85	12,10	6,09
jul-34	8,43	10,68	4,65	8,87	11,12	5,10	8,56	10,81	4,79	9,87	12,12	6,10
ago-34	8,45	10,71	4,66	8,89	11,15	5,11	8,58	10,83	4,80	9,89	12,15	6,11
sep-34	8,47	10,73	4,67	8,91	11,17	5,12	8,59	10,86	4,81	9,91	12,17	6,11
oct-34	8,48	10,75	4,68	8,92	11,19	5,13	8,61	10,88	4,82	9,92	12,19	6,12
nov-34	8,50	10,77	4,69	8,94	11,21	5,14	8,63	10,90	4,83	9,94	12,21	6,13
dic-34	8,52	10,80	4,70	8,96	11,24	5,15	8,65	10,92	4,84	9,96	12,24	6,14
ene-35	8,54	11,11	4,60	8,98	11,55	5,05	8,67	11,23	4,74	9,98	12,55	6,05
feb-35	8,56	11,13	4,61	9,00	11,57	5,06	8,69	11,26	4,75	10,00	12,57	6,06
mar-35	8,58	11,16	4,63	9,02	11,60	5,07	8,71	11,29	4,76	10,02	12,60	6,07
abr-35	8,60	11,19	4,64	9,04	11,63	5,08	8,73	11,31	4,77	10,04	12,63	6,08
may-35	8,62	11,21	4,65	9,06	11,65	5,10	8,75	11,34	4,78	10,06	12,65	6,09
jun-35	8,65	11,24	4,66	9,09	11,68	5,11	8,77	11,37	4,79	10,09	12,68	6,10
jul-35	8,67	11,27	4,67	9,11	11,71	5,12	8,79	11,40	4,80	10,11	12,71	6,11
ago-35	8,69	11,29	4,68	9,13	11,73	5,13	8,82	11,42	4,82	10,13	12,74	6,12
sep-35	8,71	11,32	4,69	9,15	11,76	5,14	8,84	11,45	4,83	10,15	12,76	6,13
oct-35	8,73	11,35	4,70	9,17	11,79	5,15	8,86	11,48	4,84	10,17	12,79	6,14
nov-35	8,75	11,38	4,71	9,19	11,82	5,16	8,88	11,50	4,85	10,19	12,82	6,15
dic-35	8,77	11,40	4,72	9,21	11,84	5,17	8,90	11,53	4,86	10,21	12,84	6,16
ene-36	8,77	11,40	4,74	9,21	11,84	5,19	8,90	11,52	4,88	10,21	12,84	6,19
feb-36	8,77	11,40	4,74	9,21	11,84	5,19	8,90	11,53	4,88	10,21	12,84	6,19
mar-36	8,77	11,40	4,74	9,21	11,84	5,19	8,90	11,53	4,88	10,21	12,84	6,19
abr-36	8,77	11,40	4,74	9,21	11,84	5,19	8,90	11,53	4,88	10,21	12,84	6,19
may-36	8,77	11,40	4,75	9,21	11,84	5,19	8,90	11,53	4,88	10,22	12,84	6,19
jun-36	8,77	11,40	4,75	9,21	11,84	5,19	8,90	11,53	4,88	10,22	12,84	6,19
jul-36	8,78	11,40	4,75	9,22	11,84	5,19	8,90	11,53	4,88	10,22	12,85	6,19
ago-36	8,78	11,41	4,75	9,22	11,85	5,19	8,90	11,53	4,88	10,22	12,85	6,19
sep-36	8,78	11,41	4,75	9,22	11,85	5,19	8,90	11,54	4,88	10,22	12,85	6,19
oct-36	8,78	11,41	4,75	9,22	11,85	5,19	8,90	11,54	4,88	10,22	12,85	6,19
nov-36	8,78	11,41	4,75	9,22	11,85	5,19	8,91	11,54	4,88	10,22	12,85	6,19
dic-36	8,78	11,41	4,75	9,22	11,85	5,19	8,91	11,54	4,88	10,22	12,85	6,19
ene-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
feb-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
mar-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
abr-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21

COSTA												
	Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca		
	Termoguajir a Ref.	Termoguajir a Alto	Termoguajir a Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
jun-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
jul-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
ago-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
sep-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
oct-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
nov-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
dic-37	8,78	11,41	4,77	9,22	11,85	5,21	8,91	11,54	4,90	10,22	12,85	6,21
ene-38	8,78	11,42	4,77	9,22	11,86	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,86	6,21
feb-38	8,78	11,42	4,77	9,22	11,86	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,86	6,21
mar-38	8,78	11,42	4,77	9,22	11,86	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,86	6,21
abr-38	8,78	11,42	4,77	9,22	11,86	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,86	6,21
may-38	8,78	11,42	4,77	9,22	11,86	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,86	6,21
jun-38	8,78	11,42	4,77	9,22	11,86	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,87	6,21
jul-38	8,78	11,42	4,77	9,22	11,86	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,87	6,21
ago-38	8,78	11,43	4,77	9,22	11,87	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,87	6,21
sep-38	8,78	11,43	4,77	9,22	11,87	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,87	6,21
oct-38	8,78	11,43	4,77	9,22	11,87	5,22	8,91	11,55	4,91	10,22	12,87	6,21
nov-38	8,78	11,43	4,77	9,22	11,87	5,22	8,91	11,56	4,91	10,22	12,87	6,21
dic-38	8,78	11,43	4,77	9,22	11,87	5,22	8,91	11,56	4,91	10,22	12,87	6,21
ene-39	8,78	11,42	4,75	9,22	11,86	5,20	8,91	11,55	4,89	10,22	12,86	6,19
feb-39	8,78	11,42	4,75	9,22	11,86	5,20	8,91	11,55	4,89	10,22	12,87	6,19
mar-39	8,78	11,42	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,55	4,89	10,22	12,87	6,19
abr-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,55	4,89	10,22	12,87	6,19
may-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,55	4,89	10,22	12,87	6,19
jun-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,56	4,89	10,22	12,87	6,19
jul-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,56	4,89	10,22	12,87	6,19
ago-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,56	4,89	10,22	12,87	6,19
sep-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,56	4,89	10,22	12,87	6,19
oct-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,56	4,89	10,22	12,87	6,19
nov-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,56	4,89	10,22	12,87	6,19
dic-39	8,78	11,43	4,75	9,22	11,87	5,20	8,91	11,56	4,89	10,22	12,87	6,19
ene-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,56	4,86	10,22	12,88	6,16
feb-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,56	4,86	10,22	12,88	6,16
mar-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,56	4,86	10,22	12,88	6,16
abr-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,22	12,88	6,16

	COSTA											
	Ramal Guajira			Ramal Barranquilla			Ramal Cartagena			Ramal Barranca		
	Termogujira a Ref.	Termogujira a Alto	Termogujira a Bajo	Barranquilla - Flores - Tebsa Ref.	Barranquilla - Flores - Tebsa Alto	Barranquilla - Flores - Tebsa Bajo	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Ref.	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Alto	Candelaria - Cartagena - Proeléctrica Bajo	Merilétrica Ref.	Merilétrica Alto	Merilétrica Bajo
may-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16
jun-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16
jul-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16
ago-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16
sep-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16
oct-40	8,78	11,44	4,72	9,22	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16
nov-40	8,78	11,44	4,72	9,23	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16
dic-40	8,79	11,44	4,72	9,23	11,88	5,17	8,91	11,57	4,86	10,23	12,88	6,16

	INTERIOR											
	Ramal Sebastopol			Ramal Vasconia			Ramal Mariquita			Ramal Valle		
	Termocentro Termosierra Ref.	Termocentro Termosierra Alto	Termocentro Termosierra Bajo	Termodorada Ref.	Termodorada Alto	Termodorada Bajo	Termoyopal - Morro Ref.	Termoyopal - Morro Alto	Termoyopal - Morro Bajo	TermoValle TermoEmCali Ref.	TermoValle TermoEmCali i Alto	TermoValle TermoEmCali i Bajo
may-16	6,47	6,47	6,47	6,47	6,47	6,47				9,89	9,89	9,89
jun-16	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45				9,87	9,87	9,87
jul-16	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45				9,87	9,87	9,87
ago-16	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43				9,85	9,85	9,85
sep-16	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42				9,83	9,83	9,83
oct-16	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41				9,82	9,82	9,82
nov-16	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40				9,82	9,82	9,82
dic-16	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39				9,81	9,81	9,81
ene-17	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39				9,81	9,81	9,81
feb-17	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38				9,80	9,80	9,80
mar-17	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37				9,79	9,79	9,79
abr-17	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37	6,37				9,78	9,78	9,78
may-17	5,85	7,12	3,59	5,61	8,15	3,34	3,50	3,50	3,50	8,10	7,77	4,24
jun-17	5,84	7,10	3,58	5,60	8,13	3,34	3,48	3,48	3,48	8,09	7,76	4,23
jul-17	5,77	7,02	3,54	5,53	8,05	3,30	3,42	3,42	3,42	8,02	7,68	4,20
ago-17	5,77	7,03	3,54	5,53	8,05	3,30	3,42	3,42	3,42	8,02	7,68	4,20
sep-17	5,76	7,02	3,53	5,52	8,04	3,29	3,41	3,41	3,41	8,01	7,67	4,19
oct-17	6,29	7,68	3,83	6,05	8,71	3,59	3,93	3,93	3,93	8,54	8,34	4,49
nov-17	6,29	7,69	3,84	6,05	8,71	3,60	3,94	3,94	3,94	8,55	8,34	4,49
dic-17	6,29	7,67	3,84	6,05	8,70	3,59	3,93	3,93	3,93	8,54	8,33	4,49
ene-18	6,49	7,25	4,16	6,25	8,27	3,92	4,14	4,14	4,14	8,74	7,90	4,82
feb-18	6,48	7,24	4,15	6,24	8,26	3,91	4,12	4,12	4,12	8,73	7,89	4,81
mar-18	6,47	7,23	4,15	6,23	8,26	3,91	4,12	4,12	4,12	8,73	7,89	4,80
abr-18	5,74	6,41	3,69	5,49	7,44	3,45	3,38	3,38	3,38	7,99	7,07	4,35
may-18	5,72	6,40	3,68	5,48	7,42	3,44	3,37	3,37	3,37	7,97	7,05	4,34
jun-18	5,71	6,38	3,68	5,47	7,40	3,43	3,35	3,35	3,35	7,96	7,03	4,33
jul-18	5,57	6,22	3,59	5,33	7,25	3,35	3,21	3,21	3,21	7,82	6,88	4,25
ago-18	5,57	6,23	3,59	5,33	7,25	3,35	3,21	3,21	3,21	7,82	6,88	4,24
sep-18	5,56	6,22	3,58	5,32	7,24	3,34	3,20	3,20	3,20	7,81	6,87	4,24
oct-18	6,07	6,79	3,90	5,83	7,82	3,66	3,71	3,71	3,71	8,32	7,45	4,55
nov-18	6,07	6,80	3,90	5,83	7,83	3,66	3,72	3,72	3,72	8,33	7,46	4,56
dic-18	6,07	6,78	3,90	5,83	7,81	3,66	3,71	3,71	3,71	8,32	7,44	4,55
ene-19	6,09	7,85	4,09	5,85	8,87	3,85	3,74	3,74	3,74	8,35	8,50	4,74
feb-19	6,12	7,88	4,10	5,88	8,91	3,86	3,76	3,76	3,76	8,37	8,54	4,76
mar-19	6,14	7,92	4,12	5,90	8,95	3,88	3,79	3,79	3,79	8,40	8,57	4,78
abr-19	6,17	7,95	4,14	5,93	8,98	3,90	3,81	3,81	3,81	8,42	8,61	4,79

	INTERIOR											
	Ramal Sebastopol			Ramal Vasconia			Ramal Mariquita			Ramal Valle		
	Termocentro Termosierra Ref.	Termocentro Termosierra Alto	Termocentro Termosierra Bajo	Termodorada Ref.	Termodorada Alto	Termodorada Bajo	Termoyopal - Morro Ref.	Termoyopal - Morro Alto	Termoyopal - Morro Bajo	TermoValle TermoEmCali Ref.	TermoValle TermoEmCali i Alto	TermoValle TermoEmCali i Bajo
may-19	6,19	7,99	4,15	5,95	9,02	3,91	3,84	3,84	3,84	8,45	8,65	4,81
jun-19	6,22	8,03	4,17	5,98	9,05	3,93	3,86	3,86	3,86	8,47	8,68	4,83
jul-19	6,24	8,06	4,19	6,00	9,09	3,94	3,89	3,89	3,89	8,50	8,72	4,84
ago-19	6,27	8,10	4,20	6,03	9,13	3,96	3,92	3,92	3,92	8,52	8,76	4,86
sep-19	6,30	8,14	4,22	6,05	9,16	3,98	3,94	3,94	3,94	8,55	8,79	4,88
oct-19	6,32	8,17	4,24	6,08	9,20	4,00	3,97	3,97	3,97	8,57	8,83	4,89
nov-19	6,35	8,21	4,25	6,11	9,24	4,01	3,99	3,99	3,99	8,60	8,87	4,91
dic-19	6,37	8,25	4,27	6,13	9,28	4,03	4,02	4,02	4,02	8,63	8,91	4,93
ene-20	6,41	9,26	4,25	6,17	10,29	4,01	4,05	4,05	4,05	8,66	9,92	4,91
feb-20	6,44	9,32	4,27	6,20	10,34	4,03	4,09	4,09	4,09	8,70	9,97	4,93
mar-20	6,48	9,37	4,29	6,24	10,40	4,05	4,12	4,12	4,12	8,73	10,03	4,95
abr-20	6,51	9,43	4,32	6,27	10,45	4,07	4,16	4,16	4,16	8,76	10,08	4,97
may-20	6,55	9,48	4,34	6,31	10,51	4,10	4,19	4,19	4,19	8,80	10,14	4,99
jun-20	6,58	9,54	4,36	6,34	10,56	4,12	4,23	4,23	4,23	8,84	10,19	5,02
jul-20	6,62	9,59	4,38	6,38	10,62	4,14	4,26	4,26	4,26	8,87	10,25	5,04
ago-20	6,65	9,65	4,41	6,41	10,68	4,17	4,30	4,30	4,30	8,91	10,31	5,06
sep-20	6,69	9,71	4,43	6,45	10,73	4,19	4,34	4,34	4,34	8,94	10,36	5,09
oct-20	6,73	9,77	4,45	6,49	10,79	4,21	4,37	4,37	4,37	8,98	10,42	5,11
nov-20	6,76	9,82	4,48	6,52	10,85	4,24	4,41	4,41	4,41	9,02	10,48	5,13
dic-20	6,80	9,88	4,50	6,56	10,91	4,26	4,45	4,45	4,45	9,05	10,54	5,16
ene-21	6,82	11,13	4,41	6,57	12,16	4,17	4,46	4,46	4,46	9,07	11,79	5,06
feb-21	6,83	11,16	4,42	6,59	12,18	4,18	4,48	4,48	4,48	9,08	11,81	5,07
mar-21	6,84	11,18	4,43	6,60	12,21	4,18	4,49	4,49	4,49	9,10	11,84	5,08
abr-21	6,86	11,21	4,44	6,62	12,24	4,19	4,50	4,50	4,50	9,11	11,87	5,09
may-21	6,87	11,24	4,44	6,63	12,26	4,20	4,52	4,52	4,52	9,12	11,89	5,10
jun-21	6,89	11,26	4,45	6,65	12,29	4,21	4,53	4,53	4,53	9,14	11,92	5,11
jul-21	6,90	11,29	4,46	6,66	12,32	4,22	4,55	4,55	4,55	9,15	11,95	5,12
ago-21	6,92	11,32	4,47	6,67	12,34	4,23	4,56	4,56	4,56	9,17	11,97	5,13
sep-21	6,93	11,34	4,48	6,69	12,37	4,24	4,58	4,58	4,58	9,18	12,00	5,14
oct-21	6,95	11,37	4,49	6,70	12,40	4,25	4,59	4,59	4,59	9,20	12,03	5,15
nov-21	6,96	11,40	4,50	6,72	12,42	4,26	4,61	4,61	4,61	9,21	12,05	5,15
dic-21	6,97	11,43	4,51	6,73	12,45	4,27	4,62	4,62	4,62	9,23	12,08	5,16
ene-22	6,98	11,79	4,48	6,73	12,81	4,24	4,62	4,62	4,62	9,23	12,44	5,14
feb-22	6,98	11,79	4,48	6,73	12,81	4,24	4,62	4,62	4,62	9,23	12,44	5,14
mar-22	6,98	11,79	4,48	6,73	12,81	4,24	4,62	4,62	4,62	9,23	12,44	5,14
abr-22	6,98	11,79	4,48	6,73	12,82	4,24	4,62	4,62	4,62	9,23	12,45	5,14

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

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

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

	INTERIOR											
	Ramal Sebastopol			Ramal Vasconia			Ramal Mariquita			Ramal Valle		
	Termocentro Termosierra Ref.	Termocentro Termosierra Alto	Termocentro Termosierra Bajo	Termodorada Ref.	Termodorada Alto	Termodorada Bajo	Termoyopal - Morro Ref.	Termoyopal - Morro Alto	Termoyopal - Morro Bajo	TermoValle TermoEmCali Ref.	TermoValle TermoEmCal i Alto	TermoValle TermoEmCal i Bajo
may-31	8,99	11,27	5,28	8,75	12,30	5,04	6,64	6,64	6,64	11,25	11,93	5,94
jun-31	9,02	11,30	5,29	8,77	12,32	5,05	6,66	6,66	6,66	11,27	11,95	5,95
jul-31	9,04	11,32	5,31	8,79	12,35	5,06	6,68	6,68	6,68	11,29	11,98	5,96
ago-31	9,06	11,35	5,32	8,82	12,38	5,08	6,70	6,70	6,70	11,31	12,01	5,97
sep-31	9,08	11,38	5,33	8,84	12,41	5,09	6,73	6,73	6,73	11,33	12,04	5,99
oct-31	9,10	11,41	5,34	8,86	12,43	5,10	6,75	6,75	6,75	11,35	12,06	6,00
nov-31	9,12	11,44	5,35	8,88	12,46	5,11	6,77	6,77	6,77	11,37	12,09	6,01
dic-31	9,14	11,46	5,37	8,90	12,49	5,12	6,79	6,79	6,79	11,40	12,12	6,02
ene-32	9,16	11,38	5,34	8,92	12,40	5,09	6,81	6,81	6,81	11,41	12,03	5,99
feb-32	9,18	11,40	5,35	8,94	12,43	5,10	6,83	6,83	6,83	11,43	12,06	6,00
mar-32	9,20	11,42	5,36	8,96	12,45	5,11	6,84	6,84	6,84	11,45	12,08	6,01
abr-32	9,21	11,45	5,37	8,97	12,47	5,12	6,86	6,86	6,86	11,47	12,10	6,02
may-32	9,23	11,47	5,37	8,99	12,50	5,13	6,88	6,88	6,88	11,48	12,13	6,03
jun-32	9,25	11,49	5,38	9,01	12,52	5,14	6,90	6,90	6,90	11,50	12,15	6,04
jul-32	9,27	11,52	5,39	9,03	12,54	5,15	6,91	6,91	6,91	11,52	12,17	6,05
ago-32	9,29	11,54	5,40	9,04	12,57	5,16	6,93	6,93	6,93	11,54	12,20	6,06
sep-32	9,30	11,56	5,41	9,06	12,59	5,17	6,95	6,95	6,95	11,56	12,22	6,07
oct-32	9,32	11,59	5,42	9,08	12,61	5,18	6,97	6,97	6,97	11,57	12,24	6,08
nov-32	9,34	11,61	5,43	9,10	12,64	5,19	6,99	6,99	6,99	11,59	12,27	6,09
dic-32	9,36	11,63	5,44	9,12	12,66	5,20	7,00	7,00	7,00	11,61	12,29	6,10
ene-33	9,37	11,31	5,40	9,13	12,34	5,16	7,01	7,01	7,01	11,62	11,97	6,06
feb-33	9,38	11,32	5,41	9,14	12,35	5,17	7,02	7,02	7,02	11,63	11,98	6,07
mar-33	9,39	11,34	5,42	9,15	12,36	5,17	7,04	7,04	7,04	11,64	11,99	6,07
abr-33	9,40	11,35	5,42	9,16	12,38	5,18	7,05	7,05	7,05	11,65	12,00	6,08
may-33	9,41	11,36	5,43	9,17	12,39	5,19	7,06	7,06	7,06	11,66	12,02	6,08
jun-33	9,42	11,37	5,43	9,18	12,40	5,19	7,07	7,07	7,07	11,67	12,03	6,09
jul-33	9,43	11,39	5,44	9,19	12,41	5,20	7,08	7,08	7,08	11,68	12,04	6,09
ago-33	9,44	11,40	5,44	9,20	12,43	5,20	7,09	7,09	7,09	11,69	12,06	6,10
sep-33	9,45	11,41	5,45	9,21	12,44	5,21	7,10	7,10	7,10	11,70	12,07	6,11
oct-33	9,46	11,43	5,46	9,22	12,45	5,21	7,11	7,11	7,11	11,72	12,08	6,11
nov-33	9,47	11,44	5,46	9,23	12,46	5,22	7,12	7,12	7,12	11,73	12,09	6,12
dic-33	9,48	11,45	5,47	9,24	12,48	5,23	7,13	7,13	7,13	11,74	12,11	6,12
ene-34	9,50	11,73	5,33	9,26	12,75	5,09	7,15	7,15	7,15	11,75	12,38	5,99
feb-34	9,52	11,75	5,34	9,28	12,77	5,10	7,16	7,16	7,16	11,77	12,40	6,00
mar-34	9,54	11,77	5,35	9,30	12,80	5,11	7,18	7,18	7,18	11,79	12,43	6,01
abr-34	9,55	11,79	5,36	9,31	12,82	5,12	7,20	7,20	7,20	11,81	12,45	6,01

	INTERIOR											
	Ramal Sebastopol			Ramal Vasconia			Ramal Mariquita			Ramal Valle		
	Termocentro Termosierra Ref.	Termocentro Termosierra Alto	Termocentro Termosierra Bajo	Termodorada Ref.	Termodorada Alto	Termodorada Bajo	Termoyopal - Morro Ref.	Termoyopal - Morro Alto	Termoyopal - Morro Bajo	TermoValle TermoEmCali Ref.	TermoValle TermoEmCali i Alto	TermoValle TermoEmCali i Bajo
may-34	9,57	11,82	5,37	9,33	12,84	5,13	7,22	7,22	7,22	11,82	12,47	6,02
jun-34	9,59	11,84	5,38	9,35	12,86	5,14	7,24	7,24	7,24	11,84	12,49	6,03
jul-34	9,61	11,86	5,39	9,37	12,89	5,15	7,25	7,25	7,25	11,86	12,52	6,04
ago-34	9,63	11,88	5,40	9,38	12,91	5,15	7,27	7,27	7,27	11,88	12,54	6,05
sep-34	9,64	11,91	5,41	9,40	12,93	5,16	7,29	7,29	7,29	11,90	12,56	6,06
oct-34	9,66	11,93	5,42	9,42	12,95	5,17	7,31	7,31	7,31	11,91	12,58	6,07
nov-34	9,68	11,95	5,42	9,44	12,98	5,18	7,32	7,32	7,32	11,93	12,61	6,08
dic-34	9,70	11,97	5,43	9,46	13,00	5,19	7,34	7,34	7,34	11,95	12,63	6,09
ene-35	9,72	12,28	5,34	9,48	13,31	5,09	7,36	7,36	7,36	11,97	12,94	5,99
feb-35	9,74	12,31	5,35	9,50	13,34	5,11	7,38	7,38	7,38	11,99	12,97	6,00
mar-35	9,76	12,34	5,36	9,52	13,36	5,12	7,40	7,40	7,40	12,01	12,99	6,01
abr-35	9,78	12,36	5,37	9,54	13,39	5,13	7,43	7,43	7,43	12,03	13,02	6,02
may-35	9,80	12,39	5,38	9,56	13,42	5,14	7,45	7,45	7,45	12,05	13,05	6,04
jun-35	9,82	12,42	5,39	9,58	13,44	5,15	7,47	7,47	7,47	12,07	13,07	6,05
jul-35	9,84	12,44	5,40	9,60	13,47	5,16	7,49	7,49	7,49	12,10	13,10	6,06
ago-35	9,86	12,47	5,41	9,62	13,50	5,17	7,51	7,51	7,51	12,12	13,13	6,07
sep-35	9,89	12,50	5,42	9,64	13,52	5,18	7,53	7,53	7,53	12,14	13,15	6,08
oct-35	9,91	12,53	5,43	9,67	13,55	5,19	7,55	7,55	7,55	12,16	13,18	6,09
nov-35	9,93	12,55	5,44	9,69	13,58	5,20	7,57	7,57	7,57	12,18	13,21	6,10
dic-35	9,95	12,58	5,46	9,71	13,61	5,21	7,60	7,60	7,60	12,20	13,24	6,11
ene-36	9,95	12,57	5,48	9,71	13,60	5,23	7,60	7,60	7,60	12,20	13,23	6,13
feb-36	9,95	12,57	5,48	9,71	13,60	5,24	7,60	7,60	7,60	12,20	13,23	6,13
mar-36	9,95	12,58	5,48	9,71	13,60	5,24	7,60	7,60	7,60	12,20	13,23	6,13
abr-36	9,95	12,58	5,48	9,71	13,60	5,24	7,60	7,60	7,60	12,20	13,23	6,13
may-36	9,95	12,58	5,48	9,71	13,60	5,24	7,60	7,60	7,60	12,20	13,23	6,13
jun-36	9,95	12,58	5,48	9,71	13,61	5,24	7,60	7,60	7,60	12,20	13,24	6,13
jul-36	9,95	12,58	5,48	9,71	13,61	5,24	7,60	7,60	7,60	12,20	13,24	6,13
ago-36	9,95	12,58	5,48	9,71	13,61	5,24	7,60	7,60	7,60	12,20	13,24	6,13
sep-36	9,95	12,58	5,48	9,71	13,61	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,13
oct-36	9,95	12,59	5,48	9,71	13,61	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,13
nov-36	9,95	12,59	5,48	9,71	13,61	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,13
dic-36	9,95	12,59	5,48	9,71	13,61	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,13
ene-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,61	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,15
feb-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,61	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,15
mar-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,61	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,15
abr-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,61	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,15

	INTERIOR											
	Ramal Sebastopol			Ramal Vasconia			Ramal Mariquita			Ramal Valle		
	Termocentro Termosierra Ref.	Termocentro Termosierra Alto	Termocentro Termosierra Bajo	Termodorada Ref.	Termodorada Alto	Termodorada Bajo	Termoyopal - Morro Ref.	Termoyopal - Morro Alto	Termoyopal - Morro Bajo	TermoValle TermoEmCali Ref.	TermoValle TermoEmCali i Alto	TermoValle TermoEmCali i Bajo
may-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,61	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,15
jun-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,61	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,15
jul-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,24	6,15
ago-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,25	6,15
sep-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,25	6,15
oct-37	9,95	12,59	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,25	6,15
nov-37	9,96	12,59	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,25	6,15
dic-37	9,96	12,59	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,25	6,15
ene-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,25	6,16
feb-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,62	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,25	6,16
mar-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
abr-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
may-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
jun-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
jul-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
ago-38	9,96	12,60	5,50	9,71	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
sep-38	9,96	12,60	5,50	9,72	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
oct-38	9,96	12,60	5,50	9,72	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
nov-38	9,96	12,60	5,50	9,72	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
dic-38	9,96	12,60	5,50	9,72	13,63	5,26	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,16
ene-39	9,96	12,60	5,48	9,72	13,63	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,14
feb-39	9,96	12,60	5,49	9,72	13,63	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,14
mar-39	9,96	12,60	5,49	9,72	13,63	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,14
abr-39	9,96	12,60	5,49	9,72	13,63	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,14
may-39	9,96	12,60	5,49	9,72	13,63	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,14
jun-39	9,96	12,60	5,49	9,72	13,63	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,14
jul-39	9,96	12,61	5,49	9,72	13,63	5,24	7,60	7,60	7,60	12,21	13,26	6,14
ago-39	9,96	12,61	5,49	9,72	13,63	5,24	7,61	7,61	7,61	12,21	13,26	6,14
sep-39	9,96	12,61	5,49	9,72	13,63	5,24	7,61	7,61	7,61	12,21	13,26	6,14
oct-39	9,96	12,61	5,49	9,72	13,63	5,24	7,61	7,61	7,61	12,21	13,26	6,14
nov-39	9,96	12,61	5,49	9,72	13,63	5,24	7,61	7,61	7,61	12,21	13,26	6,14
dic-39	9,96	12,61	5,49	9,72	13,64	5,24	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,14
ene-40	9,96	12,61	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
feb-40	9,96	12,61	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
mar-40	9,96	12,61	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
abr-40	9,96	12,61	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11

	INTERIOR											
	Ramal Sebastopol			Ramal Vasconia			Ramal Mariquita			Ramal Valle		
	Termocentro Termosierra Ref.	Termocentro Termosierra Alto	Termocentro Termosierra Bajo	Termodorada Ref.	Termodorada Alto	Termodorada Bajo	Termoyopal - Morro Ref.	Termoyopal - Morro Alto	Termoyopal - Morro Bajo	TermoValle TermoEmCali Ref.	TermoValle TermoEmCal i Alto	TermoValle TermoEmCal i Bajo
may-40	9,96	12,61	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
jun-40	9,96	12,62	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
jul-40	9,96	12,62	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
ago-40	9,96	12,62	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
sep-40	9,96	12,62	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
oct-40	9,96	12,62	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
nov-40	9,96	12,62	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11
dic-40	9,96	12,62	5,45	9,72	13,64	5,21	7,61	7,61	7,61	12,21	13,27	6,11

B. ANEXOS JET FUEL

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocentro		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-16	13,22	13,22	13,22	may-20	18,86	35,52	9,48	may-24	20,75	42,15	9,48
jun-16	14,46	14,46	14,46	jun-20	18,91	35,64	9,51	jun-24	20,78	42,21	9,49
jul-16	14,16	14,16	14,16	jul-20	18,97	35,75	9,53	jul-24	20,80	42,28	9,50
ago-16	13,19	13,19	13,19	ago-20	19,03	35,86	9,56	ago-24	20,83	42,34	9,51
sep-16	14,05	14,05	14,05	sep-20	19,08	35,98	9,58	sep-24	20,86	42,40	9,53
oct-16	14,60	14,60	14,60	oct-20	19,14	36,09	9,61	oct-24	20,89	42,47	9,54
nov-16	14,36	14,36	14,36	nov-20	19,20	36,21	9,63	nov-24	20,92	42,53	9,55
dic-16	14,66	14,66	14,66	dic-20	19,26	36,32	9,66	dic-24	20,95	42,59	9,56
ene-17	19,08	19,08	19,08	ene-21	19,30	37,98	9,32	ene-25	21,00	40,90	9,63
feb-17	19,32	19,32	19,32	feb-21	19,34	38,07	9,34	feb-25	21,04	40,99	9,65
mar-17	18,66	18,66	18,66	mar-21	19,39	38,16	9,36	mar-25	21,09	41,08	9,67
abr-17	18,79	18,79	18,79	abr-21	19,43	38,25	9,38	abr-25	21,13	41,18	9,69
may-17	16,35	26,36	10,03	may-21	19,48	38,34	9,39	may-25	21,18	41,27	9,71
jun-17	16,15	26,03	9,91	jun-21	19,52	38,44	9,41	jun-25	21,22	41,36	9,72
jul-17	16,43	26,50	10,06	jul-21	19,56	38,53	9,43	jul-25	21,27	41,46	9,74
ago-17	16,81	27,15	10,28	ago-21	19,61	38,62	9,45	ago-25	21,31	41,55	9,76
sep-17	16,81	27,13	10,28	sep-21	19,65	38,71	9,47	sep-25	21,36	41,65	9,78
oct-17	17,04	27,54	10,41	oct-21	19,70	38,80	9,49	oct-25	21,41	41,74	9,80
nov-17	17,04	27,56	10,39	nov-21	19,74	38,90	9,50	nov-25	21,45	41,84	9,82
dic-17	16,81	27,18	10,26	dic-21	19,78	38,99	9,52	dic-25	21,50	41,93	9,83
ene-18	16,61	27,62	9,41	ene-22	19,82	40,19	9,30	ene-26	21,53	41,57	9,89
feb-18	16,35	27,15	9,28	feb-22	19,86	40,26	9,31	feb-26	21,57	41,64	9,91
mar-18	16,36	27,17	9,28	mar-22	19,89	40,34	9,32	mar-26	21,61	41,71	9,92
abr-18	16,31	27,08	9,26	abr-22	19,93	40,42	9,34	abr-26	21,64	41,79	9,93
may-18	16,49	27,41	9,35	may-22	19,96	40,49	9,35	may-26	21,68	41,86	9,95
jun-18	16,36	27,17	9,28	jun-22	20,00	40,57	9,37	jun-26	21,71	41,93	9,96
jul-18	16,51	27,43	9,35	jul-22	20,03	40,65	9,38	jul-26	21,75	42,01	9,98
ago-18	16,89	28,11	9,55	ago-22	20,07	40,72	9,40	ago-26	21,79	42,08	9,99
sep-18	16,93	28,18	9,57	sep-22	20,10	40,80	9,41	sep-26	21,82	42,16	10,01
oct-18	17,32	28,87	9,76	oct-22	20,14	40,88	9,42	oct-26	21,86	42,23	10,02
nov-18	17,34	28,90	9,77	nov-22	20,18	40,96	9,44	nov-26	21,90	42,30	10,04
dic-18	17,31	28,84	9,76	dic-22	20,21	41,03	9,45	dic-26	21,93	42,38	10,05
ene-19	17,41	30,84	9,21	ene-23	20,24	41,37	9,33	ene-27	21,96	42,36	10,15
feb-19	17,51	31,03	9,26	feb-23	20,28	41,44	9,34	feb-27	22,00	42,42	10,16
mar-19	17,62	31,23	9,31	mar-23	20,31	41,51	9,35	mar-27	22,03	42,49	10,18
abr-19	17,72	31,42	9,35	abr-23	20,34	41,58	9,37	abr-27	22,06	42,55	10,19
may-19	17,82	31,62	9,40	may-23	20,37	41,65	9,38	may-27	22,09	42,61	10,20
jun-19	17,93	31,82	9,45	jun-23	20,41	41,72	9,39	jun-27	22,12	42,68	10,22
jul-19	18,04	32,02	9,50	jul-23	20,44	41,79	9,41	jul-27	22,15	42,74	10,23
ago-19	18,14	32,22	9,55	ago-23	20,47	41,86	9,42	ago-27	22,19	42,81	10,24
sep-19	18,25	32,42	9,60	sep-23	20,50	41,93	9,43	sep-27	22,22	42,87	10,25
oct-19	18,36	32,62	9,65	oct-23	20,54	42,00	9,44	oct-27	22,25	42,94	10,27
nov-19	18,47	32,83	9,70	nov-23	20,57	42,07	9,46	nov-27	22,28	43,00	10,28
dic-19	18,58	33,03	9,75	dic-23	20,60	42,14	9,47	dic-27	22,31	43,07	10,29
ene-20	18,63	35,08	9,38	ene-24	20,63	41,90	9,44	ene-28	22,32	43,73	10,54
feb-20	18,69	35,19	9,41	feb-24	20,66	41,97	9,45	feb-28	22,32	43,74	10,54
mar-20	18,75	35,30	9,43	mar-24	20,69	42,03	9,46	mar-28	22,33	43,75	10,54
abr-20	18,80	35,41	9,46	abr-24	20,72	42,09	9,47	abr-28	22,33	43,75	10,54

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocentro			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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
	may-28	22.33	43.76		10.54	may-32	23.89		45.79	11.21	may-36		25.00	46.85	11.96
jun-28	22.34	43.77	10.54	jun-32	23.93	45.88	11.23	jun-36	25.05	46.94	11.98	jun-40	26.20	49.47	12.59
jul-28	22.34	43.78	10.55	jul-32	23.98	45.97	11.25	jul-36	25.10	47.03	12.00	jul-40	26.23	49.51	12.60
ago-28	22.35	43.79	10.55	ago-32	24.02	46.06	11.27	ago-36	25.15	47.13	12.03	ago-40	26.25	49.55	12.61
sep-28	22.35	43.79	10.55	sep-32	24.07	46.15	11.29	sep-36	25.20	47.22	12.05	sep-40	26.27	49.59	12.62
oct-28	22.35	43.80	10.55	oct-32	24.11	46.25	11.31	oct-36	25.24	47.32	12.07	oct-40	26.29	49.63	12.63
nov-28	22.36	43.81	10.55	nov-32	24.16	46.34	11.33	nov-36	25.29	47.41	12.09	nov-40	26.31	49.68	12.64
dic-28	22.36	43.82	10.55	dic-32	24.21	46.43	11.34	dic-36	25.34	47.51	12.11	dic-40	26.33	49.72	12.65
ene-29	22.39	44.01	10.57	ene-33	24.21	46.07	11.58	ene-37	25.35	47.67	12.07				
feb-29	22.41	44.06	10.58	feb-33	24.20	46.07	11.57	feb-37	25.36	47.69	12.08				
mar-29	22.44	44.12	10.59	mar-33	24.20	46.07	11.57	mar-37	25.37	47.71	12.08				
abr-29	22.47	44.17	10.60	abr-33	24.20	46.07	11.57	abr-37	25.38	47.72	12.08				
may-29	22.49	44.22	10.62	may-33	24.20	46.07	11.57	may-37	25.38	47.74	12.09				
jun-29	22.52	44.28	10.63	jun-33	24.20	46.06	11.57	jun-37	25.39	47.76	12.09				
jul-29	22.54	44.33	10.64	jul-33	24.20	46.06	11.57	jul-37	25.40	47.77	12.10				
ago-29	22.57	44.39	10.65	ago-33	24.20	46.06	11.57	ago-37	25.41	47.79	12.10				
sep-29	22.60	44.44	10.66	sep-33	24.20	46.06	11.57	sep-37	25.42	47.81	12.10				
oct-29	22.62	44.50	10.67	oct-33	24.20	46.06	11.57	oct-37	25.43	47.82	12.11				
nov-29	22.65	44.55	10.68	nov-33	24.20	46.06	11.57	nov-37	25.44	47.84	12.11				
dic-29	22.68	44.61	10.69	dic-33	24.20	46.06	11.57	dic-37	25.44	47.86	12.11				
ene-30	22.72	43.73	10.82	ene-34	24.23	45.73	11.75	ene-38	25.46	48.86	12.15				
feb-30	22.76	43.81	10.84	feb-34	24.26	45.79	11.76	feb-38	25.48	48.90	12.16				
mar-30	22.80	43.90	10.85	mar-34	24.29	45.86	11.77	mar-38	25.50	48.94	12.17				
abr-30	22.84	43.98	10.87	abr-34	24.32	45.92	11.79	abr-38	25.52	48.98	12.18				
may-30	22.89	44.07	10.89	may-34	24.35	45.98	11.80	may-38	25.54	49.02	12.18				
jun-30	22.93	44.16	10.91	jun-34	24.38	46.04	11.81	jun-38	25.56	49.06	12.19				
jul-30	22.97	44.24	10.92	jul-34	24.42	46.10	11.83	jul-38	25.58	49.10	12.20				
ago-30	23.01	44.33	10.94	ago-34	24.45	46.17	11.84	ago-38	25.60	49.14	12.21				
sep-30	23.06	44.41	10.96	sep-34	24.48	46.23	11.86	sep-38	25.62	49.18	12.22				
oct-30	23.10	44.50	10.98	oct-34	24.51	46.29	11.87	oct-38	25.64	49.21	12.23				
nov-30	23.14	44.59	11.00	nov-34	24.54	46.35	11.88	nov-38	25.66	49.25	12.24				
dic-30	23.19	44.67	11.02	dic-34	24.57	46.42	11.90	dic-38	25.68	49.29	12.24				
ene-31	23.23	44.42	10.91	ene-35	24.59	46.55	11.97	ene-39	25.71	48.44	12.34				
feb-31	23.26	44.50	10.93	feb-35	24.60	46.58	11.98	feb-39	25.75	48.50	12.36				
mar-31	23.30	44.58	10.94	mar-35	24.62	46.61	11.98	mar-39	25.78	48.57	12.37				
abr-31	23.34	44.66	10.96	abr-35	24.64	46.64	11.99	abr-39	25.81	48.63	12.39				
may-31	23.38	44.74	10.98	may-35	24.65	46.67	12.00	may-39	25.85	48.70	12.40				
jun-31	23.42	44.82	10.99	jun-35	24.67	46.70	12.00	jun-39	25.88	48.77	12.41				
jul-31	23.46	44.90	11.01	jul-35	24.68	46.73	12.01	jul-39	25.91	48.83	12.43				
ago-31	23.50	44.98	11.03	ago-35	24.70	46.76	12.02	ago-39	25.95	48.90	12.44				
sep-31	23.54	45.06	11.04	sep-35	24.71	46.80	12.02	sep-39	25.98	48.96	12.46				
oct-31	23.58	45.14	11.06	oct-35	24.73	46.83	12.03	oct-39	26.01	49.03	12.47				
nov-31	23.62	45.22	11.08	nov-35	24.75	46.86	12.04	nov-39	26.05	49.10	12.49				
dic-31	23.66	45.30	11.09	dic-35	24.76	46.89	12.05	dic-39	26.08	49.16	12.50				
ene-32	23.71	45.43	11.14	ene-36	24.81	46.47	11.88	ene-40	26.10	49.27	12.55				
feb-32	23.75	45.52	11.16	feb-36	24.86	46.56	11.90	feb-40	26.12	49.31	12.56				
mar-32	23.80	45.61	11.18	mar-36	24.91	46.66	11.92	mar-40	26.14	49.35	12.57				
abr-32	23.84	45.70	11.19	abr-36	24.95	46.75	11.94	abr-40	26.16	49.39	12.57				

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo		Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-16	13,39	13,39	13,39	may-20	19,04	35,70	9,66	may-24	20,92	42,33	9,66
jun-16	14,63	14,63	14,63	jun-20	19,09	35,81	9,69	jun-24	20,95	42,39	9,67
jul-16	14,33	14,33	14,33	jul-20	19,15	35,93	9,71	jul-24	20,98	42,46	9,68
ago-16	13,36	13,36	13,36	ago-20	19,21	36,04	9,74	ago-24	21,01	42,52	9,69
sep-16	14,23	14,23	14,23	sep-20	19,26	36,16	9,76	sep-24	21,04	42,58	9,70
oct-16	14,77	14,77	14,77	oct-20	19,32	36,27	9,79	oct-24	21,07	42,64	9,72
nov-16	14,53	14,53	14,53	nov-20	19,38	36,39	9,81	nov-24	21,10	42,71	9,73
dic-16	14,83	14,83	14,83	dic-20	19,44	36,50	9,84	dic-24	21,13	42,77	9,74
ene-17	19,26	19,26	19,26	ene-21	19,48	38,16	9,50	ene-25	21,17	41,07	9,81
feb-17	19,50	19,50	19,50	feb-21	19,52	38,25	9,52	feb-25	21,22	41,17	9,83
mar-17	18,84	18,84	18,84	mar-21	19,57	38,34	9,54	mar-25	21,26	41,26	9,85
abr-17	18,98	18,98	18,98	abr-21	19,61	38,43	9,55	abr-25	21,31	41,35	9,87
may-17	16,53	26,54	10,21	may-21	19,65	38,52	9,57	may-25	21,35	41,45	9,88
jun-17	16,33	26,20	10,09	jun-21	19,70	38,61	9,59	jun-25	21,40	41,54	9,90
jul-17	16,61	26,68	10,24	jul-21	19,74	38,71	9,61	jul-25	21,45	41,64	9,92
ago-17	16,99	27,33	10,46	ago-21	19,79	38,80	9,63	ago-25	21,49	41,73	9,94
sep-17	16,99	27,32	10,47	sep-21	19,83	38,89	9,65	sep-25	21,54	41,82	9,96
oct-17	17,22	27,72	10,59	oct-21	19,87	38,98	9,66	oct-25	21,58	41,92	9,97
nov-17	17,21	27,74	10,57	nov-21	19,92	39,08	9,68	nov-25	21,63	42,01	9,99
dic-17	16,99	27,36	10,44	dic-21	19,96	39,17	9,70	dic-25	21,68	42,11	10,01
ene-18	16,79	27,80	9,59	ene-22	20,00	40,37	9,47	ene-26	21,71	41,74	10,07
feb-18	16,53	27,33	9,45	feb-22	20,03	40,44	9,49	feb-26	21,75	41,82	10,08
mar-18	16,54	27,35	9,46	mar-22	20,07	40,52	9,50	mar-26	21,78	41,89	10,10
abr-18	16,49	27,26	9,43	abr-22	20,10	40,60	9,52	abr-26	21,82	41,96	10,11
may-18	16,67	27,58	9,53	may-22	20,14	40,67	9,53	may-26	21,86	42,04	10,13
jun-18	16,54	27,35	9,46	jun-22	20,18	40,75	9,54	jun-26	21,89	42,11	10,14
jul-18	16,68	27,61	9,53	jul-22	20,21	40,83	9,56	jul-26	21,93	42,18	10,16
ago-18	17,07	28,28	9,72	ago-22	20,25	40,90	9,57	ago-26	21,96	42,26	10,17
sep-18	17,11	28,36	9,75	sep-22	20,28	40,98	9,59	sep-26	22,00	42,33	10,18
oct-18	17,50	29,05	9,94	oct-22	20,32	41,06	9,60	oct-26	22,04	42,41	10,20
nov-18	17,52	29,08	9,95	nov-22	20,35	41,13	9,62	nov-26	22,07	42,48	10,21
dic-18	17,49	29,02	9,93	dic-22	20,39	41,21	9,63	dic-26	22,11	42,56	10,23
ene-19	17,59	31,02	9,39	ene-23	20,42	41,55	9,51	ene-27	22,14	42,53	10,33
feb-19	17,69	31,21	9,44	feb-23	20,45	41,61	9,52	feb-27	22,17	42,60	10,34
mar-19	17,79	31,40	9,48	mar-23	20,49	41,68	9,53	mar-27	22,21	42,66	10,36
abr-19	17,90	31,60	9,53	abr-23	20,52	41,75	9,55	abr-27	22,24	42,73	10,37
may-19	18,00	31,80	9,58	may-23	20,55	41,83	9,56	may-27	22,27	42,79	10,38
jun-19	18,11	31,99	9,63	jun-23	20,58	41,90	9,57	jun-27	22,30	42,86	10,39
jul-19	18,21	32,19	9,68	jul-23	20,62	41,97	9,58	jul-27	22,33	42,92	10,41
ago-19	18,32	32,39	9,73	ago-23	20,65	42,04	9,60	ago-27	22,36	42,98	10,42
sep-19	18,43	32,60	9,78	sep-23	20,68	42,11	9,61	sep-27	22,40	43,05	10,43
oct-19	18,54	32,80	9,83	oct-23	20,71	42,18	9,62	oct-27	22,43	43,11	10,44
nov-19	18,65	33,01	9,88	nov-23	20,75	42,25	9,64	nov-27	22,46	43,18	10,46
dic-19	18,76	33,21	9,93	dic-23	20,78	42,32	9,65	dic-27	22,49	43,24	10,47
ene-20	18,81	35,25	9,56	ene-24	20,81	42,08	9,61	ene-28	22,50	43,91	10,71
feb-20	18,87	35,36	9,59	feb-24	20,84	42,14	9,62	feb-28	22,50	43,92	10,72
mar-20	18,92	35,48	9,61	mar-24	20,87	42,21	9,64	mar-28	22,50	43,92	10,72
abr-20	18,98	35,59	9,64	abr-24	20,90	42,27	9,65	abr-28	22,51	43,93	10,72

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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
may-28	22,51	43,94	10,72	may-32	24,07	45,97	11,39	may-36	25,18	47,02	12,14	may-40	26,36	49,61	12,76
jun-28	22,52	43,95	10,72	jun-32	24,11	46,06	11,41	jun-36	25,23	47,12	12,16	jun-40	26,38	49,65	12,77
jul-28	22,52	43,96	10,72	jul-32	24,16	46,15	11,43	jul-36	25,28	47,21	12,18	jul-40	26,40	49,69	12,78
ago-28	22,52	43,96	10,73	ago-32	24,20	46,24	11,45	ago-36	25,32	47,31	12,20	ago-40	26,42	49,73	12,79
sep-28	22,53	43,97	10,73	sep-32	24,25	46,33	11,47	sep-36	25,37	47,40	12,22	sep-40	26,44	49,77	12,80
oct-28	22,53	43,98	10,73	oct-32	24,29	46,42	11,48	oct-36	25,42	47,50	12,25	oct-40	26,46	49,81	12,81
nov-28	22,53	43,99	10,73	nov-32	24,34	46,52	11,50	nov-36	25,47	47,59	12,27	nov-40	26,49	49,85	12,81
dic-28	22,54	44,00	10,73	dic-32	24,38	46,61	11,52	dic-36	25,52	47,69	12,29	dic-40	26,51	49,89	12,82
ene-29	22,56	44,19	10,75	ene-33	24,38	46,25	11,75	ene-37	25,53	47,85	12,25				
feb-29	22,59	44,24	10,76	feb-33	24,38	46,25	11,75	feb-37	25,54	47,87	12,25				
mar-29	22,62	44,29	10,77	mar-33	24,38	46,25	11,75	mar-37	25,55	47,88	12,26				
abr-29	22,64	44,35	10,78	abr-33	24,38	46,25	11,75	abr-37	25,55	47,90	12,26				
may-29	22,67	44,40	10,79	may-33	24,38	46,24	11,75	may-37	25,56	47,92	12,27				
jun-29	22,70	44,46	10,80	jun-33	24,38	46,24	11,75	jun-37	25,57	47,93	12,27				
jul-29	22,72	44,51	10,82	jul-33	24,38	46,24	11,75	jul-37	25,58	47,95	12,27				
ago-29	22,75	44,57	10,83	ago-33	24,38	46,24	11,75	ago-37	25,59	47,97	12,28				
sep-29	22,77	44,62	10,84	sep-33	24,38	46,24	11,75	sep-37	25,60	47,98	12,28				
oct-29	22,80	44,67	10,85	oct-33	24,38	46,24	11,75	oct-37	25,61	48,00	12,28				
nov-29	22,83	44,73	10,86	nov-33	24,38	46,23	11,75	nov-37	25,61	48,02	12,29				
dic-29	22,85	44,78	10,87	dic-33	24,37	46,23	11,75	dic-37	25,62	48,03	12,29				
ene-30	22,90	43,91	11,00	ene-34	24,41	45,91	11,92	ene-38	25,64	49,04	12,33				
feb-30	22,94	43,99	11,01	feb-34	24,44	45,97	11,94	feb-38	25,66	49,08	12,34				
mar-30	22,98	44,08	11,03	mar-34	24,47	46,03	11,95	mar-38	25,68	49,12	12,35				
abr-30	23,02	44,16	11,05	abr-34	24,50	46,10	11,97	abr-38	25,70	49,16	12,35				
may-30	23,06	44,25	11,07	may-34	24,53	46,16	11,98	may-38	25,72	49,20	12,36				
jun-30	23,11	44,33	11,08	jun-34	24,56	46,22	11,99	jun-38	25,74	49,24	12,37				
jul-30	23,15	44,42	11,10	jul-34	24,59	46,28	12,01	jul-38	25,76	49,27	12,38				
ago-30	23,19	44,51	11,12	ago-34	24,62	46,34	12,02	ago-38	25,78	49,31	12,39				
sep-30	23,23	44,59	11,14	sep-34	24,66	46,41	12,03	sep-38	25,80	49,35	12,40				
oct-30	23,28	44,68	11,16	oct-34	24,69	46,47	12,05	oct-38	25,82	49,39	12,40				
nov-30	23,32	44,77	11,17	nov-34	24,72	46,53	12,06	nov-38	25,84	49,43	12,41				
dic-30	23,36	44,85	11,19	dic-34	24,75	46,59	12,07	dic-38	25,86	49,47	12,42				
ene-31	23,40	44,60	11,09	ene-35	24,77	46,72	12,15	ene-39	25,89	48,61	12,52				
feb-31	23,44	44,68	11,11	feb-35	24,78	46,76	12,15	feb-39	25,92	48,68	12,53				
mar-31	23,48	44,76	11,12	mar-35	24,80	46,79	12,16	mar-39	25,96	48,75	12,55				
abr-31	23,52	44,84	11,14	abr-35	24,81	46,82	12,17	abr-39	25,99	48,81	12,56				
may-31	23,56	44,92	11,15	may-35	24,83	46,85	12,17	may-39	26,02	48,88	12,58				
jun-31	23,60	45,00	11,17	jun-35	24,85	46,88	12,18	jun-39	26,06	48,94	12,59				
jul-31	23,64	45,08	11,19	jul-35	24,86	46,91	12,19	jul-39	26,09	49,01	12,61				
ago-31	23,68	45,16	11,20	ago-35	24,88	46,94	12,20	ago-39	26,12	49,07	12,62				
sep-31	23,72	45,24	11,22	sep-35	24,89	46,97	12,20	sep-39	26,16	49,14	12,64				
oct-31	23,76	45,32	11,24	oct-35	24,91	47,00	12,21	oct-39	26,19	49,21	12,65				
nov-31	23,80	45,40	11,25	nov-35	24,92	47,04	12,22	nov-39	26,23	49,27	12,67				
dic-31	23,84	45,48	11,27	dic-35	24,94	47,07	12,22	dic-39	26,26	49,34	12,68				
ene-32	23,89	45,61	11,32	ene-36	24,99	46,65	12,06	ene-40	26,28	49,45	12,73				
feb-32	23,93	45,70	11,33	feb-36	25,04	46,74	12,08	feb-40	26,30	49,49	12,73				
mar-32	23,98	45,79	11,35	mar-36	25,08	46,83	12,10	mar-40	26,32	49,53	12,74				
abr-32	24,02	45,88	11,37	abr-36	25,13	46,93	12,12	abr-40	26,34	49,57	12,75				

C. ANEXOS FUEL OIL

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-16	5,20	5,20	5,20	5,12	5,12	5,12	5,88	5,88	5,88
jun-16	4,74	4,74	4,74	4,66	4,66	4,66	5,43	5,43	5,43
jul-16	4,10	4,10	4,10	4,02	4,02	4,02	4,79	4,79	4,79
ago-16	3,98	3,98	3,98	3,90	3,90	3,90	4,67	4,67	4,67
sep-16	4,04	4,04	4,04	3,96	3,96	3,96	4,74	4,74	4,74
oct-16	4,22	4,22	4,22	4,14	4,14	4,14	4,92	4,92	4,92
nov-16	5,27	5,27	5,27	5,19	5,19	5,19	5,93	5,93	5,93
dic-16	5,92	5,92	5,92	5,84	5,84	5,84	6,59	6,59	6,59
ene-17	6,67	6,67	6,67	6,58	6,58	6,58	7,37	7,37	7,37
feb-17	6,38	6,38	6,38	6,30	6,30	6,30	7,09	7,09	7,09
mar-17	6,80	6,80	6,80	6,72	6,72	6,72	7,49	7,49	7,49
abr-17	7,26	7,26	7,26	7,17	7,17	7,17	8,00	8,00	8,00
may-17	7,27	12,71	4,40	7,18	12,63	4,31	7,98	13,43	5,11
jun-17	7,30	12,77	4,41	7,21	12,69	4,32	8,01	13,49	5,12
jul-17	7,30	12,78	4,41	7,22	12,69	4,33	8,02	13,50	5,13
ago-17	7,50	13,15	4,52	7,41	13,07	4,43	8,22	13,88	5,24
sep-17	7,45	13,04	4,50	7,36	12,96	4,42	8,18	13,77	5,23
oct-17	7,24	12,74	4,34	7,16	12,66	4,27	7,93	13,42	5,03
nov-17	7,34	12,96	4,37	7,26	12,88	4,29	8,00	13,63	5,04
dic-17	7,35	12,99	4,37	7,27	12,91	4,30	8,01	13,65	5,04
ene-18	7,17	12,30	4,00	7,10	12,23	3,92	7,83	12,96	4,66
feb-18	7,23	12,43	4,02	7,16	12,35	3,94	7,88	13,08	4,67
mar-18	7,10	12,19	3,96	7,03	12,12	3,88	7,75	12,84	4,61
abr-18	7,11	12,14	3,99	7,03	12,06	3,91	7,78	12,82	4,67
may-18	7,24	12,40	4,05	7,16	12,32	3,97	7,91	13,07	4,72
jun-18	7,30	12,52	4,07	7,22	12,44	3,99	7,97	13,19	4,74
jul-18	7,24	12,41	4,04	7,16	12,33	3,96	7,90	13,08	4,70
ago-18	7,46	12,84	4,14	7,39	12,76	4,06	8,13	13,51	4,81
sep-18	7,42	12,75	4,12	7,34	12,67	4,04	8,09	13,42	4,79
oct-18	7,30	12,61	4,01	7,22	12,53	3,94	7,92	13,23	4,64
nov-18	7,45	12,90	4,08	7,38	12,82	4,01	8,07	13,52	4,70
dic-18	7,53	13,06	4,11	7,46	12,99	4,04	8,15	13,68	4,74
ene-19	6,93	12,35	3,65	6,85	12,28	3,58	7,54	12,97	4,27
feb-19	6,98	12,48	3,67	6,91	12,41	3,60	7,59	13,09	4,28
mar-19	6,86	12,24	3,61	6,79	12,17	3,54	7,47	12,85	4,22
abr-19	6,86	12,19	3,65	6,79	12,11	3,58	7,49	12,82	4,28

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-19	6,99	12,44	3,70	6,91	12,37	3,62	7,62	13,07	4,33
jun-19	7,05	12,57	3,72	6,97	12,50	3,64	7,67	13,20	4,34
jul-19	6,99	12,46	3,69	6,92	12,39	3,62	7,61	13,08	4,31
ago-19	7,21	12,89	3,78	7,14	12,82	3,71	7,83	13,52	4,41
sep-19	7,16	12,81	3,76	7,09	12,73	3,69	7,79	13,43	4,39
oct-19	7,05	12,67	3,66	6,98	12,60	3,60	7,64	13,25	4,25
nov-19	7,20	12,96	3,72	7,13	12,89	3,66	7,78	13,55	4,31
dic-19	7,28	13,13	3,75	7,21	13,06	3,69	7,86	13,71	4,34
ene-20	7,30	13,54	3,66	7,23	13,47	3,59	7,87	14,12	4,23
feb-20	7,32	13,59	3,66	7,25	13,52	3,59	7,89	14,16	4,23
mar-20	7,34	13,65	3,66	7,27	13,58	3,60	7,91	14,21	4,23
abr-20	7,42	13,76	3,73	7,36	13,69	3,66	8,02	14,35	4,32
may-20	7,45	13,82	3,73	7,38	13,75	3,66	8,04	14,41	4,32
jun-20	7,47	13,88	3,74	7,41	13,81	3,67	8,06	14,46	4,32
jul-20	7,50	13,93	3,74	7,43	13,87	3,68	8,08	14,52	4,33
ago-20	7,53	14,00	3,76	7,47	13,94	3,69	8,12	14,59	4,35
sep-20	7,57	14,07	3,77	7,50	14,00	3,71	8,15	14,65	4,36
oct-20	7,52	14,05	3,70	7,45	13,99	3,64	8,06	14,60	4,25
nov-20	7,55	14,11	3,71	7,48	14,05	3,65	8,09	14,66	4,26
dic-20	7,57	14,18	3,72	7,51	14,11	3,66	8,12	14,72	4,27
ene-21	7,58	14,54	3,63	7,52	14,47	3,57	8,12	15,08	4,17
feb-21	7,59	14,57	3,63	7,53	14,51	3,57	8,13	15,11	4,16
mar-21	7,61	14,62	3,63	7,55	14,55	3,57	8,14	15,15	4,16
abr-21	7,69	14,72	3,69	7,62	14,65	3,62	8,24	15,27	4,24
may-21	7,70	14,76	3,69	7,64	14,69	3,63	8,25	15,31	4,24
jun-21	7,72	14,80	3,69	7,66	14,74	3,63	8,27	15,35	4,24
jul-21	7,74	14,84	3,70	7,67	14,78	3,63	8,28	15,39	4,24
ago-21	7,77	14,90	3,71	7,70	14,83	3,65	8,31	15,44	4,26
sep-21	7,79	14,95	3,72	7,73	14,88	3,66	8,34	15,50	4,27
oct-21	7,74	14,92	3,65	7,68	14,86	3,59	8,25	15,43	4,16
nov-21	7,76	14,97	3,66	7,70	14,91	3,60	8,27	15,48	4,17
dic-21	7,78	15,01	3,66	7,72	14,95	3,60	8,29	15,52	4,17
ene-22	7,78	15,31	3,60	7,72	15,25	3,55	8,29	15,82	4,11
feb-22	7,79	15,34	3,60	7,73	15,28	3,54	8,29	15,84	4,10
mar-22	7,80	15,37	3,60	7,74	15,31	3,54	8,30	15,87	4,10
abr-22	7,87	15,46	3,65	7,81	15,40	3,59	8,39	15,97	4,17

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-22	7,88	15,49	3,65	7,82	15,43	3,60	8,40	16,00	4,17
jun-22	7,89	15,52	3,66	7,83	15,46	3,60	8,41	16,04	4,17
jul-22	7,90	15,55	3,66	7,84	15,50	3,60	8,41	16,07	4,17
ago-22	7,93	15,60	3,67	7,87	15,54	3,61	8,44	16,11	4,18
sep-22	7,94	15,64	3,67	7,89	15,58	3,62	8,46	16,15	4,19
oct-22	7,89	15,60	3,61	7,83	15,55	3,55	8,37	16,08	4,09
nov-22	7,91	15,64	3,61	7,85	15,58	3,56	8,39	16,12	4,09
dic-22	7,92	15,68	3,62	7,87	15,62	3,56	8,40	16,15	4,09
ene-23	7,92	15,90	3,56	7,87	15,85	3,51	8,39	16,38	4,04
feb-23	7,92	15,92	3,56	7,87	15,86	3,50	8,39	16,39	4,02
mar-23	7,93	15,94	3,56	7,87	15,88	3,50	8,39	16,40	4,02
abr-23	7,98	16,00	3,60	7,93	15,95	3,55	8,47	16,49	4,09
may-23	7,99	16,02	3,60	7,93	15,97	3,55	8,47	16,50	4,08
jun-23	7,99	16,04	3,60	7,94	15,98	3,54	8,47	16,52	4,08
jul-23	8,00	16,06	3,60	7,94	16,00	3,54	8,48	16,54	4,08
ago-23	8,01	16,09	3,61	7,96	16,03	3,55	8,49	16,57	4,09
sep-23	8,03	16,11	3,61	7,97	16,06	3,56	8,51	16,59	4,09
oct-23	7,97	16,07	3,55	7,92	16,01	3,49	8,42	16,52	4,00
nov-23	7,98	16,09	3,55	7,93	16,04	3,50	8,43	16,54	4,00
dic-23	7,99	16,11	3,55	7,93	16,06	3,50	8,43	16,56	4,00
ene-24	7,98	16,23	3,51	7,93	16,17	3,46	8,43	16,67	3,95
feb-24	7,99	16,24	3,50	7,93	16,19	3,45	8,42	16,68	3,94
mar-24	7,99	16,26	3,50	7,94	16,20	3,45	8,43	16,69	3,94
abr-24	8,04	16,32	3,55	7,99	16,27	3,50	8,50	16,77	4,00
may-24	8,05	16,33	3,55	7,99	16,28	3,49	8,50	16,79	4,00
jun-24	8,05	16,35	3,55	8,00	16,30	3,49	8,50	16,80	4,00
jul-24	8,06	16,37	3,54	8,00	16,32	3,49	8,50	16,82	3,99
ago-24	8,07	16,39	3,55	8,02	16,34	3,50	8,52	16,84	4,00
sep-24	8,08	16,42	3,55	8,03	16,37	3,50	8,53	16,87	4,00
oct-24	8,03	16,38	3,49	7,98	16,33	3,45	8,45	16,80	3,91
nov-24	8,04	16,40	3,50	7,99	16,35	3,45	8,46	16,82	3,92
dic-24	8,04	16,41	3,50	7,99	16,37	3,45	8,46	16,83	3,92
ene-25	8,05	16,47	3,48	8,00	16,43	3,43	8,46	16,89	3,90
feb-25	8,06	16,50	3,48	8,01	16,46	3,43	8,47	16,91	3,89
mar-25	8,07	16,54	3,48	8,02	16,49	3,43	8,48	16,95	3,89
abr-25	8,13	16,61	3,53	8,08	16,56	3,48	8,55	17,04	3,95

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-25	8,14	16,65	3,53	8,09	16,60	3,48	8,56	17,07	3,95
jun-25	8,15	16,68	3,53	8,11	16,63	3,48	8,58	17,10	3,95
jul-25	8,17	16,72	3,53	8,12	16,67	3,48	8,59	17,13	3,95
ago-25	8,19	16,76	3,54	8,14	16,71	3,49	8,61	17,18	3,96
sep-25	8,21	16,80	3,55	8,16	16,75	3,50	8,63	17,22	3,97
oct-25	8,16	16,78	3,49	8,12	16,73	3,45	8,56	17,17	3,89
nov-25	8,18	16,81	3,50	8,14	16,77	3,45	8,57	17,21	3,89
dic-25	8,20	16,85	3,50	8,15	16,80	3,46	8,59	17,24	3,89
ene-26	8,20	16,80	3,49	8,16	16,75	3,45	8,59	17,18	3,88
feb-26	8,21	16,82	3,49	8,17	16,78	3,45	8,59	17,21	3,87
mar-26	8,22	16,85	3,49	8,18	16,81	3,45	8,60	17,24	3,87
abr-26	8,27	16,93	3,53	8,23	16,88	3,49	8,67	17,32	3,93
may-26	8,29	16,96	3,54	8,24	16,91	3,49	8,68	17,35	3,93
jun-26	8,30	16,99	3,54	8,25	16,94	3,49	8,69	17,38	3,93
jul-26	8,31	17,02	3,54	8,26	16,97	3,49	8,70	17,41	3,93
ago-26	8,33	17,06	3,55	8,28	17,01	3,50	8,72	17,45	3,94
sep-26	8,35	17,09	3,55	8,30	17,05	3,51	8,74	17,49	3,95
oct-26	8,31	17,07	3,50	8,26	17,03	3,46	8,68	17,44	3,87
nov-26	8,32	17,11	3,51	8,28	17,07	3,47	8,69	17,48	3,88
dic-26	8,34	17,14	3,51	8,29	17,10	3,47	8,70	17,51	3,88
ene-27	8,34	17,10	3,54	8,30	17,05	3,50	8,70	17,46	3,91
feb-27	8,34	17,11	3,54	8,30	17,07	3,50	8,70	17,47	3,90
mar-27	8,35	17,13	3,54	8,30	17,09	3,50	8,70	17,49	3,90
abr-27	8,39	17,18	3,58	8,35	17,14	3,53	8,76	17,56	3,95
may-27	8,40	17,20	3,58	8,35	17,16	3,53	8,77	17,57	3,95
jun-27	8,40	17,22	3,57	8,36	17,18	3,53	8,77	17,59	3,94
jul-27	8,41	17,24	3,57	8,37	17,20	3,53	8,77	17,61	3,94
ago-27	8,42	17,26	3,58	8,38	17,22	3,54	8,79	17,63	3,95
sep-27	8,43	17,29	3,58	8,39	17,24	3,54	8,80	17,65	3,95
oct-27	8,39	17,26	3,54	8,35	17,22	3,50	8,73	17,60	3,88
nov-27	8,40	17,28	3,54	8,36	17,24	3,50	8,74	17,62	3,88
dic-27	8,41	17,30	3,54	8,37	17,26	3,50	8,75	17,64	3,88
ene-28	8,40	17,41	3,61	8,36	17,37	3,57	8,74	17,75	3,95
feb-28	8,40	17,41	3,60	8,36	17,37	3,56	8,74	17,75	3,94
mar-28	8,40	17,42	3,60	8,36	17,38	3,56	8,74	17,75	3,94
abr-28	8,44	17,46	3,63	8,40	17,42	3,59	8,79	17,81	3,98

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-28	8,44	17,47	3,63	8,40	17,43	3,59	8,78	17,81	3,98
jun-28	8,44	17,47	3,63	8,40	17,43	3,59	8,78	17,82	3,98
jul-28	8,44	17,48	3,63	8,40	17,44	3,59	8,78	17,82	3,97
ago-28	8,45	17,49	3,63	8,41	17,45	3,59	8,79	17,84	3,98
sep-28	8,45	17,50	3,63	8,41	17,46	3,59	8,80	17,85	3,98
oct-28	8,41	17,46	3,59	8,37	17,43	3,55	8,73	17,79	3,91
nov-28	8,41	17,47	3,59	8,37	17,44	3,55	8,73	17,80	3,91
dic-28	8,41	17,48	3,59	8,38	17,44	3,55	8,73	17,80	3,91
ene-29	8,42	17,38	3,63	8,38	17,34	3,60	8,73	17,70	3,95
feb-29	8,42	17,39	3,63	8,38	17,36	3,59	8,73	17,71	3,94
mar-29	8,43	17,41	3,63	8,39	17,37	3,59	8,74	17,72	3,94
abr-29	8,46	17,46	3,66	8,43	17,42	3,62	8,79	17,79	3,99
may-29	8,47	17,48	3,66	8,43	17,44	3,63	8,80	17,80	3,99
jun-29	8,48	17,50	3,66	8,44	17,46	3,63	8,80	17,82	3,99
jul-29	8,48	17,51	3,66	8,45	17,48	3,63	8,80	17,84	3,98
ago-29	8,50	17,54	3,67	8,46	17,50	3,63	8,82	17,86	3,99
sep-29	8,51	17,56	3,67	8,47	17,52	3,64	8,83	17,88	4,00
oct-29	8,47	17,53	3,63	8,43	17,50	3,60	8,77	17,84	3,93
nov-29	8,48	17,56	3,63	8,44	17,52	3,60	8,78	17,86	3,94
dic-29	8,49	17,57	3,63	8,45	17,54	3,60	8,79	17,87	3,94
ene-30	8,50	17,35	3,67	8,46	17,31	3,64	8,79	17,65	3,97
feb-30	8,51	17,38	3,67	8,47	17,35	3,64	8,80	17,67	3,97
mar-30	8,52	17,41	3,67	8,49	17,38	3,64	8,81	17,71	3,97
abr-30	8,57	17,48	3,71	8,53	17,44	3,67	8,87	17,78	4,01
may-30	8,58	17,51	3,71	8,54	17,48	3,68	8,88	17,81	4,02
jun-30	8,59	17,54	3,71	8,56	17,51	3,68	8,90	17,85	4,02
jul-30	8,61	17,58	3,72	8,57	17,54	3,68	8,91	17,88	4,02
ago-30	8,63	17,62	3,73	8,59	17,58	3,69	8,93	17,92	4,03
sep-30	8,64	17,65	3,73	8,61	17,62	3,70	8,95	17,96	4,04
oct-30	8,62	17,65	3,70	8,59	17,62	3,66	8,90	17,93	3,98
nov-30	8,64	17,69	3,70	8,60	17,65	3,67	8,92	17,97	3,99
dic-30	8,65	17,72	3,71	8,62	17,69	3,67	8,93	18,00	3,99
ene-31	8,66	17,57	3,71	8,63	17,54	3,68	8,94	17,85	3,99
feb-31	8,67	17,60	3,71	8,64	17,57	3,68	8,95	17,88	3,99
mar-31	8,68	17,63	3,72	8,65	17,60	3,69	8,96	17,91	3,99
abr-31	8,72	17,69	3,75	8,69	17,66	3,72	9,01	17,98	4,04

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-31	8,74	17,72	3,75	8,70	17,69	3,72	9,02	18,01	4,04
jun-31	8,75	17,75	3,76	8,72	17,72	3,72	9,03	18,04	4,04
jul-31	8,76	17,78	3,76	8,73	17,75	3,73	9,05	18,07	4,04
ago-31	8,78	17,82	3,77	8,75	17,79	3,73	9,06	18,10	4,05
sep-31	8,80	17,86	3,77	8,77	17,82	3,74	9,08	18,14	4,06
oct-31	8,77	17,85	3,74	8,74	17,82	3,71	9,04	18,11	4,00
nov-31	8,79	17,88	3,75	8,76	17,85	3,71	9,05	18,15	4,01
dic-31	8,80	17,92	3,75	8,77	17,88	3,72	9,07	18,18	4,01
ene-32	8,82	17,76	3,75	8,79	17,73	3,72	9,08	18,02	4,01
feb-32	8,83	17,79	3,75	8,80	17,76	3,72	9,09	18,05	4,01
mar-32	8,85	17,83	3,75	8,82	17,80	3,72	9,10	18,09	4,01
abr-32	8,89	17,89	3,78	8,86	17,86	3,75	9,16	18,16	4,05
may-32	8,91	17,93	3,79	8,87	17,90	3,76	9,17	18,20	4,05
jun-32	8,92	17,97	3,79	8,89	17,94	3,76	9,19	18,23	4,06
jul-32	8,94	18,00	3,80	8,91	17,97	3,77	9,20	18,27	4,06
ago-32	8,96	18,05	3,81	8,93	18,02	3,77	9,22	18,31	4,07
sep-32	8,98	18,09	3,81	8,95	18,06	3,78	9,24	18,35	4,08
oct-32	8,96	18,09	3,78	8,93	18,06	3,75	9,21	18,34	4,03
nov-32	8,98	18,13	3,79	8,95	18,10	3,76	9,23	18,38	4,04
dic-32	9,00	18,17	3,79	8,97	18,14	3,77	9,24	18,41	4,04
ene-33	8,99	18,15	3,88	8,96	18,12	3,85	9,24	18,39	4,12
feb-33	8,99	18,14	3,87	8,96	18,12	3,84	9,23	18,39	4,11
mar-33	8,98	18,14	3,87	8,96	18,12	3,84	9,23	18,38	4,11
abr-33	9,01	18,17	3,89	8,98	18,14	3,86	9,26	18,42	4,14
may-33	9,01	18,17	3,89	8,98	18,14	3,86	9,26	18,42	4,14
jun-33	9,00	18,17	3,89	8,98	18,14	3,86	9,25	18,41	4,14
jul-33	9,00	18,16	3,89	8,97	18,14	3,86	9,25	18,41	4,13
ago-33	9,01	18,17	3,89	8,98	18,14	3,86	9,25	18,42	4,14
sep-33	9,01	18,17	3,89	8,98	18,14	3,86	9,25	18,42	4,14
oct-33	8,97	18,14	3,85	8,94	18,11	3,83	9,20	18,37	4,09
nov-33	8,97	18,14	3,85	8,94	18,11	3,83	9,20	18,37	4,09
dic-33	8,97	18,14	3,85	8,94	18,11	3,82	9,20	18,37	4,08
ene-34	8,98	18,13	3,90	8,95	18,10	3,87	9,21	18,36	4,12
feb-34	8,99	18,15	3,90	8,96	18,12	3,87	9,21	18,38	4,12
mar-34	9,00	18,17	3,90	8,97	18,15	3,87	9,22	18,40	4,12
abr-34	9,03	18,22	3,93	9,00	18,19	3,90	9,26	18,46	4,16

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-34	9,04	18,25	3,93	9,01	18,22	3,90	9,27	18,48	4,16
jun-34	9,05	18,27	3,93	9,02	18,24	3,90	9,28	18,50	4,16
jul-34	9,06	18,29	3,93	9,03	18,27	3,91	9,29	18,52	4,16
ago-34	9,07	18,32	3,94	9,05	18,29	3,91	9,31	18,55	4,17
sep-34	9,09	18,35	3,94	9,06	18,32	3,92	9,32	18,58	4,18
oct-34	9,07	18,34	3,92	9,04	18,32	3,89	9,28	18,56	4,13
nov-34	9,08	18,37	3,92	9,05	18,34	3,90	9,30	18,59	4,14
dic-34	9,09	18,39	3,92	9,07	18,37	3,90	9,31	18,61	4,14
ene-35	9,09	18,45	3,95	9,07	18,43	3,93	9,30	18,67	4,17
feb-35	9,09	18,46	3,95	9,07	18,44	3,93	9,30	18,67	4,16
mar-35	9,09	18,47	3,95	9,07	18,44	3,93	9,30	18,68	4,16
abr-35	9,12	18,50	3,97	9,09	18,47	3,95	9,34	18,72	4,19
may-35	9,12	18,51	3,97	9,09	18,48	3,95	9,34	18,72	4,19
jun-35	9,12	18,51	3,97	9,10	18,49	3,95	9,34	18,73	4,19
jul-35	9,13	18,52	3,97	9,10	18,50	3,95	9,34	18,74	4,19
ago-35	9,13	18,53	3,97	9,11	18,51	3,95	9,35	18,75	4,19
sep-35	9,14	18,54	3,98	9,11	18,52	3,95	9,35	18,76	4,19
oct-35	9,11	18,52	3,95	9,09	18,50	3,92	9,31	18,73	4,15
nov-35	9,12	18,53	3,95	9,09	18,51	3,92	9,32	18,74	4,15
dic-35	9,12	18,54	3,95	9,09	18,52	3,92	9,32	18,74	4,15
ene-36	9,13	18,31	3,89	9,11	18,29	3,86	9,33	18,51	4,09
feb-36	9,15	18,35	3,89	9,13	18,33	3,87	9,35	18,55	4,09
mar-36	9,17	18,39	3,89	9,14	18,37	3,87	9,36	18,59	4,09
abr-36	9,21	18,45	3,92	9,18	18,42	3,90	9,41	18,65	4,13
may-36	9,22	18,49	3,93	9,20	18,46	3,90	9,43	18,69	4,13
jun-36	9,24	18,53	3,93	9,22	18,50	3,91	9,44	18,73	4,14
jul-36	9,26	18,57	3,94	9,24	18,54	3,91	9,46	18,77	4,14
ago-36	9,28	18,61	3,95	9,26	18,58	3,92	9,48	18,81	4,15
sep-36	9,30	18,65	3,96	9,28	18,63	3,93	9,50	18,85	4,16
oct-36	9,29	18,66	3,93	9,27	18,64	3,91	9,48	18,85	4,12
nov-36	9,31	18,70	3,94	9,29	18,68	3,92	9,50	18,89	4,13
dic-36	9,33	18,74	3,95	9,31	18,72	3,93	9,52	18,93	4,14
ene-37	9,33	18,71	3,90	9,31	18,69	3,88	9,52	18,90	4,09
feb-37	9,33	18,72	3,90	9,31	18,70	3,88	9,51	18,90	4,08
mar-37	9,33	18,72	3,90	9,31	18,70	3,88	9,52	18,91	4,08
abr-37	9,35	18,75	3,92	9,33	18,73	3,89	9,54	18,94	4,11

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termobarranquilla			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Candelaria - Cartagena			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termo Emcali		
	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-37	9,35	18,75	3,92	9,33	18,73	3,89	9,54	18,94	4,11
jun-37	9,36	18,76	3,92	9,33	18,74	3,89	9,55	18,95	4,11
jul-37	9,36	18,76	3,91	9,33	18,74	3,89	9,55	18,95	4,10
ago-37	9,36	18,77	3,92	9,34	18,75	3,90	9,55	18,96	4,11
sep-37	9,37	18,78	3,92	9,34	18,76	3,90	9,56	18,97	4,11
oct-37	9,34	18,76	3,89	9,32	18,74	3,87	9,52	18,94	4,07
nov-37	9,35	18,77	3,89	9,32	18,75	3,87	9,52	18,95	4,07
dic-37	9,35	18,77	3,89	9,33	18,75	3,87	9,52	18,95	4,07
ene-38	9,35	19,00	3,89	9,33	18,98	3,87	9,53	19,18	4,07
feb-38	9,36	19,02	3,89	9,34	19,00	3,87	9,53	19,19	4,06
mar-38	9,36	19,03	3,89	9,34	19,01	3,87	9,53	19,20	4,07
abr-38	9,39	19,06	3,91	9,37	19,04	3,89	9,57	19,24	4,09
may-38	9,39	19,08	3,91	9,37	19,06	3,89	9,57	19,26	4,09
jun-38	9,40	19,09	3,91	9,38	19,07	3,89	9,58	19,27	4,09
jul-38	9,40	19,11	3,92	9,38	19,09	3,89	9,58	19,29	4,09
ago-38	9,41	19,13	3,92	9,39	19,11	3,90	9,59	19,31	4,10
sep-38	9,42	19,14	3,92	9,40	19,12	3,90	9,60	19,32	4,10
oct-38	9,41	19,14	3,90	9,39	19,12	3,88	9,57	19,30	4,07
nov-38	9,41	19,15	3,90	9,39	19,13	3,88	9,58	19,32	4,07
dic-38	9,42	19,17	3,91	9,40	19,15	3,89	9,59	19,33	4,07
ene-39	9,43	19,04	3,93	9,41	19,02	3,91	9,59	19,20	4,09
feb-39	9,44	19,06	3,93	9,42	19,04	3,91	9,60	19,22	4,09
mar-39	9,45	19,08	3,93	9,43	19,06	3,91	9,61	19,24	4,10
abr-39	9,47	19,12	3,95	9,45	19,10	3,93	9,64	19,29	4,12
may-39	9,48	19,14	3,96	9,46	19,12	3,94	9,65	19,31	4,12
jun-39	9,49	19,17	3,96	9,47	19,15	3,94	9,66	19,33	4,13
jul-39	9,50	19,19	3,96	9,49	19,17	3,94	9,67	19,36	4,13
ago-39	9,52	19,22	3,97	9,50	19,20	3,95	9,68	19,38	4,13
sep-39	9,53	19,24	3,97	9,51	19,22	3,95	9,70	19,41	4,14
oct-39	9,52	19,24	3,95	9,50	19,22	3,94	9,67	19,40	4,11
nov-39	9,53	19,27	3,96	9,51	19,25	3,94	9,69	19,42	4,11
dic-39	9,54	19,29	3,96	9,52	19,27	3,94	9,70	19,45	4,12
ene-40	9,54	19,38	3,98	9,53	19,36	3,96	9,70	19,53	4,13
feb-40	9,55	19,39	3,98	9,53	19,37	3,96	9,70	19,54	4,13
mar-40	9,55	19,40	3,98	9,54	19,39	3,96	9,70	19,56	4,13
abr-40	9,57	19,43	3,99	9,56	19,41	3,98	9,73	19,59	4,15
may-40	9,58	19,45	4,00	9,56	19,43	3,98	9,74	19,60	4,15
jun-40	9,58	19,46	4,00	9,57	19,44	3,98	9,74	19,61	4,15
jul-40	9,59	19,47	4,00	9,57	19,45	3,98	9,75	19,63	4,15
ago-40	9,60	19,49	4,00	9,58	19,47	3,98	9,75	19,64	4,16
sep-40	9,60	19,50	4,00	9,59	19,48	3,99	9,76	19,66	4,16
oct-40	9,59	19,49	3,98	9,57	19,48	3,97	9,74	19,64	4,13
nov-40	9,60	19,51	3,99	9,58	19,49	3,97	9,74	19,65	4,13
dic-40	9,60	19,52	3,99	9,58	19,50	3,97	9,75	19,66	4,13

D. ANEXOS DIÉSEL

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-16	15,59	15,59	15,59	15,50	15,50	15,50	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14	16,37	16,37	16,37	15,91	15,91	15,91	15,74	15,74	15,74
jun-16	15,53	15,53	15,53	15,44	15,44	15,44	16,08	16,08	16,08	16,08	16,08	16,08	16,31	16,31	16,31	15,85	15,85	15,85	15,69	15,69	15,69
jul-16	15,63	15,63	15,63	15,54	15,54	15,54	16,18	16,18	16,18	16,18	16,18	16,18	16,41	16,41	16,41	15,95	15,95	15,95	15,79	15,79	15,79
ago-16	15,74	15,74	15,74	15,65	15,65	15,65	16,28	16,28	16,28	16,28	16,28	16,28	16,51	16,51	16,51	16,05	16,05	16,05	15,89	15,89	15,89
sep-16	16,11	16,11	16,11	16,02	16,02	16,02	16,66	16,66	16,66	16,66	16,66	16,66	16,89	16,89	16,89	16,43	16,43	16,43	16,27	16,27	16,27
oct-16	16,08	16,08	16,08	15,99	15,99	15,99	16,63	16,63	16,63	16,63	16,63	16,63	16,86	16,86	16,86	16,40	16,40	16,40	16,24	16,24	16,24
nov-16	15,61	15,61	15,61	15,52	15,52	15,52	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,38	16,38	16,38	15,92	15,92	15,92	15,76	15,76	15,76
dic-16	15,93	15,93	15,93	15,84	15,84	15,84	16,47	16,47	16,47	16,47	16,47	16,47	16,70	16,70	16,70	16,24	16,24	16,24	16,08	16,08	16,08
ene-17	16,18	16,18	16,18	16,09	16,09	16,09	16,74	16,74	16,74	16,74	16,74	16,74	16,97	16,97	16,97	16,51	16,51	16,51	16,34	16,34	16,34
feb-17	16,33	16,33	16,33	16,24	16,24	16,24	16,88	16,88	16,88	16,88	16,88	16,88	17,11	17,11	17,11	16,65	16,65	16,65	16,48	16,48	16,48
mar-17	16,23	16,23	16,23	16,14	16,14	16,14	16,78	16,78	16,78	16,78	16,78	16,78	17,01	17,01	17,01	16,55	16,55	16,55	16,38	16,38	16,38
abr-17	16,70	16,70	16,70	16,60	16,60	16,60	17,27	17,27	17,27	17,27	17,27	17,27	17,50	17,50	17,50	17,03	17,03	17,03	16,86	16,86	16,86
may-17	16,91	16,98	16,36	16,82	16,89	16,26	17,48	17,54	16,92	17,48	17,54	16,92	17,72	17,78	17,16	17,24	17,31	16,69	17,07	17,14	16,52
jun-17	16,85	17,27	16,03	16,75	17,18	15,94	17,41	17,83	16,59	17,41	17,83	16,59	17,65	18,07	16,83	17,17	17,60	16,36	17,00	17,43	16,19
jul-17	16,86	17,57	15,71	16,77	17,48	15,62	17,42	18,13	16,27	17,42	18,13	16,27	17,66	18,37	16,50	17,19	17,89	16,03	17,02	17,73	15,86
ago-17	17,11	17,92	15,44	17,02	17,83	15,35	17,67	18,49	16,00	17,67	18,49	16,00	17,91	18,72	16,24	17,43	18,25	15,77	17,27	18,08	15,60
sep-17	17,41	18,27	15,17	17,32	18,18	15,07	17,98	18,84	15,73	17,98	18,84	15,73	18,21	19,07	15,97	17,74	18,60	15,49	17,57	18,43	15,32
oct-17	17,03	18,28	14,55	16,94	18,19	14,46	17,55	18,80	15,07	17,55	18,80	15,07	17,78	19,03	15,29	17,33	18,58	14,85	17,18	18,42	14,69
nov-17	17,30	18,64	14,28	17,21	18,55	14,19	17,82	19,16	14,80	17,82	19,16	14,80	18,04	19,38	15,03	17,60	18,94	14,58	17,44	18,78	14,43
dic-17	17,28	18,99	14,00	17,19	18,91	13,92	17,80	19,52	14,53	17,80	19,52	14,53	18,02	19,74	14,75	17,58	19,30	14,31	17,43	19,14	14,15
ene-18	16,89	19,33	13,70	16,80	19,24	13,62	17,41	19,85	14,22	17,41	19,85	14,22	17,62	20,06	14,44	17,19	19,63	14,00	17,03	19,47	13,85
feb-18	16,71	19,67	13,41	16,62	19,59	13,33	17,22	20,19	13,93	17,22	20,19	13,93	17,44	20,40	14,14	17,01	19,97	13,71	16,85	19,82	13,56
mar-18	16,81	20,06	13,15	16,72	19,97	13,07	17,32	20,57	13,67	17,32	20,57	13,67	17,53	20,78	13,88	17,10	20,35	13,45	16,95	20,20	13,30
abr-18	17,01	20,69	13,14	16,92	20,60	13,05	17,54	21,22	13,67	17,54	21,22	13,67	17,77	21,45	13,89	17,32	21,00	13,45	17,16	20,84	13,29
may-18	17,04	21,09	12,89	16,95	21,01	12,80	17,57	21,62	13,42	17,57	21,62	13,42	17,79	21,85	13,64	17,34	21,40	13,20	17,19	21,24	13,04
jun-18	17,08	21,51	12,65	17,00	21,43	12,57	17,61	22,04	13,18	17,61	22,04	13,18	17,83	22,26	13,40	17,39	21,82	12,96	17,23	21,66	12,80
jul-18	16,94	21,94	12,42	16,85	21,86	12,33	17,46	22,47	12,94	17,46	22,47	12,94	17,68	22,69	13,16	17,24	22,25	12,72	17,08	22,09	12,56
ago-18	17,03	22,43	12,23	16,94	22,34	12,14	17,55	22,96	12,76	17,55	22,96	12,76	17,77	23,18	12,98	17,33	22,73	12,54	17,17	22,58	12,38
sep-18	17,34	22,91	12,04	17,25	22,83	11,95	17,87	23,44	12,56	17,87	23,44	12,56	18,09	23,66	12,78	17,65	23,22	12,34	17,49	23,06	12,18
oct-18	17,02	23,08	11,52	16,94	23,00	11,43	17,51	23,57	12,01	17,51	23,57	12,01	17,72	23,78	12,22	17,31	23,37	11,80	17,16	23,22	11,65
nov-18	17,36	23,58	11,32	17,27	23,50	11,24	17,85	24,08	11,82	17,85	24,08	11,82	18,06	24,28	12,02	17,64	23,87	11,61	17,49	23,72	11,46
dic-18	17,31	24,09	11,12	17,23	24,01	11,04	17,80	24,58	11,61	17,80	24,58	11,61	18,01	24,79	11,82	17,60	24,37	11,41	17,45	24,23	11,26
ene-19	16,92	24,58	10,90	16,84	24,50	10,82	17,40	25,06	11,38	17,40	25,06	11,38	17,61	25,27	11,59	17,20	24,86	11,18	17,05	24,71	11,03
feb-19	16,98	25,08	10,68	16,90	25,01	10,60	17,46	25,57	11,16	17,46	25,57	11,16	17,66	25,77	11,36	17,26	25,36	10,96	17,11	25,22	10,81
mar-19	17,07	25,63	10,49	16,99	25,55	10,41	17,55	26,11	10,97	17,55	26,11	10,97	17,75	26,31	11,17	17,35	25,91	10,77	17,20	25,77	10,63
abr-19	17,38	26,41	10,53	17,30	26,33	10,45	17,88	26,91	11,03	17,88	26,91	11,03	18,09	27,12	11,24	17,67	26,70	10,82	17,52	26,55	10,67

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoemali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-19	17,47	26,99	10,35	17,39	26,91	10,26	17,96	27,49	10,84	17,96	27,49	10,84	18,17	27,70	11,05	17,76	27,28	10,63	17,61	27,13	10,48
jun-19	17,56	27,59	10,17	17,48	27,50	10,09	18,05	28,08	10,66	18,05	28,08	10,66	18,26	28,29	10,87	17,85	27,87	10,46	17,70	27,72	10,31
jul-19	17,65	28,20	10,09	17,57	28,12	10,01	18,14	28,69	10,58	18,14	28,69	10,58	18,35	28,89	10,79	17,94	28,48	10,37	17,79	28,33	10,23
ago-19	17,78	28,87	10,15	17,70	28,78	10,07	18,28	29,36	10,65	18,28	29,36	10,65	18,48	29,57	10,85	18,07	29,15	10,44	17,92	29,00	10,29
sep-19	17,91	29,54	10,20	17,82	29,46	10,12	18,40	30,03	10,70	18,40	30,03	10,70	18,61	30,24	10,90	18,19	29,83	10,49	18,04	29,68	10,34
oct-19	17,72	29,92	9,94	17,64	29,85	9,87	18,18	30,38	10,41	18,18	30,38	10,41	18,37	30,58	10,60	17,98	30,19	10,21	17,85	30,05	10,07
nov-19	17,83	30,63	9,99	17,76	30,55	9,91	18,29	31,09	10,45	18,29	31,09	10,45	18,49	31,28	10,64	18,10	30,90	10,26	17,96	30,76	10,12
dic-19	17,93	31,07	10,02	17,86	30,99	9,94	18,39	31,53	10,48	18,39	31,53	10,48	18,59	31,72	10,67	18,20	31,33	10,29	18,06	31,20	10,15
ene-20	18,01	31,76	9,82	17,94	31,69	9,74	18,47	32,22	10,27	18,47	32,22	10,27	18,66	32,41	10,47	18,28	32,03	10,08	18,14	31,89	9,95
feb-20	18,04	32,18	9,79	17,96	32,10	9,71	18,49	32,63	10,24	18,49	32,63	10,24	18,68	32,82	10,42	18,30	32,44	10,05	18,16	32,30	9,91
mar-20	18,08	32,30	9,79	18,01	32,23	9,72	18,53	32,75	10,24	18,53	32,75	10,24	18,72	32,94	10,43	18,34	32,56	10,05	18,21	32,43	9,92
abr-20	18,34	32,63	10,00	18,26	32,55	9,93	18,81	33,09	10,47	18,81	33,09	10,47	19,00	33,29	10,67	18,61	32,90	10,27	18,47	32,76	10,13
may-20	18,39	32,75	10,01	18,31	32,67	9,93	18,85	33,21	10,47	18,85	33,21	10,47	19,04	33,41	10,67	18,65	33,02	10,28	18,52	32,88	10,14
jun-20	18,43	32,87	10,01	18,36	32,79	9,94	18,90	33,33	10,48	18,90	33,33	10,48	19,09	33,52	10,67	18,70	33,14	10,28	18,56	33,00	10,14
jul-20	18,48	32,99	10,02	18,41	32,91	9,94	18,94	33,45	10,48	18,94	33,45	10,48	19,13	33,64	10,67	18,75	33,26	10,28	18,61	33,12	10,15
ago-20	18,57	33,15	10,06	18,49	33,07	9,98	19,03	33,61	10,52	19,03	33,61	10,52	19,22	33,80	10,72	18,83	33,42	10,33	18,70	33,28	10,19
sep-20	18,64	33,30	10,09	18,56	33,22	10,02	19,10	33,76	10,55	19,10	33,76	10,55	19,30	33,95	10,75	18,91	33,56	10,36	18,77	33,43	10,22
oct-20	18,42	33,15	9,83	18,35	33,08	9,76	18,86	33,59	10,26	18,86	33,59	10,26	19,04	33,77	10,44	18,67	33,41	10,08	18,54	33,28	9,95
nov-20	18,49	33,30	9,85	18,42	33,23	9,78	18,92	33,73	10,29	18,92	33,73	10,29	19,10	33,91	10,47	18,74	33,55	10,10	18,61	33,42	9,97
dic-20	18,55	33,43	9,86	18,48	33,36	9,79	18,98	33,86	10,29	18,98	33,86	10,29	19,16	34,04	10,48	18,80	33,68	10,11	18,67	33,55	9,99
ene-21	18,58	34,20	9,66	18,51	34,13	9,59	19,00	34,63	10,09	19,00	34,63	10,09	19,18	34,81	10,27	18,82	34,45	9,91	18,70	34,32	9,78
feb-21	18,59	34,34	9,63	18,52	34,27	9,56	19,01	34,76	10,05	19,01	34,76	10,05	19,18	34,94	10,23	18,83	34,58	9,87	18,70	34,46	9,75
mar-21	18,62	34,43	9,63	18,55	34,36	9,56	19,04	34,85	10,05	19,04	34,85	10,05	19,22	35,03	10,23	18,86	34,67	9,87	18,74	34,55	9,75
abr-21	18,84	34,71	9,82	18,77	34,64	9,75	19,28	35,15	10,26	19,28	35,15	10,26	19,47	35,33	10,44	19,10	34,97	10,08	18,97	34,83	9,95
may-21	18,88	34,80	9,82	18,80	34,73	9,75	19,31	35,24	10,26	19,31	35,24	10,26	19,49	35,42	10,44	19,13	35,05	10,07	19,00	34,92	9,94
jun-21	18,91	34,89	9,82	18,84	34,82	9,75	19,34	35,32	10,25	19,34	35,32	10,25	19,52	35,51	10,44	19,16	35,14	10,07	19,03	35,01	9,94
jul-21	18,94	34,98	9,82	18,87	34,91	9,75	19,37	35,41	10,25	19,37	35,41	10,25	19,55	35,59	10,43	19,19	35,23	10,07	19,06	35,10	9,94
ago-21	19,01	35,10	9,85	18,93	35,03	9,78	19,44	35,54	10,28	19,44	35,54	10,28	19,62	35,72	10,47	19,26	35,36	10,10	19,13	35,23	9,97
sep-21	19,06	35,22	9,88	18,99	35,15	9,80	19,49	35,65	10,31	19,49	35,65	10,31	19,68	35,83	10,49	19,31	35,47	10,13	19,18	35,34	10,00
oct-21	18,85	35,06	9,63	18,78	34,99	9,56	19,25	35,47	10,03	19,25	35,47	10,03	19,42	35,64	10,20	19,08	35,30	9,86	18,96	35,17	9,74
nov-21	18,89	35,17	9,64	18,83	35,10	9,58	19,30	35,57	10,05	19,30	35,57	10,05	19,47	35,74	10,22	19,13	35,40	9,88	19,01	35,28	9,75
dic-21	18,93	35,27	9,65	18,87	35,20	9,58	19,33	35,67	10,05	19,33	35,67	10,05	19,50	35,84	10,22	19,17	35,50	9,88	19,04	35,38	9,76
ene-22	18,95	35,95	9,50	18,88	35,89	9,44	19,34	36,35	9,90	19,34	36,35	9,90	19,51	36,52	10,07	19,18	36,18	9,74	19,06	36,06	9,62
feb-22	18,95	36,00	9,48	18,88	35,94	9,42	19,34	36,39	9,87	19,34	36,39	9,87	19,51	36,56	10,04	19,18	36,23	9,71	19,06	36,11	9,59
mar-22	18,97	36,07	9,48	18,91	36,00	9,41	19,36	36,46	9,87	19,36	36,46	9,87	19,53	36,63	10,03	19,20	36,30	9,70	19,08	36,18	9,59
abr-22	19,17	36,32	9,65	19,10	36,25	9,59	19,58	36,73	10,06	19,58	36,73	10,06	19,75	36,90	10,23	19,41	36,55	9,89	19,29	36,43	9,77

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-22	19,19	36,38	9,65	19,13	36,32	9,58	19,60	36,79	10,06	19,60	36,79	10,06	19,77	36,96	10,23	19,43	36,62	9,88	19,31	36,50	9,76
jun-22	19,21	36,45	9,64	19,15	36,38	9,58	19,62	36,86	10,05	19,62	36,86	10,05	19,79	37,03	10,22	19,45	36,69	9,88	19,33	36,56	9,76
jul-22	19,23	36,52	9,64	19,17	36,45	9,57	19,64	36,92	10,04	19,64	36,92	10,04	19,81	37,09	10,21	19,47	36,75	9,87	19,35	36,63	9,75
ago-22	19,29	36,62	9,67	19,22	36,55	9,60	19,69	37,02	10,07	19,69	37,02	10,07	19,86	37,19	10,24	19,52	36,85	9,90	19,40	36,73	9,78
sep-22	19,33	36,71	9,68	19,26	36,64	9,62	19,74	37,11	10,09	19,74	37,11	10,09	19,91	37,28	10,26	19,57	36,94	9,92	19,44	36,82	9,80
oct-22	19,12	36,54	9,45	19,06	36,48	9,38	19,50	36,92	9,83	19,50	36,92	9,83	19,66	37,08	9,98	19,34	36,76	9,67	19,23	36,65	9,55
nov-22	19,16	36,63	9,46	19,09	36,56	9,40	19,53	37,01	9,84	19,53	37,01	9,84	19,69	37,16	9,99	19,38	36,85	9,68	19,26	36,73	9,56
dic-22	19,18	36,70	9,46	19,12	36,64	9,40	19,56	37,08	9,83	19,56	37,08	9,83	19,72	37,24	9,99	19,40	36,92	9,68	19,29	36,81	9,56
ene-23	19,19	37,24	9,33	19,13	37,18	9,27	19,56	37,61	9,70	19,56	37,61	9,70	19,72	37,77	9,86	19,40	37,46	9,55	19,29	37,34	9,43
feb-23	19,17	37,26	9,30	19,11	37,20	9,24	19,54	37,63	9,67	19,54	37,63	9,67	19,70	37,78	9,83	19,39	37,47	9,52	19,28	37,36	9,41
mar-23	19,18	37,29	9,29	19,12	37,23	9,23	19,55	37,66	9,66	19,55	37,66	9,66	19,70	37,82	9,82	19,40	37,51	9,51	19,29	37,40	9,40
abr-23	19,36	37,50	9,45	19,30	37,44	9,39	19,74	37,88	9,84	19,74	37,88	9,84	19,90	38,04	10,00	19,58	37,72	9,68	19,47	37,61	9,56
may-23	19,36	37,53	9,44	19,30	37,47	9,38	19,75	37,91	9,83	19,75	37,91	9,83	19,91	38,07	9,99	19,59	37,76	9,67	19,47	37,64	9,55
jun-23	19,37	37,57	9,44	19,31	37,51	9,37	19,75	37,95	9,82	19,75	37,95	9,82	19,91	38,11	9,97	19,59	37,79	9,66	19,48	37,68	9,54
jul-23	19,38	37,61	9,43	19,32	37,54	9,36	19,75	37,98	9,80	19,75	37,98	9,80	19,91	38,14	9,96	19,60	37,82	9,64	19,48	37,71	9,53
ago-23	19,41	37,67	9,45	19,35	37,61	9,38	19,79	38,05	9,83	19,79	38,05	9,83	19,95	38,21	9,98	19,63	37,89	9,67	19,52	37,78	9,55
sep-23	19,44	37,73	9,46	19,38	37,67	9,40	19,82	38,11	9,84	19,82	38,11	9,84	19,98	38,27	10,00	19,66	37,95	9,68	19,55	37,83	9,56
oct-23	19,23	37,55	9,23	19,17	37,49	9,17	19,58	37,90	9,58	19,58	37,90	9,58	19,73	38,05	9,73	19,44	37,75	9,44	19,33	37,64	9,33
nov-23	19,25	37,60	9,24	19,19	37,54	9,18	19,61	37,95	9,59	19,61	37,95	9,59	19,75	38,10	9,74	19,46	37,80	9,44	19,35	37,70	9,33
dic-23	19,26	37,64	9,23	19,20	37,58	9,17	19,61	37,99	9,58	19,61	37,99	9,58	19,76	38,14	9,73	19,47	37,84	9,43	19,36	37,73	9,33
ene-24	19,25	37,89	9,13	19,19	37,83	9,07	19,60	38,24	9,48	19,60	38,24	9,48	19,75	38,39	9,63	19,45	38,09	9,33	19,35	37,99	9,23
feb-24	19,24	37,91	9,11	19,18	37,85	9,05	19,59	38,25	9,45	19,59	38,25	9,45	19,73	38,40	9,60	19,44	38,11	9,31	19,34	38,00	9,20
mar-24	19,25	37,94	9,10	19,19	37,88	9,04	19,59	38,28	9,44	19,59	38,28	9,44	19,74	38,43	9,59	19,45	38,14	9,30	19,34	38,04	9,19
abr-24	19,41	38,13	9,25	19,35	38,07	9,19	19,77	38,49	9,61	19,77	38,49	9,61	19,92	38,64	9,76	19,62	38,34	9,46	19,51	38,23	9,35
may-24	19,42	38,16	9,24	19,36	38,11	9,18	19,77	38,52	9,59	19,77	38,52	9,59	19,92	38,67	9,74	19,62	38,37	9,44	19,52	38,26	9,34
jun-24	19,42	38,20	9,23	19,36	38,14	9,17	19,78	38,55	9,58	19,78	38,55	9,58	19,93	38,70	9,73	19,63	38,40	9,44	19,52	38,30	9,33
jul-24	19,43	38,23	9,22	19,37	38,17	9,16	19,78	38,58	9,57	19,78	38,58	9,57	19,93	38,73	9,72	19,63	38,43	9,42	19,53	38,33	9,32
ago-24	19,46	38,29	9,24	19,40	38,23	9,18	19,82	38,64	9,59	19,82	38,64	9,59	19,96	38,79	9,74	19,67	38,50	9,44	19,56	38,39	9,34
sep-24	19,49	38,34	9,25	19,43	38,28	9,19	19,84	38,70	9,60	19,84	38,70	9,60	19,99	38,85	9,75	19,69	38,55	9,45	19,59	38,44	9,35
oct-24	19,29	38,17	9,04	19,23	38,12	8,98	19,62	38,50	9,37	19,62	38,50	9,37	19,76	38,64	9,51	19,48	38,36	9,23	19,38	38,26	9,13
nov-24	19,31	38,22	9,04	19,25	38,16	8,99	19,64	38,55	9,37	19,64	38,55	9,37	19,78	38,69	9,51	19,50	38,41	9,23	19,40	38,31	9,13
dic-24	19,32	38,25	9,03	19,26	38,20	8,98	19,65	38,58	9,37	19,65	38,58	9,37	19,79	38,72	9,50	19,51	38,45	9,23	19,41	38,35	9,13
ene-25	19,31	38,34	8,98	19,25	38,29	8,93	19,63	38,67	9,31	19,63	38,67	9,31	19,77	38,80	9,45	19,50	38,53	9,17	19,40	38,43	9,08
feb-25	19,31	38,39	8,97	19,26	38,34	8,91	19,64	38,72	9,29	19,64	38,72	9,29	19,77	38,85	9,43	19,50	38,58	9,15	19,41	38,48	9,06
mar-25	19,34	38,47	8,97	19,29	38,41	8,91	19,66	38,79	9,29	19,66	38,79	9,29	19,80	38,92	9,42	19,53	38,65	9,15	19,43	38,56	9,06
abr-25	19,51	38,69	9,11	19,46	38,63	9,06	19,85	39,02	9,45	19,85	39,02	9,45	19,99	39,16	9,59	19,71	38,88	9,31	19,61	38,78	9,21

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoemcali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-25	19.54	38.76	9.11	19.48	38.70	9.05	19.87	39.09	9.44	19.87	39.09	9.44	20.01	39.23	9.58	19.73	38.95	9.30	19.63	38.85	9.20
jun-25	19.56	38.83	9.11	19.51	38.77	9.05	19.89	39.16	9.44	19.89	39.16	9.44	20.03	39.30	9.58	19.75	39.02	9.30	19.65	38.92	9.20
jul-25	19.58	38.90	9.11	19.53	38.84	9.05	19.91	39.23	9.44	19.91	39.23	9.44	20.05	39.37	9.57	19.77	39.09	9.30	19.68	38.99	9.20
ago-25	19.63	39.00	9.13	19.58	38.94	9.08	19.97	39.33	9.46	19.97	39.33	9.46	20.10	39.47	9.60	19.83	39.19	9.32	19.73	39.09	9.22
sep-25	19.68	39.09	9.15	19.62	39.03	9.09	20.01	39.42	9.48	20.01	39.42	9.48	20.15	39.56	9.62	19.87	39.28	9.34	19.77	39.18	9.24
oct-25	19.51	38.97	8.95	19.46	38.92	8.90	19.82	39.28	9.26	19.82	39.28	9.26	19.95	39.41	9.39	19.69	39.15	9.13	19.60	39.05	9.04
nov-25	19.55	39.05	8.96	19.49	39.00	8.91	19.86	39.36	9.28	19.86	39.36	9.28	19.99	39.49	9.41	19.73	39.23	9.14	19.63	39.14	9.05
dic-25	19.57	39.13	8.97	19.52	39.08	8.92	19.88	39.44	9.28	19.88	39.44	9.28	20.01	39.57	9.41	19.75	39.31	9.15	19.66	39.22	9.05
ene-26	19.58	39.01	8.94	19.53	38.96	8.89	19.89	39.31	9.25	19.89	39.31	9.25	20.02	39.44	9.37	19.76	39.18	9.12	19.67	39.09	9.03
feb-26	19.59	39.06	8.92	19.54	39.01	8.87	19.89	39.36	9.23	19.89	39.36	9.23	20.02	39.49	9.35	19.77	39.23	9.10	19.67	39.14	9.01
mar-26	19.61	39.12	8.92	19.56	39.07	8.87	19.91	39.42	9.22	19.91	39.42	9.22	20.04	39.55	9.35	19.79	39.30	9.10	19.70	39.21	9.01
abr-26	19.77	39.33	9.06	19.72	39.27	9.01	20.09	39.64	9.37	20.09	39.64	9.37	20.22	39.77	9.51	19.96	39.51	9.24	19.86	39.41	9.15
may-26	19.79	39.39	9.06	19.74	39.34	9.01	20.11	39.70	9.37	20.11	39.70	9.37	20.24	39.83	9.50	19.98	39.57	9.24	19.88	39.48	9.14
jun-26	19.82	39.46	9.06	19.77	39.41	9.00	20.13	39.77	9.37	20.13	39.77	9.37	20.26	39.90	9.50	20.00	39.64	9.24	19.90	39.54	9.14
jul-26	19.84	39.52	9.05	19.79	39.47	9.00	20.15	39.83	9.36	20.15	39.83	9.36	20.28	39.96	9.49	20.02	39.70	9.23	19.93	39.61	9.14
ago-26	19.89	39.61	9.08	19.83	39.56	9.02	20.20	39.92	9.39	20.20	39.92	9.39	20.33	40.05	9.52	20.07	39.79	9.26	19.97	39.70	9.16
sep-26	19.92	39.69	9.09	19.87	39.64	9.04	20.23	40.00	9.40	20.23	40.00	9.40	20.37	40.14	9.53	20.10	39.87	9.27	20.01	39.78	9.18
oct-26	19.77	39.58	8.91	19.72	39.53	8.86	20.06	39.87	9.20	20.06	39.87	9.20	20.18	39.99	9.32	19.94	39.75	9.08	19.85	39.66	8.99
nov-26	19.80	39.66	8.92	19.75	39.61	8.87	20.09	39.95	9.21	20.09	39.95	9.21	20.21	40.07	9.33	19.97	39.83	9.09	19.88	39.74	9.00
dic-26	19.83	39.73	8.92	19.78	39.68	8.87	20.12	40.02	9.21	20.12	40.02	9.21	20.24	40.14	9.33	19.99	39.90	9.09	19.91	39.81	9.00
ene-27	19.84	39.65	8.99	19.79	39.60	8.94	20.12	39.94	9.28	20.12	39.94	9.28	20.24	40.06	9.40	20.00	39.82	9.16	19.92	39.73	9.07
feb-27	19.83	39.67	8.97	19.78	39.62	8.92	20.11	39.95	9.25	20.11	39.95	9.25	20.23	40.07	9.37	19.99	39.83	9.13	19.91	39.75	9.05
mar-27	19.84	39.71	8.97	19.79	39.66	8.92	20.12	39.99	9.25	20.12	39.99	9.25	20.24	40.11	9.37	20.00	39.87	9.13	19.92	39.79	9.04
abr-27	19.98	39.87	9.09	19.93	39.82	9.04	20.27	40.17	9.38	20.27	40.17	9.38	20.40	40.29	9.51	20.15	40.04	9.26	20.06	39.96	9.17
may-27	19.99	39.91	9.08	19.94	39.86	9.04	20.28	40.20	9.38	20.28	40.20	9.38	20.40	40.32	9.50	20.16	40.08	9.25	20.07	39.99	9.17
jun-27	20.00	39.94	9.08	19.95	39.90	9.03	20.29	40.24	9.37	20.29	40.24	9.37	20.41	40.36	9.49	20.17	40.11	9.25	20.08	40.03	9.16
jul-27	20.01	39.98	9.07	19.96	39.93	9.02	20.29	40.27	9.36	20.29	40.27	9.36	20.42	40.39	9.48	20.17	40.15	9.24	20.09	40.06	9.15
ago-27	20.04	40.04	9.09	19.99	39.99	9.04	20.33	40.33	9.38	20.33	40.33	9.38	20.45	40.45	9.50	20.21	40.21	9.26	20.12	40.12	9.17
sep-27	20.06	40.09	9.10	20.01	40.04	9.05	20.35	40.38	9.39	20.35	40.38	9.39	20.47	40.50	9.51	20.23	40.26	9.27	20.14	40.17	9.18
oct-27	19.90	39.96	8.93	19.86	39.91	8.88	20.18	40.23	9.20	20.18	40.23	9.20	20.29	40.34	9.31	20.06	40.12	9.08	19.98	40.03	9.00
nov-27	19.92	40.01	8.93	19.88	39.96	8.89	20.20	40.28	9.20	20.20	40.28	9.20	20.31	40.39	9.32	20.08	40.16	9.09	20.00	40.08	9.01
dic-27	19.94	40.04	8.93	19.89	40.00	8.88	20.21	40.32	9.20	20.21	40.32	9.20	20.32	40.43	9.31	20.09	40.20	9.09	20.01	40.12	9.00
ene-28	19.93	40.32	9.08	19.89	40.27	9.03	20.20	40.58	9.34	20.20	40.58	9.34	20.31	40.70	9.46	20.09	40.47	9.23	20.01	40.39	9.15
feb-28	19.92	40.31	9.06	19.87	40.27	9.02	20.18	40.58	9.32	20.18	40.58	9.32	20.29	40.69	9.44	20.07	40.47	9.21	19.99	40.39	9.13
mar-28	19.92	40.32	9.05	19.87	40.28	9.01	20.18	40.59	9.31	20.18	40.59	9.31	20.29	40.70	9.43	20.07	40.48	9.20	19.99	40.40	9.12
abr-28	20.03	40.46	9.16	19.99	40.41	9.12	20.31	40.73	9.44	20.31	40.73	9.44	20.43	40.85	9.55	20.19	40.62	9.32	20.11	40.53	9.24

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoemcali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-28	20.03	40.47	9.15	19.99	40.42	9.11	20.31	40.74	9.43	20.31	40.74	9.43	20.42	40.86	9.54	20.19	40.63	9.31	20.11	40.54	9.23
jun-28	20.03	40.48	9.14	19.98	40.43	9.10	20.30	40.75	9.42	20.30	40.75	9.42	20.42	40.86	9.53	20.19	40.64	9.30	20.11	40.55	9.22
jul-28	20.03	40.49	9.13	19.98	40.44	9.09	20.30	40.76	9.41	20.30	40.76	9.41	20.41	40.87	9.52	20.18	40.64	9.29	20.10	40.56	9.21
ago-28	20.05	40.52	9.15	20.00	40.48	9.10	20.32	40.79	9.42	20.32	40.79	9.42	20.43	40.91	9.53	20.20	40.68	9.31	20.12	40.60	9.22
sep-28	20.06	40.54	9.15	20.01	40.50	9.11	20.33	40.82	9.42	20.33	40.82	9.42	20.44	40.93	9.54	20.22	40.70	9.31	20.13	40.62	9.23
oct-28	19.90	40.40	8.99	19.86	40.36	8.94	20.15	40.65	9.24	20.15	40.65	9.24	20.26	40.76	9.35	20.05	40.55	9.13	19.97	40.47	9.06
nov-28	19.91	40.42	8.99	19.87	40.38	8.95	20.16	40.67	9.24	20.16	40.67	9.24	20.27	40.78	9.35	20.05	40.57	9.14	19.98	40.49	9.06
dic-28	19.91	40.43	8.98	19.87	40.39	8.94	20.16	40.69	9.24	20.16	40.69	9.24	20.27	40.79	9.34	20.05	40.58	9.13	19.98	40.50	9.05
ene-29	19.89	40.17	9.07	19.85	40.12	9.03	20.14	40.42	9.32	20.14	40.42	9.32	20.25	40.52	9.43	20.04	40.31	9.22	19.96	40.24	9.14
feb-29	19.89	40.19	9.06	19.85	40.15	9.02	20.14	40.44	9.31	20.14	40.44	9.31	20.24	40.54	9.41	20.03	40.33	9.20	19.96	40.26	9.13
mar-29	19.90	40.23	9.05	19.86	40.19	9.01	20.15	40.47	9.30	20.15	40.47	9.30	20.25	40.58	9.40	20.04	40.37	9.20	19.97	40.30	9.12
abr-29	20.03	40.38	9.16	19.98	40.33	9.12	20.28	40.63	9.42	20.28	40.63	9.42	20.39	40.74	9.53	20.17	40.53	9.31	20.10	40.45	9.24
may-29	20.03	40.41	9.16	19.99	40.37	9.12	20.29	40.67	9.42	20.29	40.67	9.42	20.40	40.78	9.52	20.18	40.56	9.31	20.11	40.48	9.23
jun-29	20.04	40.45	9.16	20.00	40.41	9.11	20.30	40.70	9.41	20.30	40.70	9.41	20.41	40.81	9.52	20.19	40.60	9.30	20.12	40.52	9.23
jul-29	20.05	40.48	9.15	20.01	40.44	9.11	20.31	40.74	9.41	20.31	40.74	9.41	20.41	40.84	9.51	20.20	40.63	9.30	20.13	40.55	9.22
ago-29	20.08	40.54	9.17	20.04	40.50	9.13	20.34	40.79	9.42	20.34	40.79	9.42	20.45	40.90	9.53	20.23	40.69	9.32	20.16	40.61	9.24
sep-29	20.11	40.59	9.18	20.07	40.55	9.14	20.36	40.84	9.43	20.36	40.84	9.43	20.47	40.95	9.54	20.26	40.74	9.33	20.18	40.66	9.25
oct-29	19.97	40.48	9.03	19.93	40.44	8.99	20.21	40.72	9.27	20.21	40.72	9.27	20.31	40.82	9.37	20.11	40.62	9.17	20.04	40.54	9.09
nov-29	19.99	40.52	9.03	19.95	40.48	8.99	20.23	40.76	9.27	20.23	40.76	9.27	20.33	40.86	9.37	20.13	40.66	9.17	20.06	40.59	9.10
dic-29	20.00	40.56	9.03	19.96	40.52	8.99	20.24	40.80	9.27	20.24	40.80	9.27	20.34	40.90	9.37	20.14	40.70	9.17	20.07	40.63	9.10
ene-30	20.00	40.01	9.10	19.96	39.97	9.06	20.24	40.25	9.33	20.24	40.25	9.33	20.34	40.35	9.43	20.14	40.15	9.23	20.07	40.08	9.16
feb-30	20.02	40.07	9.09	19.98	40.03	9.05	20.25	40.30	9.32	20.25	40.30	9.32	20.35	40.40	9.42	20.15	40.21	9.22	20.08	40.14	9.15
mar-30	20.05	40.14	9.09	20.01	40.11	9.06	20.28	40.37	9.33	20.28	40.37	9.33	20.37	40.47	9.42	20.18	40.28	9.23	20.11	40.21	9.16
abr-30	20.18	40.32	9.20	20.14	40.28	9.16	20.42	40.56	9.45	20.42	40.56	9.45	20.52	40.66	9.55	20.32	40.46	9.34	20.25	40.39	9.27
may-30	20.21	40.39	9.21	20.17	40.35	9.17	20.45	40.63	9.45	20.45	40.63	9.45	20.55	40.73	9.55	20.35	40.53	9.35	20.27	40.46	9.27
jun-30	20.24	40.46	9.21	20.20	40.43	9.17	20.47	40.70	9.45	20.47	40.70	9.45	20.57	40.80	9.55	20.37	40.60	9.35	20.30	40.53	9.28
jul-30	20.26	40.54	9.21	20.22	40.50	9.17	20.50	40.77	9.45	20.50	40.77	9.45	20.60	40.87	9.55	20.40	40.67	9.35	20.33	40.60	9.28
ago-30	20.31	40.63	9.24	20.27	40.59	9.20	20.55	40.87	9.47	20.55	40.87	9.47	20.65	40.97	9.57	20.45	40.77	9.37	20.38	40.69	9.30
sep-30	20.35	40.71	9.25	20.31	40.67	9.21	20.59	40.95	9.49	20.59	40.95	9.49	20.69	41.05	9.59	20.49	40.85	9.39	20.42	40.78	9.32
oct-30	20.24	40.65	9.12	20.20	40.61	9.08	20.46	40.87	9.34	20.46	40.87	9.34	20.56	40.96	9.44	20.37	40.78	9.25	20.30	40.71	9.18
nov-30	20.28	40.73	9.13	20.24	40.69	9.09	20.50	40.95	9.35	20.50	40.95	9.35	20.59	41.05	9.45	20.41	40.86	9.26	20.34	40.79	9.19
dic-30	20.31	40.80	9.14	20.27	40.77	9.10	20.53	41.03	9.36	20.53	41.03	9.36	20.62	41.12	9.45	20.44	40.93	9.27	20.37	40.87	9.20
ene-31	20.32	40.47	9.15	20.29	40.44	9.11	20.54	40.69	9.37	20.54	40.69	9.37	20.64	40.79	9.46	20.45	40.60	9.27	20.39	40.53	9.21
feb-31	20.34	40.53	9.14	20.30	40.49	9.10	20.56	40.75	9.36	20.56	40.75	9.36	20.65	40.84	9.45	20.47	40.65	9.27	20.40	40.59	9.20
mar-31	20.37	40.59	9.14	20.33	40.56	9.11	20.58	40.81	9.36	20.58	40.81	9.36	20.67	40.90	9.45	20.49	40.72	9.27	20.43	40.66	9.20
abr-31	20.49	40.76	9.25	20.45	40.72	9.21	20.72	40.99	9.47	20.72	40.99	9.47	20.81	41.08	9.57	20.62	40.89	9.38	20.55	40.82	9.31

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoemcali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-31	20,52	40,83	9,25	20,48	40,79	9,21	20,74	41,05	9,47	20,74	41,05	9,47	20,84	41,14	9,57	20,65	40,96	9,38	20,58	40,89	9,31
jun-31	20,54	40,89	9,25	20,51	40,86	9,22	20,77	41,12	9,48	20,77	41,12	9,48	20,86	41,21	9,57	20,67	41,02	9,38	20,60	40,95	9,32
jul-31	20,57	40,96	9,26	20,53	40,92	9,22	20,79	41,18	9,48	20,79	41,18	9,48	20,88	41,27	9,57	20,70	41,09	9,38	20,63	41,02	9,32
ago-31	20,61	41,04	9,28	20,57	41,01	9,24	20,83	41,27	9,50	20,83	41,27	9,50	20,93	41,36	9,59	20,74	41,17	9,41	20,67	41,10	9,34
sep-31	20,65	41,12	9,29	20,61	41,08	9,26	20,87	41,34	9,52	20,87	41,34	9,52	20,97	41,44	9,61	20,78	41,25	9,42	20,71	41,18	9,35
oct-31	20,55	41,06	9,17	20,51	41,02	9,13	20,76	41,27	9,38	20,76	41,27	9,38	20,84	41,36	9,46	20,78	41,18	9,29	20,60	41,12	9,22
nov-31	20,58	41,13	9,18	20,55	41,10	9,14	20,79	41,34	9,39	20,79	41,34	9,39	20,88	41,43	9,47	20,70	41,26	9,30	20,64	41,19	9,24
dic-31	20,61	41,20	9,18	20,57	41,17	9,15	20,82	41,41	9,39	20,82	41,41	9,39	20,90	41,50	9,48	20,73	41,32	9,30	20,67	41,26	9,24
ene-32	20,63	40,83	9,17	20,59	40,80	9,13	20,83	41,04	9,37	20,83	41,04	9,37	20,92	41,12	9,46	20,74	40,95	9,29	20,68	40,89	9,23
feb-32	20,65	40,90	9,16	20,61	40,87	9,13	20,85	41,10	9,37	20,85	41,10	9,37	20,94	41,19	9,45	20,77	41,02	9,28	20,70	40,96	9,22
mar-32	20,68	40,98	9,17	20,65	40,95	9,14	20,88	41,18	9,37	20,88	41,18	9,37	20,97	41,27	9,46	20,80	41,10	9,29	20,74	41,04	9,23
abr-32	20,81	41,15	9,27	20,77	41,12	9,24	21,02	41,36	9,48	21,02	41,36	9,48	21,11	41,45	9,57	20,93	41,27	9,39	20,87	41,21	9,33
may-32	20,84	41,23	9,28	20,81	41,20	9,24	21,05	41,44	9,49	21,05	41,44	9,49	21,14	41,53	9,58	20,96	41,35	9,40	20,90	41,29	9,34
jun-32	20,87	41,31	9,28	20,84	41,28	9,25	21,08	41,52	9,49	21,08	41,52	9,49	21,17	41,61	9,58	21,00	41,43	9,40	20,93	41,37	9,34
jul-32	20,91	41,39	9,29	20,87	41,36	9,26	21,11	41,60	9,50	21,11	41,60	9,50	21,20	41,69	9,58	21,03	41,51	9,41	20,96	41,45	9,35
ago-32	20,96	41,49	9,31	20,92	41,45	9,28	21,17	41,70	9,52	21,17	41,70	9,52	21,25	41,79	9,61	21,08	41,61	9,43	21,01	41,55	9,37
sep-32	21,00	41,58	9,33	20,97	41,55	9,30	21,21	41,79	9,54	21,21	41,79	9,54	21,30	41,88	9,63	21,12	41,70	9,45	21,06	41,64	9,39
oct-32	20,91	41,54	9,22	20,88	41,51	9,18	21,11	41,74	9,41	21,11	41,74	9,41	21,19	41,82	9,49	21,03	41,65	9,33	20,97	41,60	9,27
nov-32	20,96	41,63	9,23	20,92	41,60	9,20	21,15	41,83	9,43	21,15	41,83	9,43	21,23	41,91	9,51	21,07	41,74	9,34	21,01	41,68	9,29
dic-32	20,99	41,71	9,24	20,96	41,68	9,21	21,19	41,91	9,43	21,19	41,91	9,43	21,27	41,99	9,52	21,10	41,83	9,35	21,05	41,77	9,29
ene-33	21,02	41,75	9,43	20,98	41,72	9,39	21,21	41,94	9,62	21,21	41,94	9,62	21,29	42,02	9,70	21,13	41,86	9,54	21,07	41,80	9,48
feb-33	21,00	41,74	9,42	20,97	41,70	9,39	21,19	41,93	9,61	21,19	41,93	9,61	21,27	42,01	9,69	21,11	41,85	9,53	21,05	41,79	9,47
mar-33	20,99	41,73	9,41	20,96	41,70	9,38	21,18	41,92	9,60	21,18	41,92	9,60	21,26	42,00	9,68	21,10	41,84	9,52	21,05	41,78	9,46
abr-33	21,07	41,81	9,49	21,04	41,78	9,46	21,27	42,01	9,69	21,27	42,01	9,69	21,35	42,09	9,77	21,19	41,93	9,60	21,13	41,87	9,55
may-33	21,06	41,81	9,48	21,03	41,78	9,45	21,26	42,00	9,68	21,26	42,00	9,68	21,34	42,09	9,76	21,18	41,92	9,60	21,12	41,86	9,54
jun-33	21,06	41,80	9,47	21,02	41,77	9,44	21,25	42,00	9,67	21,25	42,00	9,67	21,33	42,08	9,75	21,17	41,92	9,59	21,11	41,86	9,53
jul-33	21,05	41,80	9,46	21,02	41,76	9,43	21,24	41,99	9,66	21,24	41,99	9,66	21,33	42,07	9,74	21,16	41,91	9,58	21,10	41,85	9,52
ago-33	21,06	41,81	9,47	21,02	41,77	9,44	21,25	42,00	9,67	21,25	42,00	9,67	21,33	42,08	9,75	21,17	41,92	9,58	21,11	41,86	9,52
sep-33	21,06	41,81	9,47	21,03	41,78	9,44	21,26	42,01	9,67	21,26	42,01	9,67	21,34	42,09	9,75	21,17	41,93	9,59	21,11	41,87	9,53
oct-33	20,94	41,69	9,35	20,91	41,66	9,32	21,12	41,88	9,53	21,12	41,88	9,53	21,20	41,95	9,61	21,05	41,80	9,46	20,99	41,74	9,40
nov-33	20,94	41,70	9,35	20,91	41,67	9,32	21,12	41,88	9,53	21,12	41,88	9,53	21,20	41,96	9,61	21,05	41,80	9,46	20,99	41,75	9,40
dic-33	20,93	41,69	9,34	20,90	41,66	9,31	21,12	41,87	9,52	21,12	41,87	9,52	21,19	41,95	9,60	21,04	41,80	9,45	20,98	41,74	9,39
ene-34	20,92	41,61	9,43	20,89	41,58	9,40	21,10	41,79	9,61	21,10	41,79	9,61	21,17	41,87	9,68	21,02	41,71	9,53	20,97	41,66	9,48
feb-34	20,93	41,65	9,42	20,90	41,62	9,39	21,11	41,83	9,60	21,11	41,83	9,60	21,18	41,91	9,67	21,03	41,76	9,52	20,98	41,70	9,47
mar-34	20,95	41,70	9,42	20,92	41,67	9,39	21,13	41,88	9,60	21,13	41,88	9,60	21,20	41,96	9,68	21,05	41,81	9,53	21,00	41,75	9,47
abr-34	21,05	41,84	9,51	21,02	41,81	9,48	21,24	42,02	9,69	21,24	42,02	9,69	21,31	42,10	9,77	21,16	41,94	9,61	21,10	41,89	9,56

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoemcali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-34	21.07	41.89	9.51	21.04	41.86	9.48	21.25	42.07	9.69	21.25	42.07	9.69	21.33	42.15	9.77	21.18	41.99	9.62	21.12	41.94	9.56
jun-34	21.09	41.94	9.51	21.06	41.91	9.48	21.27	42.12	9.70	21.27	42.12	9.70	21.35	42.20	9.77	21.20	42.04	9.62	21.14	41.99	9.56
jul-34	21.11	41.99	9.51	21.08	41.96	9.48	21.29	42.17	9.70	21.29	42.17	9.70	21.37	42.25	9.77	21.22	42.09	9.62	21.16	42.04	9.57
ago-34	21.14	42.05	9.53	21.11	42.02	9.50	21.33	42.24	9.71	21.33	42.24	9.71	21.40	42.31	9.79	21.25	42.16	9.64	21.20	42.11	9.58
sep-34	21.17	42.12	9.54	21.14	42.09	9.51	21.36	42.30	9.73	21.36	42.30	9.73	21.43	42.38	9.80	21.28	42.22	9.65	21.23	42.17	9.60
oct-34	21.09	42.06	9.44	21.06	42.03	9.41	21.26	42.23	9.61	21.26	42.23	9.61	21.33	42.31	9.69	21.19	42.16	9.54	21.14	42.11	9.49
nov-34	21.12	42.12	9.45	21.09	42.09	9.42	21.29	42.29	9.62	21.29	42.29	9.62	21.36	42.36	9.69	21.22	42.22	9.55	21.16	42.17	9.50
dic-34	21.14	42.17	9.46	21.11	42.15	9.43	21.31	42.34	9.63	21.31	42.34	9.63	21.38	42.42	9.70	21.24	42.27	9.55	21.19	42.22	9.50
ene-35	21.15	42.35	9.52	21.12	42.32	9.49	21.32	42.51	9.69	21.32	42.51	9.69	21.39	42.59	9.76	21.25	42.44	9.62	21.20	42.39	9.57
feb-35	21.14	42.35	9.51	21.12	42.33	9.48	21.31	42.52	9.68	21.31	42.52	9.68	21.38	42.59	9.75	21.24	42.45	9.61	21.19	42.40	9.56
mar-35	21.15	42.37	9.51	21.12	42.34	9.48	21.31	42.53	9.67	21.31	42.53	9.67	21.38	42.60	9.74	21.24	42.46	9.60	21.19	42.41	9.55
abr-35	21.23	42.46	9.58	21.20	42.43	9.55	21.40	42.63	9.75	21.40	42.63	9.75	21.47	42.71	9.83	21.33	42.56	9.68	21.28	42.51	9.63
may-35	21.23	42.47	9.58	21.20	42.45	9.55	21.40	42.65	9.75	21.40	42.65	9.75	21.47	42.72	9.82	21.33	42.57	9.68	21.28	42.52	9.62
jun-35	21.23	42.49	9.57	21.20	42.46	9.54	21.40	42.66	9.74	21.40	42.66	9.74	21.48	42.73	9.82	21.33	42.59	9.67	21.28	42.54	9.62
jul-35	21.24	42.50	9.57	21.21	42.48	9.54	21.41	42.67	9.74	21.41	42.67	9.74	21.48	42.75	9.81	21.33	42.60	9.67	21.28	42.55	9.62
ago-35	21.25	42.53	9.58	21.22	42.50	9.55	21.42	42.70	9.75	21.42	42.70	9.75	21.50	42.78	9.82	21.35	42.63	9.68	21.30	42.58	9.63
sep-35	21.26	42.56	9.58	21.24	42.53	9.55	21.44	42.73	9.75	21.44	42.73	9.75	21.51	42.80	9.83	21.36	42.66	9.68	21.31	42.60	9.63
oct-35	21.17	42.47	9.48	21.14	42.45	9.45	21.33	42.63	9.64	21.33	42.63	9.64	21.40	42.70	9.71	21.26	42.57	9.57	21.21	42.52	9.52
nov-35	21.18	42.49	9.48	21.15	42.47	9.46	21.34	42.65	9.64	21.34	42.65	9.64	21.40	42.72	9.71	21.27	42.59	9.58	21.22	42.54	9.53
dic-35	21.18	42.51	9.48	21.16	42.48	9.45	21.34	42.67	9.64	21.34	42.67	9.64	21.41	42.74	9.71	21.27	42.60	9.57	21.23	42.56	9.53
ene-36	21.18	41.92	9.32	21.15	41.89	9.29	21.34	42.08	9.48	21.34	42.08	9.48	21.40	42.14	9.54	21.27	42.01	9.41	21.22	41.96	9.36
feb-36	21.21	42.00	9.32	21.18	41.97	9.30	21.36	42.15	9.48	21.36	42.15	9.48	21.43	42.22	9.54	21.30	42.09	9.41	21.25	42.04	9.37
mar-36	21.24	42.08	9.33	21.22	42.06	9.31	21.40	42.24	9.49	21.40	42.24	9.49	21.47	42.30	9.55	21.33	42.17	9.42	21.29	42.13	9.38
abr-36	21.35	42.24	9.41	21.33	42.21	9.39	21.52	42.40	9.58	21.52	42.40	9.58	21.58	42.47	9.64	21.45	42.33	9.51	21.40	42.28	9.46
may-36	21.39	42.32	9.42	21.36	42.30	9.40	21.55	42.48	9.58	21.55	42.48	9.58	21.62	42.55	9.65	21.48	42.42	9.52	21.44	42.37	9.47
jun-36	21.43	42.41	9.43	21.40	42.38	9.41	21.59	42.57	9.59	21.59	42.57	9.59	21.66	42.64	9.66	21.52	42.50	9.53	21.47	42.45	9.48
jul-36	21.47	42.49	9.44	21.44	42.47	9.42	21.63	42.65	9.60	21.63	42.65	9.60	21.69	42.72	9.67	21.56	42.59	9.54	21.51	42.54	9.49
ago-36	21.52	42.59	9.47	21.49	42.57	9.44	21.68	42.75	9.63	21.68	42.75	9.63	21.74	42.82	9.69	21.61	42.69	9.56	21.56	42.64	9.51
sep-36	21.56	42.69	9.49	21.54	42.66	9.46	21.72	42.85	9.65	21.72	42.85	9.65	21.79	42.92	9.71	21.66	42.78	9.58	21.61	42.73	9.53
oct-36	21.51	42.68	9.40	21.48	42.66	9.38	21.66	42.83	9.55	21.66	42.83	9.55	21.72	42.89	9.62	21.59	42.77	9.49	21.55	42.72	9.45
nov-36	21.55	42.77	9.42	21.53	42.75	9.40	21.70	42.92	9.57	21.70	42.92	9.57	21.77	42.99	9.63	21.64	42.86	9.51	21.59	42.82	9.46
dic-36	21.59	42.86	9.43	21.57	42.84	9.41	21.74	43.01	9.58	21.74	43.01	9.58	21.80	43.07	9.64	21.68	42.95	9.52	21.63	42.90	9.47
ene-37	21.62	42.87	9.33	21.60	42.84	9.31	21.77	43.01	9.48	21.77	43.01	9.48	21.83	43.08	9.54	21.71	42.95	9.42	21.66	42.91	9.38
feb-37	21.62	42.87	9.32	21.59	42.84	9.30	21.76	43.01	9.47	21.76	43.01	9.47	21.82	43.08	9.53	21.70	42.95	9.41	21.66	42.91	9.36
mar-37	21.62	42.88	9.32	21.59	42.85	9.30	21.76	43.02	9.47	21.76	43.02	9.47	21.83	43.09	9.53	21.70	42.96	9.40	21.66	42.92	9.36
abr-37	21.69	42.96	9.38	21.66	42.93	9.36	21.84	43.11	9.54	21.84	43.11	9.54	21.90	43.17	9.60	21.77	43.04	9.47	21.73	43.00	9.43

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoemcali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-37	21.69	42.97	9.38	21.66	42.94	9.35	21.84	43.12	9.53	21.84	43.12	9.53	21.90	43.18	9.59	21.78	43.05	9.47	21.73	43.01	9.42
jun-37	21.69	42.98	9.38	21.66	42.95	9.35	21.84	43.13	9.53	21.84	43.13	9.53	21.90	43.19	9.59	21.78	43.06	9.46	21.73	43.02	9.42
jul-37	21.69	42.99	9.37	21.66	42.96	9.35	21.84	43.13	9.52	21.84	43.13	9.52	21.90	43.20	9.58	21.78	43.07	9.46	21.73	43.03	9.41
ago-37	21.70	43.01	9.38	21.68	42.98	9.35	21.85	43.16	9.53	21.85	43.16	9.53	21.92	43.22	9.59	21.79	43.09	9.47	21.74	43.05	9.42
sep-37	21.71	43.03	9.38	21.69	43.00	9.36	21.86	43.18	9.53	21.86	43.18	9.53	21.92	43.24	9.60	21.80	43.11	9.47	21.75	43.07	9.42
oct-37	21.63	42.95	9.29	21.60	42.93	9.27	21.77	43.09	9.43	21.77	43.09	9.43	21.83	43.15	9.49	21.71	43.03	9.37	21.67	42.99	9.33
nov-37	21.63	42.96	9.29	21.61	42.94	9.27	21.77	43.10	9.43	21.77	43.10	9.43	21.83	43.16	9.49	21.71	43.05	9.38	21.67	43.00	9.33
dic-37	21.64	42.98	9.29	21.61	42.95	9.27	21.78	43.12	9.43	21.78	43.12	9.43	21.83	43.17	9.49	21.72	43.06	9.37	21.67	43.01	9.33
ene-38	21.63	43.47	9.28	21.61	43.45	9.25	21.77	43.61	9.42	21.77	43.61	9.42	21.83	43.66	9.47	21.71	43.55	9.36	21.67	43.51	9.32
feb-38	21.63	43.49	9.27	21.61	43.47	9.25	21.77	43.63	9.41	21.77	43.63	9.41	21.83	43.69	9.47	21.71	43.57	9.35	21.67	43.53	9.31
mar-38	21.65	43.52	9.27	21.62	43.50	9.25	21.78	43.66	9.41	21.78	43.66	9.41	21.84	43.72	9.47	21.73	43.60	9.35	21.69	43.56	9.31
abr-38	21.72	43.62	9.34	21.70	43.60	9.31	21.86	43.76	9.48	21.86	43.76	9.48	21.92	43.82	9.54	21.80	43.70	9.42	21.76	43.66	9.37
may-38	21.73	43.65	9.34	21.71	43.63	9.31	21.87	43.79	9.48	21.87	43.79	9.48	21.93	43.85	9.54	21.81	43.73	9.42	21.77	43.69	9.37
jun-38	21.74	43.68	9.34	21.72	43.66	9.31	21.89	43.82	9.48	21.89	43.82	9.48	21.94	43.88	9.54	21.83	43.76	9.42	21.78	43.72	9.38
jul-38	21.76	43.71	9.34	21.73	43.69	9.31	21.90	43.85	9.48	21.90	43.85	9.48	21.95	43.91	9.53	21.84	43.79	9.42	21.79	43.75	9.37
ago-38	21.78	43.76	9.35	21.76	43.73	9.32	21.92	43.90	9.49	21.92	43.90	9.49	21.98	43.96	9.55	21.86	43.84	9.43	21.82	43.80	9.39
sep-38	21.80	43.80	9.36	21.77	43.77	9.33	21.94	43.94	9.50	21.94	43.94	9.50	22.00	43.99	9.55	21.88	43.88	9.44	21.84	43.83	9.39
oct-38	21.73	43.75	9.27	21.71	43.72	9.25	21.86	43.88	9.41	21.86	43.88	9.41	21.92	43.93	9.46	21.80	43.82	9.35	21.77	43.78	9.31
nov-38	21.75	43.78	9.28	21.72	43.76	9.26	21.88	43.91	9.41	21.88	43.91	9.41	21.93	43.97	9.47	21.82	43.86	9.36	21.78	43.82	9.32
dic-38	21.76	43.82	9.28	21.74	43.79	9.26	21.89	43.95	9.41	21.89	43.95	9.41	21.94	44.00	9.47	21.83	43.89	9.36	21.80	43.85	9.32
ene-39	21.76	43.49	9.33	21.74	43.47	9.31	21.89	43.62	9.46	21.89	43.62	9.46	21.95	43.68	9.51	21.84	43.57	9.40	21.80	43.53	9.36
feb-39	21.78	43.54	9.33	21.76	43.52	9.30	21.91	43.66	9.45	21.91	43.66	9.45	21.96	43.72	9.51	21.85	43.61	9.40	21.81	43.57	9.36
mar-39	21.80	43.59	9.33	21.78	43.57	9.31	21.93	43.71	9.46	21.93	43.71	9.46	21.98	43.77	9.51	21.87	43.66	9.40	21.84	43.62	9.37
abr-39	21.88	43.70	9.39	21.86	43.67	9.37	22.01	43.83	9.53	22.01	43.83	9.53	22.07	43.88	9.58	21.96	43.77	9.47	21.92	43.73	9.43
may-39	21.90	43.75	9.40	21.88	43.72	9.38	22.03	43.88	9.53	22.03	43.88	9.53	22.09	43.93	9.59	21.98	43.82	9.48	21.94	43.78	9.44
jun-39	21.92	43.80	9.40	21.90	43.77	9.38	22.05	43.93	9.53	22.05	43.93	9.53	22.11	43.98	9.59	22.00	43.87	9.48	21.96	43.83	9.44
jul-39	21.94	43.84	9.41	21.92	43.82	9.39	22.07	43.98	9.54	22.07	43.98	9.54	22.13	44.03	9.59	22.02	43.92	9.48	21.98	43.88	9.44
ago-39	21.97	43.91	9.42	21.95	43.88	9.40	22.11	44.04	9.55	22.11	44.04	9.55	22.16	44.09	9.61	22.05	43.98	9.50	22.01	43.94	9.46
sep-39	22.00	43.96	9.43	21.98	43.94	9.41	22.13	44.09	9.56	22.13	44.09	9.56	22.19	44.15	9.62	22.08	44.04	9.51	22.04	44.00	9.47
oct-39	21.95	43.94	9.36	21.93	43.92	9.34	22.07	44.06	9.48	22.07	44.06	9.48	22.12	44.11	9.54	22.02	44.01	9.43	21.98	43.97	9.40
nov-39	21.97	43.99	9.37	21.95	43.97	9.35	22.10	44.12	9.49	22.10	44.12	9.49	22.15	44.17	9.55	22.04	44.06	9.44	22.01	44.03	9.41
dic-39	22.00	44.04	9.38	21.98	44.02	9.36	22.12	44.17	9.50	22.12	44.17	9.50	22.17	44.22	9.55	22.07	44.12	9.45	22.03	44.08	9.41
ene-40	22.01	44.27	9.41	21.99	44.25	9.39	22.13	44.39	9.53	22.13	44.39	9.53	22.18	44.44	9.59	22.08	44.34	9.48	22.05	44.30	9.45
feb-40	22.01	44.29	9.41	22.00	44.27	9.39	22.13	44.41	9.53	22.13	44.41	9.53	22.19	44.46	9.58	22.08	44.36	9.48	22.05	44.32	9.44
mar-40	22.03	44.32	9.41	22.01	44.30	9.39	22.14	44.44	9.53	22.14	44.44	9.53	22.19	44.49	9.58	22.09	44.39	9.48	22.06	44.35	9.44
abr-40	22.09	44.40	9.46	22.07	44.38	9.44	22.21	44.52	9.59	22.21	44.52	9.59	22.27	44.58	9.64	22.16	44.47	9.54	22.12	44.43	9.50

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoflores			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termocandelaria			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termosierra			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termoemcali			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termovalle			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 Termodorada			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic 2016 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	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo	Precio Referencia	Precio Alto	Precio Bajo
may-40	22.10	44.42	9.46	22.08	44.40	9.44	22.22	44.55	9.59	22.22	44.55	9.59	22.28	44.60	9.64	22.17	44.50	9.53	22.13	44.46	9.50
jun-40	22.11	44.45	9.46	22.09	44.43	9.44	22.23	44.57	9.59	22.23	44.57	9.59	22.28	44.63	9.64	22.18	44.52	9.53	22.14	44.49	9.50
jul-40	22.12	44.48	9.46	22.10	44.46	9.44	22.24	44.60	9.59	22.24	44.60	9.59	22.29	44.65	9.64	22.19	44.55	9.53	22.15	44.51	9.50
ago-40	22.14	44.51	9.47	22.12	44.49	9.45	22.26	44.64	9.60	22.26	44.64	9.60	22.31	44.69	9.65	22.21	44.58	9.54	22.17	44.55	9.51
sep-40	22.15	44.55	9.48	22.13	44.53	9.46	22.28	44.67	9.60	22.28	44.67	9.60	22.33	44.72	9.65	22.23	44.62	9.55	22.19	44.58	9.51
oct-40	22.09	44.50	9.41	22.07	44.48	9.39	22.21	44.62	9.52	22.21	44.62	9.52	22.26	44.67	9.57	22.16	44.57	9.48	22.13	44.53	9.44
nov-40	22.11	44.53	9.41	22.09	44.51	9.40	22.22	44.65	9.53	22.22	44.65	9.53	22.27	44.70	9.58	22.17	44.60	9.48	22.14	44.57	9.45
dic-40	22.12	44.56	9.42	22.10	44.54	9.40	22.23	44.68	9.53	22.23	44.68	9.53	22.28	44.72	9.58	22.18	44.63	9.48	22.15	44.59	9.45

E. ANEXOS CARBÓN

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-16	1,81	1,81	1,81	3,47	3,47	3,47	1,38	1,38	1,38	1,37	1,37	1,37	1,70	1,70	1,37
jun-16	1,67	1,67	1,67	2,92	2,92	2,92	1,27	1,27	1,27	1,26	1,26	1,26	1,56	1,56	1,26
jul-16	1,67	1,67	1,67	3,19	3,19	3,19	1,35	1,35	1,35	1,28	1,28	1,28	1,54	1,54	1,28
ago-16	1,67	1,67	1,67	3,19	3,19	3,19	1,32	1,32	1,32	1,29	1,29	1,29	1,58	1,58	1,29
sep-16	1,67	1,67	1,67	3,18	3,18	3,18	1,40	1,40	1,40	1,38	1,38	1,38	1,67	1,67	1,38
oct-16	1,67	1,67	1,67	3,18	3,18	3,18	1,47	1,47	1,47	1,44	1,44	1,44	1,77	1,77	1,44
nov-16	1,67	1,67	1,67	3,18	3,18	3,18	1,48	1,48	1,48	1,44	1,44	1,44	1,79	1,79	1,44
dic-16	1,67	1,67	1,67	3,18	3,18	3,18	1,47	1,47	1,47	1,46	1,46	1,46	1,81	1,81	1,46
ene-17	1,66	1,66	1,66	3,16	3,16	3,16	1,47	1,47	1,47	1,45	1,45	1,45	1,80	1,80	1,45
feb-17	1,65	1,65	1,65	3,15	3,15	3,15	1,46	1,46	1,46	1,45	1,45	1,45	1,79	1,79	1,45
mar-17	1,65	1,65	1,65	3,15	3,15	3,15	1,46	1,46	1,46	1,45	1,45	1,45	1,79	1,79	1,45
abr-17	1,65	1,65	1,65	3,15	3,15	3,15	1,46	1,46	1,46	1,45	1,45	1,45	1,79	1,79	1,45
may-17	1,69	1,76	1,41	3,23	3,35	2,70	1,50	1,55	1,25	1,48	1,54	1,24	1,84	1,91	1,24
jun-17	1,69	1,76	1,41	3,23	3,35	2,70	1,50	1,55	1,25	1,49	1,54	1,24	1,84	1,91	1,24
jul-17	1,71	1,77	1,43	3,26	3,38	2,72	1,51	1,57	1,26	1,50	1,55	1,25	1,85	1,92	1,25
ago-17	1,71	1,77	1,43	3,26	3,38	2,72	1,51	1,57	1,26	1,50	1,55	1,25	1,85	1,92	1,25
sep-17	1,68	1,74	1,40	3,21	3,33	2,68	1,49	1,54	1,24	1,47	1,53	1,23	1,82	1,89	1,23
oct-17	1,68	1,75	1,40	3,21	3,33	2,68	1,49	1,54	1,24	1,48	1,53	1,23	1,83	1,90	1,23
nov-17	1,68	1,75	1,41	3,22	3,34	2,68	1,49	1,55	1,24	1,48	1,53	1,23	1,83	1,90	1,23
dic-17	1,69	1,75	1,41	3,22	3,34	2,69	1,49	1,55	1,25	1,48	1,54	1,24	1,83	1,90	1,24
ene-18	1,69	1,77	1,41	3,22	3,38	2,69	1,49	1,56	1,25	1,48	1,55	1,24	1,83	1,92	1,24
feb-18	1,69	1,77	1,41	3,22	3,38	2,69	1,49	1,57	1,25	1,48	1,55	1,24	1,83	1,92	1,24
mar-18	1,69	1,77	1,41	3,23	3,38	2,69	1,50	1,57	1,25	1,48	1,55	1,24	1,84	1,92	1,24
abr-18	1,69	1,77	1,41	3,23	3,38	2,70	1,50	1,57	1,25	1,48	1,56	1,24	1,84	1,93	1,24
may-18	1,69	1,77	1,41	3,23	3,39	2,70	1,50	1,57	1,25	1,48	1,56	1,24	1,84	1,93	1,24
jun-18	1,69	1,78	1,41	3,23	3,39	2,70	1,50	1,57	1,25	1,49	1,56	1,24	1,84	1,93	1,24
jul-18	1,69	1,78	1,42	3,23	3,39	2,70	1,50	1,57	1,25	1,49	1,56	1,24	1,84	1,93	1,24
ago-18	1,70	1,78	1,42	3,24	3,39	2,70	1,50	1,57	1,25	1,49	1,56	1,24	1,84	1,93	1,24
sep-18	1,70	1,78	1,42	3,24	3,39	2,70	1,50	1,57	1,25	1,49	1,56	1,24	1,84	1,93	1,24
oct-18	1,70	1,78	1,42	3,24	3,40	2,71	1,50	1,57	1,25	1,49	1,56	1,24	1,84	1,93	1,24
nov-18	1,70	1,78	1,42	3,24	3,40	2,71	1,50	1,57	1,25	1,49	1,56	1,24	1,85	1,93	1,24
dic-18	1,70	1,78	1,42	3,25	3,40	2,71	1,50	1,58	1,26	1,49	1,56	1,25	1,85	1,94	1,25
ene-19	1,70	1,81	1,25	3,25	3,45	2,38	1,50	1,60	1,10	1,49	1,59	1,09	1,85	1,96	1,09
feb-19	1,70	1,81	1,25	3,25	3,45	2,38	1,51	1,60	1,10	1,49	1,59	1,09	1,85	1,96	1,09
mar-19	1,70	1,81	1,25	3,25	3,45	2,38	1,51	1,60	1,10	1,49	1,59	1,09	1,85	1,97	1,09
abr-19	1,71	1,81	1,25	3,25	3,46	2,38	1,51	1,60	1,10	1,50	1,59	1,10	1,85	1,97	1,10

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-19	1,71	1,81	1,25	3,26	3,46	2,38	1,51	1,60	1,10	1,50	1,59	1,10	1,85	1,97	1,10
jun-19	1,71	1,81	1,25	3,26	3,46	2,39	1,51	1,60	1,11	1,50	1,59	1,10	1,85	1,97	1,10
jul-19	1,71	1,82	1,25	3,26	3,46	2,39	1,51	1,61	1,11	1,50	1,59	1,10	1,86	1,97	1,10
ago-19	1,71	1,82	1,25	3,26	3,47	2,39	1,51	1,61	1,11	1,50	1,59	1,10	1,86	1,97	1,10
sep-19	1,71	1,82	1,25	3,27	3,47	2,39	1,51	1,61	1,11	1,50	1,59	1,10	1,86	1,97	1,10
oct-19	1,71	1,82	1,25	3,27	3,47	2,39	1,51	1,61	1,11	1,50	1,60	1,10	1,86	1,98	1,10
nov-19	1,71	1,82	1,25	3,27	3,47	2,39	1,52	1,61	1,11	1,50	1,60	1,10	1,86	1,98	1,10
dic-19	1,72	1,82	1,26	3,27	3,48	2,40	1,52	1,61	1,11	1,50	1,60	1,10	1,86	1,98	1,10
ene-20	1,72	1,84	1,12	3,27	3,52	2,13	1,52	1,63	0,99	1,50	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
feb-20	1,72	1,84	1,12	3,27	3,52	2,13	1,52	1,63	0,99	1,50	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
mar-20	1,72	1,84	1,12	3,27	3,52	2,13	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
abr-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,13	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
may-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,13	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
jun-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,13	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
jul-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,13	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
ago-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,14	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,86	2,00	0,98
sep-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,14	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,87	2,00	0,98
oct-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,14	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,87	2,00	0,98
nov-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,14	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,87	2,00	0,98
dic-20	1,72	1,84	1,12	3,28	3,52	2,14	1,52	1,63	0,99	1,51	1,62	0,98	1,87	2,00	0,98
ene-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,12	1,52	1,64	0,98	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
feb-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,12	1,52	1,64	0,98	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
mar-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,12	1,52	1,64	0,98	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
abr-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,12	1,52	1,64	0,98	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
may-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,13	1,52	1,64	0,98	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
jun-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,13	1,52	1,64	0,99	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
jul-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,13	1,52	1,65	0,99	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
ago-21	1,72	1,86	1,11	3,28	3,55	2,13	1,52	1,65	0,99	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
sep-21	1,72	1,86	1,11	3,29	3,55	2,13	1,52	1,65	0,99	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
oct-21	1,72	1,86	1,11	3,29	3,55	2,13	1,52	1,65	0,99	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
nov-21	1,72	1,86	1,12	3,29	3,55	2,13	1,52	1,65	0,99	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
dic-21	1,72	1,86	1,12	3,29	3,55	2,13	1,52	1,65	0,99	1,51	1,63	0,98	1,87	2,02	0,98
ene-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,08	1,52	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
feb-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,08	1,52	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
mar-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,08	1,52	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
abr-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,52	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,52	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
jun-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,52	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
jul-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,53	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
ago-22	1,72	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,53	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
sep-22	1,73	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,53	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
oct-22	1,73	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,53	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
nov-22	1,73	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,53	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
dic-22	1,73	1,87	1,09	3,29	3,57	2,09	1,53	1,65	0,97	1,51	1,64	0,96	1,87	2,03	0,96
ene-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
feb-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
mar-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
abr-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
may-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
jun-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
jul-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
ago-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
sep-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
oct-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
nov-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
dic-23	1,73	1,88	1,04	3,29	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,65	0,91	1,87	2,04	0,91
ene-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,89	1,87	2,03	0,89
feb-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,89	1,87	2,03	0,89
mar-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,89	1,87	2,03	0,89
abr-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
may-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
jun-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
jul-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
ago-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
sep-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
oct-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
nov-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
dic-24	1,73	1,87	1,02	3,29	3,57	1,95	1,53	1,65	0,90	1,51	1,64	0,90	1,87	2,03	0,90
ene-25	1,73	1,87	1,04	3,29	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,87	2,03	0,91
feb-25	1,73	1,87	1,04	3,29	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,87	2,03	0,91
mar-25	1,73	1,87	1,04	3,29	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,87	2,03	0,91
abr-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
jun-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
jul-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
ago-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
sep-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
oct-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,51	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
nov-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,57	1,98	1,53	1,66	0,92	1,52	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
dic-25	1,73	1,87	1,04	3,30	3,58	1,98	1,53	1,66	0,92	1,52	1,64	0,91	1,88	2,03	0,91
ene-26	1,73	1,88	1,10	3,30	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,65	0,97	1,88	2,04	0,97
feb-26	1,73	1,88	1,10	3,30	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,65	0,97	1,88	2,04	0,97
mar-26	1,73	1,88	1,10	3,30	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,65	0,97	1,88	2,04	0,97
abr-26	1,73	1,88	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,65	0,97	1,87	2,04	0,97
may-26	1,73	1,88	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,65	0,97	1,87	2,04	0,97
jun-26	1,73	1,88	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,65	0,97	1,87	2,04	0,97
jul-26	1,73	1,88	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,65	0,97	1,87	2,04	0,97
ago-26	1,73	1,88	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,64	0,97	1,87	2,04	0,97
sep-26	1,73	1,87	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,64	0,97	1,87	2,04	0,97
oct-26	1,72	1,87	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,64	0,97	1,87	2,04	0,97
nov-26	1,72	1,87	1,10	3,29	3,58	2,10	1,53	1,66	0,97	1,51	1,64	0,97	1,87	2,04	0,97
dic-26	1,72	1,87	1,10	3,29	3,58	2,10	1,52	1,66	0,97	1,51	1,64	0,97	1,87	2,04	0,97
ene-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
feb-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
mar-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
abr-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
may-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
jun-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
jul-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
ago-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,59	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
sep-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,58	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
oct-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,58	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
nov-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,58	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
dic-27	1,72	1,88	1,13	3,29	3,58	2,16	1,52	1,66	1,00	1,51	1,65	0,99	1,87	2,04	0,99
ene-28	1,72	1,88	1,17	3,29	3,58	2,23	1,52	1,66	1,03	1,51	1,65	1,02	1,87	2,04	1,02
feb-28	1,72	1,88	1,17	3,29	3,58	2,23	1,52	1,66	1,03	1,51	1,65	1,02	1,87	2,04	1,02
mar-28	1,72	1,88	1,17	3,29	3,58	2,23	1,52	1,66	1,03	1,51	1,65	1,02	1,87	2,04	1,02
abr-28	1,72	1,88	1,17	3,29	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,65	1,02	1,87	2,04	1,02

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-28	1,72	1,88	1,17	3,29	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,65	1,02	1,87	2,04	1,02
jun-28	1,72	1,88	1,17	3,29	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,65	1,02	1,87	2,04	1,02
jul-28	1,72	1,88	1,17	3,29	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,65	1,02	1,87	2,04	1,02
ago-28	1,72	1,88	1,17	3,28	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,64	1,02	1,87	2,04	1,02
sep-28	1,72	1,88	1,17	3,28	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,64	1,02	1,87	2,04	1,02
oct-28	1,72	1,87	1,16	3,28	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,64	1,02	1,87	2,04	1,02
nov-28	1,72	1,87	1,16	3,28	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,64	1,02	1,87	2,04	1,02
dic-28	1,72	1,87	1,16	3,28	3,58	2,22	1,52	1,66	1,03	1,51	1,64	1,02	1,87	2,04	1,02
ene-29	1,72	1,87	1,18	3,28	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
feb-29	1,72	1,87	1,18	3,28	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
mar-29	1,72	1,87	1,18	3,28	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
abr-29	1,72	1,87	1,18	3,28	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
may-29	1,72	1,87	1,18	3,28	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
jun-29	1,72	1,87	1,18	3,29	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
jul-29	1,72	1,87	1,18	3,29	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
ago-29	1,72	1,87	1,18	3,29	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
sep-29	1,72	1,87	1,18	3,29	3,57	2,25	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
oct-29	1,72	1,87	1,18	3,29	3,57	2,26	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
nov-29	1,72	1,87	1,18	3,29	3,57	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
dic-29	1,72	1,87	1,18	3,29	3,57	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
ene-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,28	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
feb-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,28	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
mar-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,28	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
abr-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,28	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
may-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,28	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
jun-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,27	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
jul-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,27	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
ago-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,27	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
sep-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,27	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
oct-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,27	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
nov-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,27	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
dic-30	1,72	1,87	1,19	3,29	3,57	2,27	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
ene-31	1,72	1,87	1,20	3,29	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
feb-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
mar-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
abr-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
jun-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
jul-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
ago-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
sep-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
oct-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,57	2,29	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
nov-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,56	2,28	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
dic-31	1,72	1,87	1,20	3,28	3,56	2,28	1,52	1,65	1,06	1,51	1,64	1,05	1,87	2,03	1,05
ene-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
feb-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
mar-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
abr-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
may-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
jun-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
jul-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
ago-32	1,72	1,87	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
sep-32	1,72	1,86	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
oct-32	1,72	1,86	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,03	1,04
nov-32	1,72	1,86	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,87	2,02	1,04
dic-32	1,72	1,86	1,18	3,28	3,56	2,26	1,52	1,65	1,05	1,51	1,64	1,04	1,86	2,02	1,04
ene-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
feb-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
mar-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
abr-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,04	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
may-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
jun-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
jul-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
ago-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
sep-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
oct-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
nov-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
dic-33	1,72	1,87	1,17	3,28	3,56	2,23	1,52	1,65	1,03	1,51	1,64	1,03	1,86	2,03	1,03
ene-34	1,72	1,87	1,13	3,28	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,51	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
feb-34	1,72	1,87	1,13	3,28	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,51	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
mar-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,51	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
abr-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,51	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
jun-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
jul-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
ago-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
sep-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
oct-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
nov-34	1,72	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
dic-34	1,71	1,87	1,13	3,27	3,56	2,16	1,52	1,65	1,00	1,50	1,64	0,99	1,86	2,03	0,99
ene-35	1,72	1,87	1,07	3,27	3,57	2,04	1,52	1,65	0,95	1,50	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
feb-35	1,72	1,87	1,07	3,27	3,57	2,04	1,52	1,65	0,95	1,50	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
mar-35	1,72	1,87	1,07	3,27	3,57	2,04	1,52	1,65	0,95	1,50	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
abr-35	1,72	1,87	1,07	3,27	3,57	2,04	1,52	1,65	0,95	1,50	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
may-35	1,72	1,87	1,07	3,27	3,57	2,04	1,52	1,65	0,95	1,51	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
jun-35	1,72	1,87	1,07	3,28	3,57	2,04	1,52	1,66	0,95	1,51	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
jul-35	1,72	1,87	1,07	3,28	3,57	2,04	1,52	1,66	0,95	1,51	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
ago-35	1,72	1,87	1,07	3,28	3,57	2,04	1,52	1,66	0,95	1,51	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
sep-35	1,72	1,87	1,07	3,28	3,57	2,04	1,52	1,66	0,95	1,51	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
oct-35	1,72	1,87	1,07	3,28	3,57	2,04	1,52	1,66	0,95	1,51	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
nov-35	1,72	1,87	1,07	3,28	3,57	2,04	1,52	1,66	0,95	1,51	1,64	0,94	1,86	2,03	0,94
dic-35	1,72	1,87	1,07	3,28	3,57	2,04	1,52	1,66	0,95	1,51	1,64	0,94	1,87	2,03	0,94
ene-36	1,72	1,88	1,01	3,28	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,51	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
feb-36	1,72	1,88	1,01	3,28	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,51	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
mar-36	1,72	1,88	1,01	3,28	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,51	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
abr-36	1,72	1,88	1,01	3,28	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,51	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
may-36	1,72	1,88	1,01	3,28	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,51	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
jun-36	1,72	1,88	1,01	3,28	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,51	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
jul-36	1,72	1,88	1,01	3,27	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,51	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
ago-36	1,72	1,88	1,01	3,27	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,50	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
sep-36	1,72	1,88	1,01	3,27	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,50	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
oct-36	1,72	1,88	1,01	3,27	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,50	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
nov-36	1,72	1,88	1,01	3,27	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,50	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
dic-36	1,71	1,88	1,00	3,27	3,59	1,92	1,52	1,66	0,89	1,50	1,65	0,88	1,86	2,04	0,88
ene-37	1,71	1,89	0,97	3,27	3,61	1,85	1,52	1,67	0,86	1,50	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
feb-37	1,72	1,89	0,97	3,27	3,61	1,85	1,52	1,67	0,86	1,50	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
mar-37	1,72	1,89	0,97	3,27	3,61	1,85	1,52	1,67	0,86	1,50	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
abr-37	1,72	1,89	0,97	3,27	3,61	1,85	1,52	1,67	0,86	1,50	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termogujaira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 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
may-37	1,72	1,89	0,97	3,27	3,61	1,85	1,52	1,67	0,86	1,50	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
jun-37	1,72	1,89	0,97	3,27	3,61	1,85	1,52	1,67	0,86	1,50	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
jul-37	1,72	1,89	0,97	3,27	3,62	1,85	1,52	1,68	0,86	1,51	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
ago-37	1,72	1,89	0,97	3,27	3,62	1,85	1,52	1,68	0,86	1,51	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
sep-37	1,72	1,89	0,97	3,28	3,62	1,85	1,52	1,68	0,86	1,51	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
oct-37	1,72	1,89	0,97	3,28	3,62	1,85	1,52	1,68	0,86	1,51	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
nov-37	1,72	1,89	0,97	3,28	3,62	1,85	1,52	1,68	0,86	1,51	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
dic-37	1,72	1,90	0,97	3,28	3,62	1,85	1,52	1,68	0,86	1,51	1,66	0,85	1,86	2,06	0,85
ene-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,63	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,86	2,07	0,82
feb-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,63	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,86	2,07	0,82
mar-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,63	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
abr-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,63	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
may-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,63	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
jun-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,63	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
jul-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,63	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
ago-38	1,72	1,90	0,94	3,28	3,64	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
sep-38	1,72	1,91	0,94	3,28	3,64	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
oct-38	1,72	1,91	0,94	3,28	3,64	1,79	1,52	1,68	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
nov-38	1,72	1,91	0,94	3,28	3,64	1,79	1,52	1,69	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
dic-38	1,72	1,91	0,94	3,28	3,64	1,79	1,52	1,69	0,83	1,51	1,67	0,82	1,87	2,07	0,82
ene-39	1,72	1,91	0,89	3,28	3,65	1,69	1,52	1,69	0,78	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
feb-39	1,72	1,91	0,89	3,28	3,65	1,69	1,52	1,69	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
mar-39	1,72	1,91	0,89	3,29	3,65	1,70	1,52	1,69	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
abr-39	1,72	1,91	0,89	3,29	3,65	1,70	1,52	1,69	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
may-39	1,72	1,91	0,89	3,29	3,65	1,70	1,52	1,69	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
jun-39	1,72	1,92	0,89	3,29	3,66	1,70	1,52	1,69	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
jul-39	1,72	1,92	0,89	3,29	3,66	1,70	1,52	1,69	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
ago-39	1,72	1,92	0,89	3,29	3,66	1,70	1,53	1,70	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
sep-39	1,73	1,92	0,89	3,29	3,66	1,70	1,53	1,70	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
oct-39	1,73	1,92	0,89	3,29	3,66	1,70	1,53	1,70	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
nov-39	1,73	1,92	0,89	3,29	3,66	1,70	1,53	1,70	0,79	1,51	1,68	0,78	1,87	2,08	0,78
dic-39	1,73	1,92	0,89	3,30	3,66	1,70	1,53	1,70	0,79	1,51	1,68	0,78	1,88	2,08	0,78
ene-40	1,73	1,93	0,86	3,30	3,67	1,65	1,53	1,70	0,76	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76
feb-40	1,73	1,93	0,86	3,30	3,68	1,65	1,53	1,70	0,76	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76
mar-40	1,73	1,93	0,86	3,30	3,68	1,65	1,53	1,70	0,76	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76
abr-40	1,73	1,93	0,86	3,30	3,68	1,65	1,53	1,70	0,76	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76

Fecha	Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termoguajira			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 San Jorge			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termopaipa			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Termotasajero			Precio en planta de generación US\$/MBTU Dic. 2016 Terrozipa		
	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
may-40	1,73	1,93	0,87	3,30	3,68	1,65	1,53	1,70	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76
jun-40	1,73	1,93	0,87	3,30	3,68	1,65	1,53	1,70	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76
jul-40	1,73	1,93	0,87	3,30	3,68	1,65	1,53	1,71	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76
ago-40	1,73	1,93	0,87	3,30	3,68	1,65	1,53	1,71	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,09	0,76
sep-40	1,73	1,93	0,87	3,30	3,68	1,65	1,53	1,71	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,10	0,76
oct-40	1,73	1,93	0,87	3,30	3,68	1,65	1,53	1,71	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,10	0,76
nov-40	1,73	1,93	0,87	3,30	3,68	1,65	1,53	1,71	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,10	0,76
dic-40	1,73	1,93	0,87	3,31	3,68	1,65	1,53	1,71	0,77	1,52	1,69	0,76	1,88	2,10	0,76