

Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica julio de 2023 diciembre 2050

Subdirección de Hidrocarburos

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Bogotá D.C. - Colombia, noviembre de 2023

Ministro de Minas y Energía

Andrés Camacho Morales

Director General UPME

Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirector de Hidrocarburos

Mauricio Andrés Palma Orozco

Colaboradores UPME

Beatriz Herrera Jaime

Paula Lucía Sánchez García

Tabla de Contenido

1. Resumen Ejecutivo	5
2. Introducción.....	9
3. Antecedentes	12
4. Sector Eléctrico Colombiano	13
4.1 Parque térmico	15
4.2 Generación de electricidad	17
5. Evolución de los precios del petróleo	20
5.1 Escenario macroeconómico mundial	22
5.2 Escenarios de precio de petróleo	24
5.3 Metodología de estimación.....	26
6. Resultados	28
6.1 Diésel	28
6.2 Jet-A1	34
6.3 Fuel Oil.....	38
6.4 Gasolina	41
6.5 Gas Natural	46
6.6 Carbón	55
6.7 GLP	59
7. Anexo.....	64
8. Bibliografía	66

Índice de Gráficas

Gráfica No. 1 Capacidad instalada de generación en el sistema interconectado nacional.....	14
Gráfica No. 2 Generación de electricidad SIN	18
Gráfica No. 3 . Evolución de la generación térmica	19
Gráfica No. 4 . Evolución del precio de bolsa y escasez.....	20
Gráfica No. 5 Comportamiento de los Precios de WTI y Brent	21
Gráfica No. 6 Aporte regional al PIB global	23
Gráfica No. 7 Escenarios de precios del crudo Brent	27
Gráfica No. 8 Índice diésel USGC Vs Ingreso al productor colombiano.....	31
Gráfica No. 9 Escenarios de estimación del ingreso al productor fuente nacional e importada	33
Gráfica No. 10 Estimación del precio de referencia del diésel para plantas de generación	34
Gráfica No. 11 Comparación IP Jet-A1 y precio en el golfo de México.....	36
Gráfica No. 12 Escenarios de estimación del ingreso al productor Jet-A1 nacional.....	37
Gráfica No. 13 Estimación del precio de Jet-A1 en planta de generación.....	38
Gráfica No. 14 Comparación IP fuel oil nacional y precio en el golfo de México.....	39
Gráfica No. 15 Escenarios de estimación del ingreso al productor fuel oil nacional.....	40
Gráfica No. 16 Estimación del precio de fuel oil en planta de generación.....	41
Gráfica No. 17 Comparación IP gasolina nacional y precio en el golfo de México	43
Gráfica No. 18 Estimación del ingreso al productor de gasolina nacional e importada	45
Gráfica No. 19 Estimación del precio en estación de servicio Bogotá.....	46
Gráfica No. 20 Evolución de precios del mercado de GNL	47
Gráfica No. 21 Evolución de los precios colombianos de gas natural en la fuente.....	50
Gráfica No. 22 Estimación del precio de gas natural -escenario de referencia	53
Gráfica No. 23 Estimación del precio del gas natural en central de generación en la Costa Norte escenario de referencia	54
Gráfica No. 24 Estimación del precio del gas natural en central de generación del Interior País - escenario de referencia	54
Gráfica No. 25 Estimación del precio del gas natural en central de generación del Sur Occidente - escenario de referencia.....	55
Gráfica No. 26 Precios de carbón colombiano y FOB de exportación Puerto Bolívar	56
Gráfica No. 27 Estimación del ingreso al productor de carbón para generación de electricidad	58
Gráfica No. 28 Estimación del ingreso al productor de carbón	59
Gráfica No. 29 Ingreso a productor colombiano de GLP e índice Mont Belvieu.....	61

Gráfica No. 30 Estimación del ingreso al productor nacional de GLP – escenario de referencia 62

Gráfica No. 31. Estimación del precio de GLP importado – escenario de referencia 62

Índice de Tablas

Tabla No. 1 Unidades de generación térmica del SIN.....	16
Tabla No. 2 Componentes del precio en planta de generación.....	30

Siglas

AIE:	Agencia Internacional de Energía
AEO:	Perspectiva Energética Anual (Annual Energy Outlook,
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
DOE:	Departamento de Energía de Estados Unidos
EIA:	Administración de información de Energía de Estados Unidos
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GNL:	Gas Natural Licuado
HH:	Henry Hub
IP:	Ingreso al productor
JKM:	Japan Korean Marker
MME:	Ministerio de Minas y Energía
ONU:	Organización de las Naciones Unidas
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PIB:	Producto Interno Bruto
STEO:	Perspectivas energéticas a corto plazo (Short Term Energy Outlook,
WTI:	West Texas Intermediate

1. Resumen Ejecutivo

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha elaborado este documento que tiene como objetivo poner a disposición de los diferentes grupos de interés la estimación en el corto, mediano y largo plazo de los precios de las fuentes energéticas utilizadas para la generación de electricidad y otros usos finales. Los precios acá presentados, se calculan en función de diversas variables que afectan directamente el resultado final, entre las que se encuentran las expectativas del mercado, la oferta y demanda, cambios tecnológicos, ciclos económicos, así como, la normatividad y regulación vigente de carácter nacional para cada uno de los energéticos analizados, entre otros.

Los cálculos antes mencionados se realizaron con base en la disponibilidad de pronósticos de precios del petróleo, de derivados, gas natural y carbón, de diversas fuentes de información. A partir de estos datos, se realizan análisis de corto, mediano y largo plazo para definir los mejores drivers disponibles que permitan la estimación de los precios de las fuentes nacionales, contenidas en el ejercicio acá realizado.

Ahora bien, después de evaluadas las diferentes fuentes de información, se decidió tomar la información de los precios del crudo Brent como indexador para la construcción de los precios de los distintos energéticos, no solo por menores diferencias entre niveles de proyecciones frente a WTI, sino porque es la referencia para la determinación del precio del crudo colombiano. Por otra parte, para identificar las tendencias de los precios internacionales de los productos derivados se empleó como driver la información particular de cada energético procedente de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2023 y de STEO de junio de 2023 del DOE-EIA, por la correlación presentada entre los indicadores nacionales e internacionales, máxime que la normatividad colombiana define como referencia de los precios internos, el equivalente en la Costa del Golfo de México.

Con base en lo anterior, se presentan de manera general los resultados obtenidos por cada uno de los energéticos objetos de análisis.

Diésel:

Para realizar la estimación del precio de diésel en el corto plazo, se utilizó como driver la información del documento STEO de junio de 2023, en el cual se evidencia una disminución del 8% entre junio del presente año y diciembre de 2024, pasando de US\$3,3/galón a US\$2,7/galón. Para el largo plazo se consideró la relación existente entre los precios del combustible y los precios de Brent pronosticado por la Wood Mackenzie.

Ahora bien, teniendo en cuenta la divergencia del IP nacional y del índice en la Costa del Golfo, se realizaron dos tipos de cálculos: Por un lado, se determinó el IP nacional en estación de servicio (Bogotá), el cual se estimó tomando la información de precio nacional indexada con las tasas de crecimiento de los pronósticos de corto plazo del AEO para diésel y Brent del escenario de referencia para largo plazo; Por otro lado, se determinó el precio del IP como producto importado, indexando los precios de corto plazo de diésel y para largo plazo del Brent. Lo anterior debido a que la oferta nacional de diésel es insuficiente para atender la demanda y cualquier carga adicional de demanda requiere de producto importado.

Los resultados muestran diferencias significativas en el pronóstico de IP, pues para producto comercializado en estación de servicio el escenario de referencia disminuye hasta los US\$6.3/MBTU en diciembre del 2024 en términos constantes de 2022, mientras que, para el largo plazo la tasa promedio anual disminuye 0,02%, finalizando en 2050 en US\$6.1/MBTU de 2022. En el caso del diésel importado, el ingreso al productor en el corto plazo aumentaría un 11.2%, en tanto en el largo plazo se espera una reducción del 19% en todo el horizonte de estudio.

Jet-A1:

La estimación del componente IP comprendió en primera instancia la selección de un driver, para realizar un análisis comparativo de los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, concluyendo que existe una correlación entre los precios internos y los precios internacionales. Para determinar el precio en el escenario de referencia, se utilizaron las tasas de crecimiento de corto plazo del Jet Fuel generadas por el STEO de junio de 2023, y las tasas del Brent pronosticado por la Wood Mackenzie para largo plazo, manteniendo los supuestos de precios, demanda y crecimiento económico.

El escenario de referencia advierte un aumento del IP nacional de 5,4% en el corto plazo en diciembre de 2024, mientras que en el largo plazo presenta un crecimiento negativo del 26,7% equivalente a una tasa media anual de -0,1%, entre el 2023 y 2050. Paralelamente, el escenario alto muestra una caída del 20,1% entre junio de 2023 y diciembre de 2050, entre tanto el escenario bajo la reducción es de US\$2,9/MBTU.

Fuel Oil

En primera instancia, se realizó un análisis comparativo entre los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, para esto se utilizó como driver el índice Platt's Residual Fuel No 6 US Gulf Coast con 1.0 % y 3.0 % de azufre, evidenciando en términos generales una alta correlación, con un rezago entre las dos series cercano al mes.

Para efectos de la proyección del IP colombiano se utilizó como driver el "Residual Fuel-Refined Petroleum Product" y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2023 del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Para el escenario de referencia se identifica una fluctuación entre US\$9,2/MBTU y US\$ 9,7/MBTU en el corto plazo, en tanto el largo plazo varía entre US\$ 9,6/MBTU y US\$ 7,1/MBTU.

En el escenario alto el valor del IP nacional varía entre US\$17,6/MBTU en el 2025 a US\$13,3/MBTU en diciembre de 2050, mientras que el escenario bajo oscila entre US\$9,1/MBTU y US\$4/MBTU.

Gasolina

El cálculo del ingreso al productor se basa en la aplicación de las tendencias de los precios internacionales con un lapso de 60 días, mediante la metodología de paridad de exportación, para aplicar un tope a los incrementos o disminuciones y así mitigar la volatilidad, buscando

reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que garantice un margen de estabilidad en los precios internos.

Para efectuar la estimación del IP colombiano, se realizó la comparación de las series históricas de los precios internos y el correspondiente a los precios internacionales de la Costa del Golfo, con el propósito de establecer la relación existente y determinar el driver que posibilite la estimación de largo plazo.

El escenario de referencia señala precios de IP nacional que parten de US\$13,6MBTU en junio de 2023 y finalizan en US\$7,8MBTU en diciembre de 2050 en términos reales de 2022. En el escenario alto los cálculos indican una reducción del precio aproximadamente del 20% entre junio y diciembre de 2050. En todo el periodo de estudio y en el escenario bajo la reducción del precio se aproxima al 56,3%.

Gas Natural

Para efectuar la estimación del precio del gas natural colombiano, se determinó un precio para el gas natural importado, el cual afecta de manera directa los precios nacionales, y su impacto depende del peso que tengan las importaciones sobre la oferta nacional.

El cálculo se realizó a partir del precio FOB de GNL en la Costa del Golfo de Estados Unidos, adicionado por el costo de transporte y de regasificación, hasta puerto colombiano. Debido a la situación mundial de la oferta GNL puede significar un incremento del precio del gas importado para Colombia por la disposición a pagar de los compradores europeos y asiáticos.

Bajo la lógica señalada y para determinar el precio de GNL importado en Colombia se utilizó el promedio diario de los precios FOB Costa del Golfo de Estados Unidos para los mercados de Brasil, Argentina y Chile, a los cuales se aplicó las tasas de crecimiento del pronóstico de largo plazo de los precios de la referencia Asia Oil Indexed Contract. Cabe resaltar que dentro del análisis se excluye el uso del Henry Hub como driver de la estimación, debido al alto costo que este marcador tiene, además de no considerar la cadena de valor de GNL que lo hace inviable para Suramérica. Mientras que. Para el corto plazo se tomó la información de los pronósticos del precio de TTF- Europa.

Para realizar la estimación de los precios nacionales se tomaron las tasas de crecimiento de cada escenario y se aplicaron a los precios de las distintas fuentes de producción. Los resultados permiten observar una tendencia decreciente en el precio del gas en el periodo 2024 a 2029, que eventualmente puede conducir el precio del gas importado a mediados del 2030 a niveles de US\$10/MBTU en constantes de 2022.

Carbón

Para efectuar la proyección del precio 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 FOB de exportación, cuya referencia es Puerto Bolívar.

Encontrando que, desde 2013 y hasta finales del 2021, los precios de carbón para generación de electricidad se mantuvieron en promedio por debajo de los US\$80/tonelada con fluctuaciones continuas y poca o baja correlación con los precios de exportación, principalmente los precios de adquisición por las térmicas del interior.

Para estimar los precios de compra por parte de los generadores nacionales se aplicó a cada planta el precio del escenario de referencia tomado de las estimaciones realizada y se adicionó un costo de transporte. Los resultados muestran un intervalo amplio de precios de carbón para térmicas en términos reales de 2022, los cuales van desde los US\$6,5/MMBTU, para el caso de Termoguajira, hasta los US\$2,6/MMBTU, para el caso de Termotasajero.

GLP

Para efectuar la estimación del precio del GLP se aplicó la normatividad vigente definida por la CREG, mediante Resolución CREG 180 de 2009. Al respecto, es importante indicar que esta metodología, remunera el componente G el cual corresponde a un precio paridad exportación (precio internacional del mes anterior descontando costos de embarque y de transporte de la refinería de Barrancabermeja al puerto en Cartagena). El cálculo del componente G se realiza para cada una de las fuentes de producción de Ecopetrol y considera como referencia el indicador “Mont Belvieu”.

Para preservar la concordancia con la metodología utilizada en la estimación de los precios de las demás fuentes, se cuantificó la correlación existente entre el comportamiento del IP nacional de GLP y el precio del crudo de referencia BRENT. El resultado muestra mayor correlación entre los precios internos y el precio Mont Belvieu, por lo cual, la proyección de los precios del GLP se realizó utilizando este indicador como driver y para el largo plazo se tomaron las aperturas producto de la relación entre Brent y precio de propano de los escenarios que provee el DOE-EIA.

La estimación del IP nacional de GLP en el escenario de referencia muestra una franja de precios en términos reales de 2022 que varía entre que los US\$10/MBTU y US\$7,5/MBTU durante los próximos 15 meses.

Así mismo, se realizó una estimación del precio de GLP en Cartagena y Buenaventura con producto importado. Encontrando, que el precio de Buenaventura es mayor debido al costo del transporte por el paso del canal de Panamá y mayor distancia recorrida. En general los precios de GLP puesto en Colombia presentan una tendencia similar a la del ingreso al productor del GLP en la Costa de Golfo de México y supone precios más altos que los precios nacionales particularmente frente al de Reficar y que en promedio se aproxima a los US\$1.5/galón, durante todo el horizonte de estimación.

2.Introducción

Este documento tiene como finalidad presentar la estimación de corto, mediano y largo plazo de los precios de las fuentes energéticas utilizadas para la generación de electricidad y otros usos finales. Dichos precios, son calculados en función de las expectativas del mercado internacional de la energía, los cuales dependen de factores como los fundamentos de oferta y demanda, de eventos geopolíticos, cambios tecnológicos, ciclos económicos, estacionalidad, inventarios, entre otros elementos, así como de la aplicación de la regulación y normatividad nacional existente para el cálculo del precio de cada uno de los energéticos analizados.

El documento representa un mapa conceptual que incluye los fundamentos que sustentan la construcción del futuro de los precios de los energéticos, considerando su trascendencia para la toma de decisiones de inversión, por su carácter estratégico no solo para alcanzar efectividad en la capacidad de garantizar el abastecimiento energético pleno y seguro, sino para la implementación de programas de uso racional y eficiente de energía, de tal forma que se contribuya efectivamente a la mitigación de la grave situación mundial de impactos al medio ambiente.

Los precios futuros de los recursos energéticos en los mercados son inciertos y pueden experimentar fluctuaciones inesperadas, incluso cuando existen factores y variables que posibiliten pronosticar su evolución. Lo cierto es que su estimación está expuesta a distintos eventos que pueden impactar el mercado, generando cambios inadvertidos que modifican la matriz energética mundial o nacional, no solo en oferta sino en demanda. Un claro ejemplo fue la propagación del COVID-19 y la guerra entre Rusia y Ucrania. El aislamiento impulsado por los gobiernos para frenar la difusión del virus tuvo un impacto directo en la capacidad productiva de todas las economías disminuyendo severamente la demanda energética y con ello sus precios, mientras que con la invasión de Ucrania el efecto fue opuesto y se presentó un incremento desmedido de los precios de la energía y de los alimentos.

En consecuencia, la incertidumbre puede generar fluctuaciones en los precios y por tratarse de una variable no observable, sus impactos no pueden ser evaluados de manera directa, por ello, se busca establecer tendencias futuras, más allá de predecir con certeza los precios, entendiendo que las características de cada mercado y sus condiciones particulares afectan los precios de cada recurso.

Así entonces, el ejercicio realizado propone evolución de los precios vía escenarios, los cuales trazan una trayectoria probable, acorde con premisas apoyadas en episodios históricos que podrían mantenerse invariables o con algunos cambios en cualquier índice económico y de consumo, motivando aproximaciones que permiten construcciones hipotéticas de comportamientos estructurales razonablemente posibles para reducir la incertidumbre.

Además, los mercados energéticos están constituidos por una red compleja y extensa de materias primas y productos energéticos que se pueden utilizar de diferentes maneras, puesto que pueden ser consumidos directamente o pueden ser dirigidos a procesos de transformación para luego ser usados como productos finales. De manera similar, estos

mercados son sensibles y volátiles a los avances e innovaciones tecnológicas, a los cambios en las políticas monetarias y fiscales, eventos mundiales y cambios en las tendencias de los consumidores.

Por sus características, el petróleo se ha convertido en la fuente principal de energía industrial y motor de crecimiento desde los años cincuenta (50) y sesenta (60) del siglo XX, al margen de su carácter esencial para el transporte marítimo, el terrestre y por ahora la única fuente energética para la aviación. Este aspecto ha hecho que la variación de su precio impacte los precios de las demás fuentes de energía primarias y secundarias, aunque se infiere que habrá modificaciones a futuro por la pérdida de participación en la estructura de consumo mundial.

Los actuales precios del petróleo han estado influenciados, además de los factores que gobiernan la oferta y la demanda, por elementos tales como el clima, la economía, la geopolítica, los cambios tecnológicos, inversión de capital, liquidez de los mercados financieros, mercados de futuros, entre otros, de ahí que pronosticar su precio se transforma en un problema de incertidumbre y volatilidad. En razón a la complejidad de su estimación, este análisis considera escenarios de precios de crudo, tanto de corto como de largo plazo realizados por el Departamento de Energía de Estados Unidos – DOE-EIA, por el Banco Mundial y consultores internacionales, lo cuales servirán de base para correlacionar la evolución de los precios de los distintos energéticos nacionales, con el mercado global.

Durante la primera mitad del año 2022, los precios del petróleo experimentaron grandes niveles de volatilidad sobrepasando los US\$120/barril, reflejo de la preocupación del mercado frente a la guerra entre Rusia y Ucrania, que generó una percepción de escasez en el suministro, además del uso continuo de inventarios por aumento de la actividad económica mundial después de las restricciones de la pandemia.

En el segundo semestre del 2022, los precios fueron disminuyendo por una menor demanda en China y aumento de las tasas de interés en la mayoría de las economías, como resultado de la preocupación por una crisis económica mundial, provocada por la energía y escasez alimentaria. Adicionalmente, se superó la sensación de insuficiencia en oferta, cuando se liberaron reservas estratégicas de petróleo en Estados Unidos y los precios del crudo Brent promediaron lo US\$102/barril.

En el caso del gas natural, el comportamiento de los precios no fue distinto al caso del crudo, pues, su magnitud no depende únicamente de la oferta y demanda, sino que inciden factores como la oportunidad del mercado local y regional, estructura de contratos de suministro, tiempo de entrega, entre otros. Durante el 2022, los precios del gas lograron niveles récord en Europa y Asia; el TTF (Title Transfer Facility) con un promedio de US\$37/MBTU casi triplica su valor en Europa, en tanto que en el mercado asiático el JKM con un promedio de US\$34/MBTU, prácticamente duplicó su valor, impulsado por las interrupciones del suministro vinculadas con la guerra en Ucrania, así como una menor demanda de importaciones de gas natural licuado - GNL en China y otros países, en virtud de un crecimiento económico moderado.

El precio del gas natural spot en el punto de referencia Henry Hub de Estados Unidos también, aumentó hasta casi duplicarse entre julio de 2021 y junio de 2022, promediando los

US\$7.75/MBTU en 2022, su nivel anual más alto desde 2008, ocasionado por niveles de inventario se mantuvieron por debajo del promedio como resultado del crecimiento de la demanda que superó el crecimiento de su producción.

El carbón no fue la excepción durante el 2022, sus precios registraron valores récord en Europa alcanzando una media de 294 euros por tonelada, en tanto que en Japón este fue de 225 euros la tonelada, lo que significó aumentos del 145% y 45 %, correspondientemente, en relación con el 2021. Lo anterior debido a limitaciones de oferta mundial y repunte de la demanda de electricidad tanto en Europa como Asia.

De modo general, los precios de las distintas fuentes energéticas aumentaron significativamente durante el primer semestre del año 2022, potenciados por las preocupaciones de suministro, las cuales se fueron disipando en el segundo semestre a causa de un invierno más cálido, mayor eficiencia en el consumo de energía, cambios en el comportamiento de la estructura de consumo y restricciones en China asociadas con su estricta política de cero COVID que cerró gran parte de su economía el año pasado.

A partir del estudio de las variables representativas y del seguimiento a los distintos mercados energéticos nacionales e internacionales, junto con la aplicación de la normatividad existente en el país, se estimaron escenarios de precios de corto, mediano y largo plazo de los recursos energéticos que hoy son utilizados para la generación de electricidad en Colombia.

La información energética histórica del presente documento incluye como fuentes de información a Platts, Argus Media, Wood Mackenzie, Departamento de Energía de Estados Unidos, Banco Mundial, Ministerio de Minas y Energía, CREG, ECOPETROL, Gestor del Mercado de gas entre otras, mientras que la información de carácter económico fue tomada del Departamento de Trabajo de Estados Unidos, DANE y Banco de la República.

Para la construcción de los escenarios, se tomaron las tendencias del comportamiento de los precios de corto plazo de los energéticos de la información y supuestos del STEO –Short Term Energy Outlook- del Departamento de Energía de los Estados Unidos correspondiente al mes de junio de 2023, mientras que para el largo plazo se utilizó la información contenida en estudios y análisis realizados por la empresa Wood Mackenzie y el AEO – Annual Energy Outlook 2023 del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Posteriormente esta información de expectativas del mercado internacional es ajustada a la regulación energética colombiana, para estimar los precios nacionales de corto, mediano y largo plazo.

Finalmente, este documento busca constituirse en insumo de información tanto para el Gobierno Nacional como para el público en general, donde se pueda realizar un seguimiento a los precios y entender las razones de sus tendencias. Al mismo tiempo se pretende hacer un análisis de mediano y largo plazo de sus posibles resultados, combinando horizontes temporales amplios y resoluciones temporales finas para la toma de decisiones y definición de viabilidad financiera de proyectos.

3. Antecedentes

Durante el primer semestre de 2022 se presentó una de las mayores alteraciones del mercado energético mundial como consecuencia directa del repunte económico global después de la pandemia del COVID-19 y de la crisis energética ocasionada por la guerra entre Ucrania y Rusia, fomentando un aumento excepcional de los precios de la energía, quizá el más significativo desde la crisis del petróleo en 1973.

La sensación de escasez y la preocupación por la seguridad energética afectaron a la mayoría de las economías, especialmente aquellas importadoras de energía, que se vieron impactadas no solo por su estrecho margen para mitigar los precios de las distintas fuentes, sino que tuvieron la necesidad de racionar la energía en algunos países. La guerra generó patrones de comercio de energía más costosos que empezaron a impactar la inflación, debido a la búsqueda de suministros energéticos como carbón y GNL de lugares más remotos, implicando mayores distancias de transporte y mayores costos por las desviaciones requeridas.

Los precios de los combustibles líquidos también fueron extraordinariamente altos y volátiles en 2022, considerando que los mercados energéticos se enfrentaron a muchas tensiones, en particular, los fuertes recortes en las entregas de gas natural ruso a Europa, que obligó a procesos de sustitución. A pesar de ello, los precios para los usuarios se vieron amortiguados para atenuar la volatilidad, generando una brecha entre los precios fijos para el usuario final y los niveles de referencia internacional. En el mundo, muchos gobiernos tomaron la decisión de alejar los precios internos, representando hoy una carga fiscal, corriendo el riesgo de disminuir el incentivo para usar la energía de manera eficiente o para cambiar a combustibles más limpios.

Según la Agencia Internacional de Energía – EIA el precio del gas natural alcanzó máximos históricos en Europa por encima de su techo anterior en 2008, y por consiguiente el precio de la energía se incrementó significativamente en la mayoría de los mercados y en otros sectores económicos, desde fábricas hasta los hogares, situación que fue respaldada por mayores precios del carbón sustituto inmediato del gas en centrales de generación.

En el continente europeo, diversas fábricas que usan gas natural de manera intensiva recortaron producción por los elevados precios, mientras que en China algunas sufrieron directamente cortes del suministro eléctrico. En las economías emergentes y en desarrollo, el alto costo de vida elevó la factura energética de las familias, ocasionando sin duda un menor avance hacia un acceso universal y asequible a la energía. Incluso en las economías desarrolladas, el aumento de precios afectó hogares vulnerables provocando tensiones de orden económico, social y político.

Paralelamente, la depreciación de las monedas particularmente en países emergentes agravó la crisis al elevar los precios de los combustibles, cuya influencia en otros productos básicos no se hizo esperar afectando la inflación a través de una variedad de canales, provocando consecuencias directas e indirectas en países importadores y exportadores de energía.

Frente a esta condición y a las medidas tomadas por los gobiernos para mitigar los efectos de la inflación y el costo de vida, la economía mundial registró un descenso que condujo a una menor demanda. Como los resultados de las acciones de los gobiernos dieron respuesta positiva, aunque persistan algunas de las fuerzas que incidieron en el comportamiento de la economía global durante el 2022, los precios de la energía y de las materias primas, que subieron sensiblemente ante la invasión rusa a Ucrania, han disminuido sostenidamente, pese a que la guerra continúa.

Estimaciones recientes del Banco Mundial, señalan una disminución cercana al 23% de los precios de la energía con respecto al año 2022, con posible estabilidad durante el 2024, producto del descenso de los precios mundiales de las materias primas cercana al 14% durante el primer trimestre del 2023 y a factores que incluyen la desaceleración económica, a un invierno menos intenso y una reasignación mundial de los flujos comerciales de productos básicos. Aun así, los precios de los productos energéticos en términos reales se mantienen por encima de sus niveles promedio de los últimos cinco años.

A pesar de la caída de los precios y su contribución a la reducción de la inflación, existe cierta preocupación por la existencia de una pluralidad de variables, como una oferta de petróleo inferior a la prevista, una recuperación de China más acelerada, una intensificación de las tensiones geopolíticas o condiciones climáticas desfavorables, que podrían impulsar los precios al alza y reactivar las presiones inflacionarias nuevamente.

4. Sector Eléctrico Colombiano

El sistema eléctrico colombiano cuenta con una estructura hidrotérmica importante, aunque proyecta un aumento significativo de generación con fuentes renovables de energía no convencionales particularmente eólica, solar y biomasa, por la necesidad de diversificar la matriz eléctrica nacional, con miras a lograr un sector más sostenible, que dependa en menor medida de fenómenos climáticos y que le permitan al país cumplir con los compromisos adquiridos en materia de reducción de emisiones.

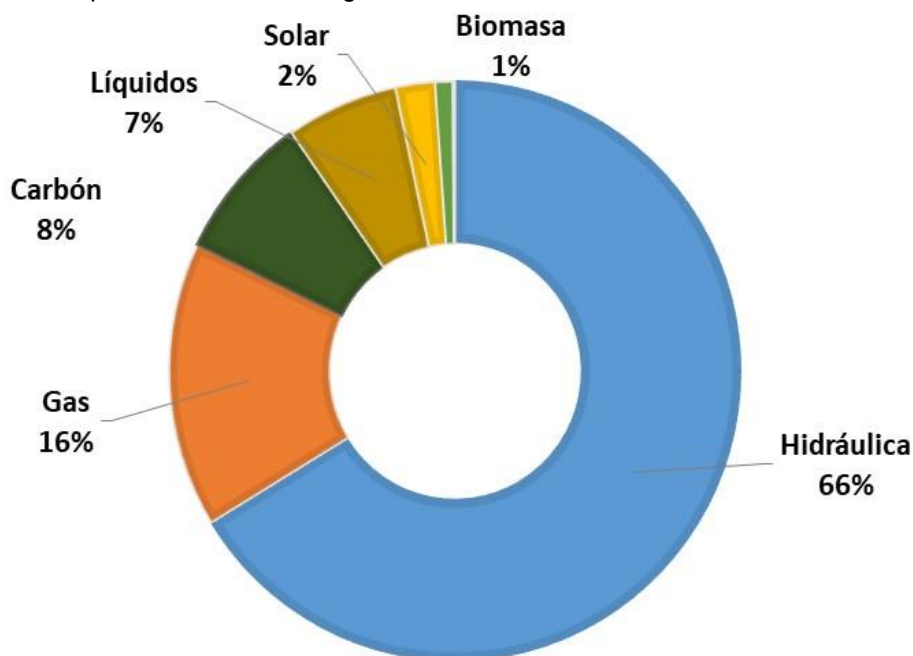
La capacidad instalada a junio de 2023 se caracteriza por un dominio de las centrales hidráulicas no solo en estructura, sino en generación; cuenta con 157 plantas que alcanzan una capacidad instalada de 12.584 MW, de los cuales el 7% corresponde plantas filo de agua y el restante 93% a plantas de embalse. El parque de generación térmico que ha jugado un papel importante en momentos de baja disponibilidad del recurso hídrico está conformado por 56 plantas que suman una capacidad instalada de 5.009 MW, de las cuales el 42% utiliza el gas natural, el 33% consumen carbón y el 25% remanente emplean combustibles líquidos (Jet-A1, diésel o fuel oil).

Con recurso solar hay 46 plantas que aportan 393 MW equivalentes a un 25% de la capacidad total, en tanto el recurso eólico hoy cuenta con una planta que aporta 18.4 MW. La biomasa vía bagazo y biogás atienden 18 plantas que añaden 211 MW, para un gran total de 18.216,2 MW. Sin embargo, durante el 2022 se generaron 76.905 GW-h de los cuales la energía hidráulica participó con un 83,6%, la térmica contribuyó con 14,60% el restante 1,7%, correspondió al uso de biomasa, viento y radiación solar, reflejando de manera global importante presencia de lluvias a lo largo del año, en nuestro país.

La participación de las fuentes no convencionales de energía fue marginal, a pesar de que el objetivo del gobierno es el incremento progresivo de estas fuentes, para suplir el 10% de la demanda, en el corto plazo, ampliando las opciones de generación en el mediano y largo plazo y de esta manera contribuir a mitigación del cambio climático junto con la reducción de la vulnerabilidad nacional.

La Gráfica No. 1 presenta la composición de la capacidad instalada de generación de electricidad por tipo de tecnología¹.

Gráfica No. 1 Capacidad instalada de generación en el sistema interconectado nacional



Capacidad Instalada SIN: 19.928,9 MW

Fuente: XM

Análisis realizados tanto en el plan de expansión de generación, como en el plan energético nacional estiman que, en el año 2050, la matriz de generación evolucione y se transforme a una estructura con participación mayoritaria de las fuentes no convencionales de energía en una proporción superior al 43%, mientras que el uso de agua represente el 38% y la térmica un 19%.

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 operación, así como para respaldar obligaciones de energía en firme, que permitan garantizar la confiabilidad del suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. Es importante mencionar que algunas de estas centrales tienen la opción de operar con combustible alternos o mezclas de estos. La información aquí registrada corresponde a la última disponible en el mes de julio de 2023, publicada por XM.

¹ Por la temporalidad del estudio, los datos no incluyen la entrada de las unidades 3 y 4 de Hidroituango, ni la ampliación de capacidad de Termocandelaria.

4.1 Parque térmico

Luego de las restricciones de abastecimiento del servicio de electricidad de los noventa se desarrollaron mecanismos que permitieron la instalación de plantas con tecnologías de generación que minimizaron los riesgos de desabastecimiento y que ofrecieron al sistema energía firme para una mayor confiabilidad y garantía de suministro eléctrico.

Estas plantas han sido eje fundamental de seguridad en la prestación del servicio, dado su aporte a la complementariedad, resiliencia y confiabilidad al sistema, principalmente en épocas de baja disponibilidad del recurso hídrico, aparte de operar como respaldo de energía firme, ante la variabilidad de las fuentes renovables no convencionales. Por ello, su participación en la generación varía en función de las condiciones climáticas colombianas, caracterizadas por tener un régimen bimodal de lluvias, que causa un comportamiento cíclico en el nivel de los embalses, determinando una evolución estacional de la participación de la generación térmica.

Aunque, el agua ha sido el mayor insumo de generación con costos relativamente bajos, el sistema ha enfrentado periodos críticos de abastecimiento eléctrico por cuenta de los repetidos fenómenos climáticos de El Niño o veranos fuertes, siendo el más reciente el verano 2020, que siguió al Niño de 2015-2016, poniendo de manifiesto la vulnerabilidad del sistema interconectado nacional - SIN.

Con la construcción de la planta de regasificación de gas natural en Cartagena y la modificación del esquema de activación del precio de escasez (mediante el cual se remuneran los compromisos de energía firme de las plantas que respaldan el SIN), el parque térmico está contribuyendo a asegurar el pleno abastecimiento de electricidad, pese a la ausencia de suficiente oferta de gas natural que eventualmente puede ocasionar mayores precios de electricidad, por la necesidad de consumir de combustibles líquidos, fuentes de mayor valor económico que el gas, cuando las condiciones operativas así lo exigen.

En la Tabla No. 1 se recopila la información de las unidades de generación térmica que hacen parte del sistema nacional y que operan con distintos niveles de eficiencia dependiendo de la tecnología utilizada.

Tabla No. 1 Unidades de generación térmica del SIN

Planta	Capacidad	Ubicación	Combustible	Obligación Energía Firme
AUTOGE - ECOPETROL	1	Putumayo	Gas	
AUTOG ARGOS CARTAGENA	16	Bolívar	Gas	
AUTOG ARGOS SOGAMOSO	5	Boyacá	Carbón	
AUTOG ARGOS YUMBO	9,9	Valle	Carbón	
AUTOG COCA-COLA FEMSA	2,44	Cundinamarca	Gas	
AUTOG FERTICOL	17	Santander	Gas	
AUTOG REFICAR	9,9	Bolívar	Gas	
AUTOG TERMOTAME	5	Arauca	Gas	
AUTOG TURGAS	3,5	Tolima	Gas	
BARRANQUILLA 3	60	Atlántico	Gas	Si
BARRANQUILLA 4	60	Atlántico	Gas	Si
CARTAGENA 1	52	Bolívar	Líquidos	
CARTAGENA 2	60	Bolívar	Líquidos	
CARTAGENA 3	66	Bolívar	Líquidos	
FLORES 4 CC	445	Atlántico	Gas	Si
FLORES I CC	160	Atlántico	Gas	Si
GECELCA 3	164	Córdoba	Carbón	
GECELCA 3.2	273	Córdoba	Carbón	
GUAJIRA 1	151	Guajira	Carbón	Si
GUAJIRA 2	145	Guajira	Carbón	Si
Tesorito	200	Córdoba	Gas	Si
MERILECTRICA 1	164	Santander	Gas	Si
PAIPA 1	36	Boyacá	Carbón	Si
PAIPA 2	72	Boyacá	Carbón	Si
PAIPA 3	70	Boyacá	Carbón	Si
PAIPA 4	165	Boyacá	Carbón	Si
PROELECTRICA 1	45	Bolívar	Gas	Si
PROELECTRICA 2	45	Bolívar	Gas	Si
PROENCA II	17	Cauca	Carbón	
TASAJERO 1	165	Nte de Santander	Carbón	Si
TASAJERO 2	170	Nte de Santander	Carbón	Si
TERMOBOLIVAR 1	9,7	Boyacá	Gas	
TERMOCANDELARIA 1	157	Bolívar	Gas	
TERMOCANDELARIA 2	157	Bolívar	Gas	
TERMOCAPACHOS	9,9	Arauca	Gas	
TERMOCENTRO CC	272	Santander	Gas	
TERMODORADA 1	51	Caldas	Diésel	Si
TERMOEBR	19	Meta	Líquidos	
TERMOEMCALI CC	229	Valle	Diésel	Si
TERMOMECHERO 4	19,3	Casanare	Gas	
TERMOMECHERO 5	19,3	Casanare	Gas	
TERMOMECHERO 6	19,3	Casanare	Gas	

TERMONORTE	88	Magdalena	Líquidos	
TERMOPIEDRAS	3,75	Tolima	Gas	
TERMOPROYECTOS	19	Casanare	Líquidos	
TERMOSIERRA CC	428	Antioquia	Diésel	Si
TERMOVALLE CC	241	Valle	Diésel	Si
TERMOYOPAL 1	8	Casanare	Gas	
TERMOYOPAL 2	28	Casanare	Gas	
TERMOYOPAL G3	50	Casanare	Gas	
TERMOYOPAL G4	50	Casanare	Gas	
TERMOYOPAL G5	50	Casanare	Gas	
TESORITO	200	Córdoba	Gas	
ZIPA 2	36	Cundinamarca	Carbón	Si
ZIPA 3	63	Cundinamarca	Carbón	Si
ZIPA 4	64	Cundinamarca	Carbón	Si
ZIPA 5	63	Cundinamarca	Carbón	Si

Fuente: XM

El parque térmico está distribuido de manera heterogénea en el país y su ubicación espacial obedece a factores como la falta de fuentes hídricas en algunas zonas del territorio nacional, o la cercanía a campos de producción de fuentes fósiles, condición que favorece la disminución del costo de generación. Tal es el caso de la Costa Caribe donde prima la generación térmica y aunque se desee llevar energía del interior del país (mayoritariamente hidráulica) no es posible atender toda la demanda, circunstancia que promovió el desarrollo de la generación térmica in situ.

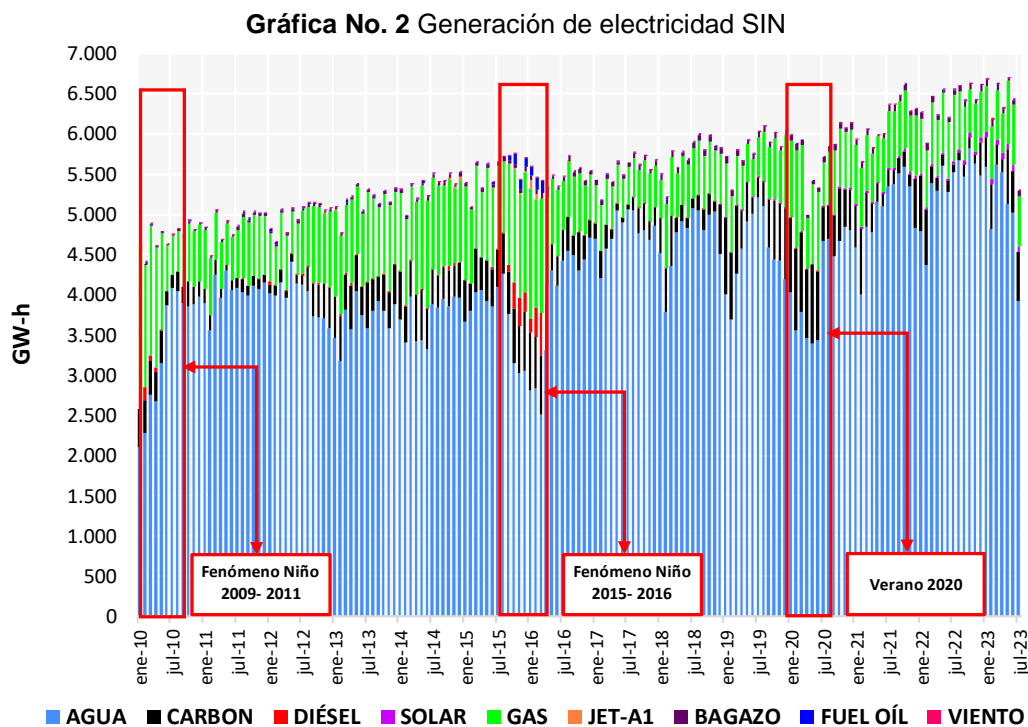
El departamento de Atlántico cuenta con la mayor capacidad instalada de generación con tecnología de gas natural, mientras que en el departamento de Córdoba se ubican la mayor capacidad instalada de carbón y en Valle está localizada la máxima capacidad que opera con combustible líquido, aun cuando Antioquia también cuenta una capacidad significativa que utiliza los combustibles líquidos para operar, ya sea diésel, fuel oil o Jet-A1.

4.2 Generación de electricidad

La evolución de la generación de electricidad del SIN muestra un uso mayoritario de fuentes renovables, por lo que es catalogado como uno de los sistemas eléctricos más limpios del planeta, en comparación con otros países. A este panorama se suma el aporte hídrico, que en los últimos años han sido de abundantes lluvias y particularmente en el 2022 estuvo presente el fenómeno de la Niña, por lo que el nivel de los embalses fue alto, propiciando una mayor participación de la generación hidráulica.

Si bien, la mayor parte de la electricidad ha sido aportada por el recurso hídrico, el componente térmico ha jugado un rol fundamental para garantizar el abastecimiento aún en periodos climáticos normales. El gas y carbón junto con el agua constituyen las principales fuentes de generación y por ahora la participación de las fuentes no convencionales de energía es marginal, aunque todo apunta a un cambio estructural, por los compromisos asumidos por Colombia en materia de reducción de emisiones de GEI, derivados del

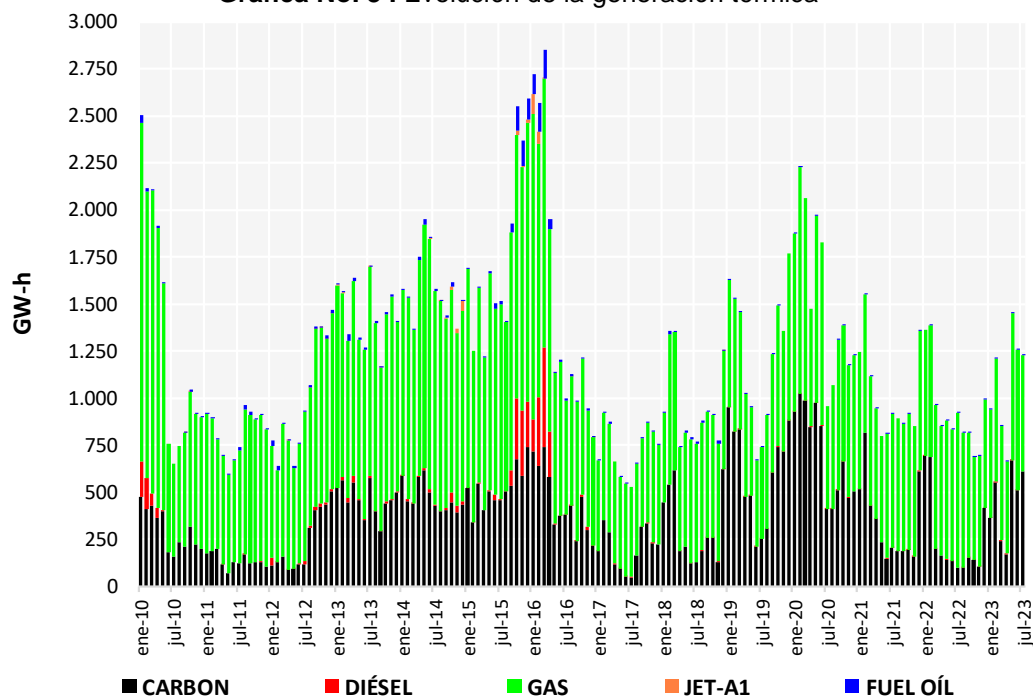
Acuerdo de París. En la Gráfica No. 2 se muestra la evolución de la generación para periodo 2010-2023 del SIN, según el recurso utilizado.



El aporte del parque térmico ha fluctuado sustancialmente, pero en periodos Niño o de verano intenso ha contribuido con valores cercanos al 50% del total generado, como lo registrado en los meses de diciembre de 2009, enero de 2010 y enero de 2016, lo cual demuestra la importancia del parque generador térmico para garantizar el suministro de electricidad y aportar a la confiabilidad que el sistema requiere. Otro ejemplo lo constituye el verano 2020, en plena pandemia cuando la generación térmica llegó a un aporte promedio del 35%, aun en condiciones de baja demanda eléctrica.

De manera particular, las centrales térmicas a gas en los último diez años han contribuido en promedio anual con el 15% del total de la electricidad generada y las de carbón con más del 7% de la energía entregada al sistema en el periodo 2013-2023, información que se muestra en la Gráfica No. 3.

Gráfica No. 3 . Evolución de la generación térmica

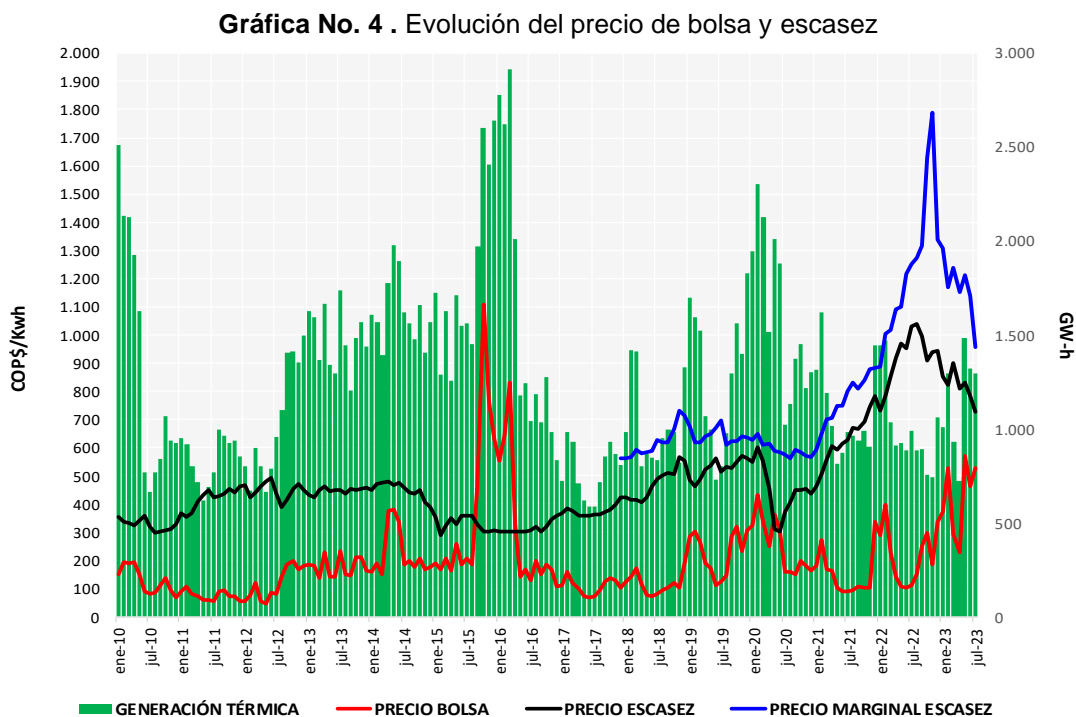


Fuente: XM, UPME

También los combustibles fueron determinantes para la atención de la demanda y la prestación del servicio de electricidad continuo, pues su participación en los fenómenos de Niño del 2009 al 2010 y 2015 al 2016, garantizó la operación normal del sistema. No obstante, el incremento de la generación térmica conlleva importantes repercusiones en los precios de generación y por consiguiente en el precio de bolsa (el cual refleja los costos variables de la generación, así como el costo de oportunidad del recurso utilizado para su transformación).

El precio en la bolsa se caracteriza por un comportamiento volátil, resultado de la presencia predominante de plantas hidráulicas que condiciona el sistema a eventos climáticos, especialmente en periodos de bajo régimen de lluvias que induce a una mayor generación y despacho de las plantas térmicas, y por consiguiente de un aumento en los precios ofertados de estas, aparte de que las plantas hídricas valoran su energía de modo diferente cuando los embalses se ven reducidos, de ahí que se enfrenten altos precios para evitar el desequilibrio entre la oferta y la demanda.

Como se aprecia en la Gráfica No. 4, el precio de bolsa ha fluctuado significativamente destacándose el periodo 2015 al 2016, cuando se presentó uno de los fenómenos de El Niño más fuerte y prolongado de los últimos tiempos que redujo visiblemente la reserva hídrica. Otra de las etapas de altos precios de bolsa se presentó iniciando el año 2020, con valores promedio de \$355,2/kWh, mientras que en noviembre del mismo año se alcanzó un valor de \$745,6/kWh superando el precio de escasez de activación de \$570.46/kWh, condición que implicó la activación de los mecanismos del Cargo por Confiabilidad.

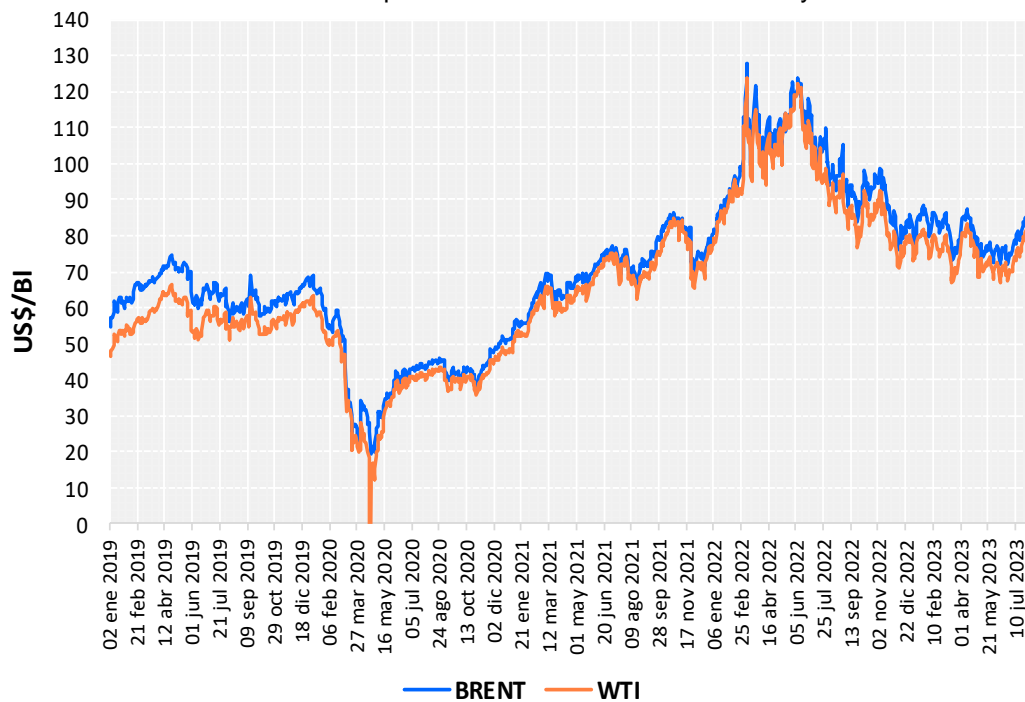


Durante el 2022, los precios lograron un promedio de \$216,8/kWh, que pudieron estar asociados a la alta disponibilidad de recursos hídricos, toda vez que en el mes de noviembre el nivel de embalses de generación de energía llegó a máximos históricos. Posteriormente, en el 2023, el precio de bolsa inició un ascenso sostenido llegando en el primer trimestre a una media de \$397,3/kWh, en tanto el segundo trimestre fue mayor en un 6%, que atribuyen los expertos a la expectativa de la llegada del fenómeno del Niño, previsto para la segunda mitad del año 2023. No obstante, en el mes de julio el precio llegó a \$526,5/kWh, un 14% por encima del valor registrado en junio de este mismo año, aun cuando el nivel agregado de los embalses de generación de energía eléctrica se ubicó en 81,23% del volumen útil.

5. Evolución de los precios del petróleo

Históricamente el precio del crudo se ha formado bajo fundamentos de oferta y demanda, pero al igual que otras materias primas está sujeto a factores que generan fluctuaciones como: la liquidez en los mercados financieros, eventos geopolíticos, conflictos que puedan poner en riesgo el suministro, cambios tecnológicos, ciclos económicos, estacionalidad, inventarios, inversión de capital, entre otros, de modo que los precios pueden ser motivo de especulación.

La Gráfica No. 5, muestra la evolución de precios de los crudos de referencia para el hemisferio occidental, WTI y Brent.

Gráfica No. 5 Comportamiento de los Precios de WTI y Brent

Fuente: Argus Media

Los cambios en el precio del crudo a nivel mundial evidencian que cualquiera de los factores anteriormente mencionados puede influir en dichos precios, con lo cual el sistema socioeconómico y energético se ven impactados ante tales fluctuaciones, toda vez que el recurso sigue siendo la principal fuente de energía primaria del planeta. Al tiempo que, existen diferencias en las propiedades de los diversos tipos de crudos, así como sus condiciones de mercado, generando variaciones en sus precios de comercialización.

El Brent que cotiza en el Internacional Petroleum Exchange (IPE) de Londres y WTI (West Texas Intermedio) en cotiza en la New York Mercantile Exchange (Nymex), son los dos crudos de referencia principales en los mercados de futuros y opciones utilizadas en América y Europa, aclarando que el Brent es la referencia para los crudos colombianos.

El comportamiento de los precios de Brent y WTI, muestran importantes fluctuaciones en los pasados tres años, que son atribuidos principalmente a los efectos de la pandemia que los llevó a mínimos históricos incluso a terreno negativo como lo ocurrido en mayo de 2020 con el WTI. Luego la invasión de Ucrania por parte de Rusia y la sensación de restricción en el suministro, suscitaron incrementos significativos que llevaron los precios por encima de los 100 dólares el barril y a una crisis energética en Europa.

A medida que el mundo incrementaba la demanda gracias a la recuperación pospandemia, los precios registraron niveles históricos, llegando el Brent a 127 dólares el barril, mientras que el WTI alcanzaba los US\$123/barril, impulsados también por un equilibrio de oferta y demanda frágil, por bajos almacenamientos que obligaron a la utilización de inventarios estratégicos, en algunos países. El repunte de los precios se fue limitando en el segundo semestre de 2022 y estos se redujeron cerca de un tercio con respecto a los máximos logrados, aunque mantenían alta volatilidad. Elementos como la desaceleración del

crecimiento mundial, alta inflación y las preocupaciones sobre una recesión global superaron las preocupaciones sobre el suministro insuficiente de petróleo, atenuando sus precios.

En este contexto, los precios de referencia del petróleo han vuelto a estar por debajo de los niveles anteriores a la guerra y después de que el aumento de los suministros coincidiera con una marcada desaceleración en el crecimiento de la demanda en las economías avanzadas, en julio de 2023, los precios del crudo Brent promediaron los US\$80/Barril y el WTI US\$75Barril. La diferencia entre estos dos marcadores se ha mantenido en promedio cerca de los 5 dólares el barril a favor del Brent, pese a una menor calidad frente al WTI.

Para el Fondo Monetario Internacional la economía global sigue disminuyendo a causa del bajo resultado de las economías desarrolladas, mientras que la inflación continúa alta y por ende las tasas de interés, debilitando el gasto de los consumidores y la inversión de capital, aunque no considera una recesión mundial por los signos de recuperación en India y China. No obstante, advierte un leve incremento de los precios para la segunda mitad del 2023, siempre que la inestabilidad de algunos países productores no frene los actuales niveles de producción.

5.1 Escenario macroeconómico mundial

La perspectiva económica de largo plazo estimada por Wood Mackenzie para la elaboración del escenario de referencia de precios de crudo Brent, considera que la economía mundial casi se duplique a mediados de siglo con un aumento del PIB a 169 billones de dólares (precios reales de 2015) en 2050, desde 89 billones de dólares en 2022, con una contribución desigual, habida cuenta que China genera el 30% del crecimiento global hasta 2050, mientras que una cuarta parte de todo el crecimiento proviene de India y de las economías emergentes de Asia, mientras que Estados Unidos y Europa aportan el 16% y 11% correspondientemente, en tanto África contribuye con el 6% y América Latina tan solo el 4% del aumento de producción económica.

El análisis estima que el motor de crecimiento económico por el lado de la oferta está asociado con la mano de obra, el capital y la productividad. El factor trabajo está respaldado por el crecimiento de la población, a pesar de que algunas economías importantes enfrentan gran desafío demográfico, particularmente, China, Japón y la Unión Europea que están experimentando una disminución de la población en edad de trabajar, aparte que la población está envejeciendo rápidamente, ejerciendo gran presión sobre las finanzas gubernamentales a medida que aumentan los costos de la seguridad social y la atención médica pública en relación con los impuestos sobre la renta.

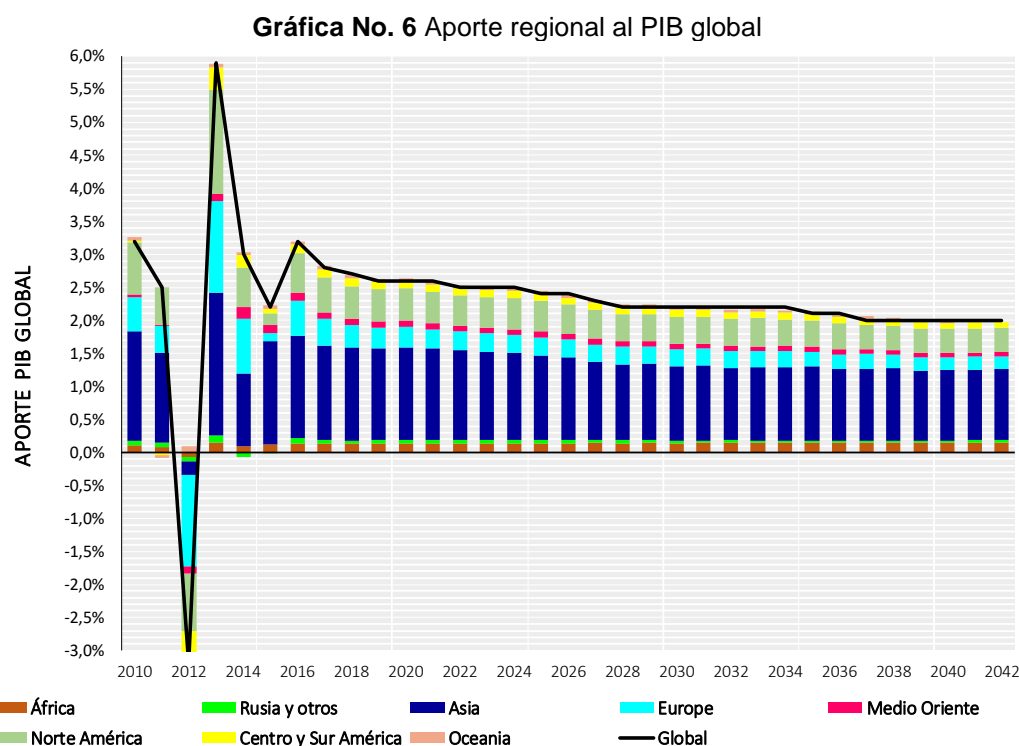
Cuando los factores demográficos arrastran a las economías, la responsabilidad recae en el crecimiento del capital y las mejoras en la productividad para respaldar un crecimiento económico positivo. Sin embargo, los países desarrollados tienen límites para el crecimiento del capital debido a sus niveles ya maduros de stock de capital y las economías en desarrollo tienen la necesidad de construir, desarrollar o mejorar significativamente el stock de capital, para mantener tasas más altas de crecimiento del capital. Por tanto, las economías con mercados de capital domésticos superficiales dependerán de la inversión extranjera directa para ayudar a financiar su desarrollo.

La productividad tiende a ser mayor en las economías desarrolladas gracias a la inversión en I+D como porcentaje del PIB, lo que las hace más productivas, pero con todo ello, se espera una convergencia en la productividad entre las economías en desarrollo y desarrolladas, con la ayuda del comercio internacional y la cooperación, que llevará a las economías en desarrollo a adoptar mejores tecnologías, equipos y procesos.

Con el aumento de la población de India, la alta productividad y el crecimiento del capital se espera que contribuyan a que el PIB per cápita de ese país se triplique, mientras que en China la población productiva ahora está en descenso con una caída del 8% entre 2023 y 2050, seguirá siendo mucho más rica que India con un PIB per cápita que se cuadruplica en 2050.

En el corto plazo, proyecta la empresa Wood Mackenzie que el PIB mundial en 2023 disminuirá en relación con el 3.1% en el 2022, reflejando resultados menos favorables de manera generalizada, excepto China que muestra cierto dinamismo, compensando una mayor desaceleración en Estados Unidos y otras economías avanzadas. Indicadores como la inflación, políticas monetarias restrictivas, así como condiciones crediticias más limitadas, sumadas a una demanda externa moderada incidirán en el crecimiento de mercados emergentes y economías en desarrollo, frenando las perspectivas económicas positivas.

La Gráfica No. 6 muestra el pronóstico y la participación regional al PIB mundial



En general, la empresa consultora pronostica que la economía mundial volverá a las tasas de crecimiento tendenciales previas a la crisis de alrededor del 2,7 % en 2025 y a más largo plazo pronostica que el crecimiento del PIB mundial promediará un 2,4 % anual entre 2025 y 2050.

También asume una guerra prolongada entre Rusia y Ucrania con sanciones a Rusia que persisten en la próxima década. Europa seguirá rompiendo los lazos económicos con Rusia, lo que tendrá un impacto negativo en la productividad en Rusia, por lo que este realineará los flujos comerciales y sustituirá las importaciones mientras sufre un acceso reducido a la tecnología y el capital que antes obtenía de las economías que hoy lo sancionan.

5.2 Escenarios de precio de petróleo

Esta sección 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, del crecimiento poblacional, del grado de abastecimiento de la demanda, del despliegue de las energías renovables acelerada por la innovación tecnológica y el impulso a la electrificación.

Establecer el valor de mercado internacional del petróleo y el carbón suele ser una operación no tan compleja, toda vez, que existen mercados de precios internacionales bien reconocidos para diferentes tipos y calidades de combustible que están estrechamente relacionados. Sin embargo, muchas de las relaciones habituales entre los marcadores de precios se rompieron en 2022, luego de la guerra entre Rusia y Ucrania, cuando se presentó una segmentación del mercado de crudo, por la imposición de sanciones al crudo ruso o porque los compradores deliberadamente dejaron de comprarlo.

Para la estimación de los precios del crudo se consideraron tres escenarios de largo plazo, los cuales contemplan diferentes supuestos y puntos de vista alternativos para resolver la incertidumbre en el futuro. Estos fueron construidos a partir del pronóstico realizado por Wood Mackenzie en el documento *“Perspectivas de Planificación Estratégica de Global Macro Oils”* marzo de 2023, el cual sirvió de base para la definición del escenario de referencia, mientras que los escenarios de precios alto y bajo, tomaron en consideración las expectativas contempladas en el documento *“Annual Energy Outlook - AEO 2023”* de marzo que fue realizado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos cuyas trayectorias se apoyan en los casos de análisis denominados *“alto y bajo precios del petróleo”*.

El corto plazo, se fundamentó en el análisis incluido en el documento *“Short-Term Energy Outlook”* correspondiente al mes de junio de 2023, formulado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

A continuación, se enuncian los supuestos que fueron utilizados para la elaboración de los tres escenarios de largo plazo:

- **Escenario de Referencia:** En este escenario se estima que los precios del crudo Brent subirán hasta un promedio anual de US\$91/barril en 2024, como consecuencia del incremento de la demanda de corto plazo en China e India que se mantiene de forma sostenida, mientras que el WTI lo hará hasta los US\$85/Barril. Como la demanda continua su ascenso hasta principios de la década del 2030, el precio de Brent llegará a los US\$81/Barril en términos reales de 2022, equivalentes a US\$97,8Barril en nominales, en tanto WTI llegaría a US\$88,3/barril, alcanzándose el pico de demanda.

En el periodo 2030 a 2050, el análisis supone que la oferta de los países fuera de la organización OPEP empiezan a disminuir, aumentando la dependencia del crecimiento de la capacidad de OPEP para satisfacer la demanda mundial. La expectativa para este período pone más peso en la necesidad de incentivar la inversión upstream de la OPEP y el precio promedio anual para Brent fluctuará entre US\$78-82Barril hacia el 2040 en reales de 2022. También pronostica Wood Mackenzie que los precios Brent en 2050 bajarán hasta un nivel de US\$65Barril, considerando que la disminución de la capacidad de producción de la OPEP después de mediados de la década de 2040 evite el desplome brusco de los precios.

El crecimiento del PIB global lo estima en una media anual de 2.4% entre 2022 a 2050, significando que el tamaño del PIB mundial aumente 90% en este periodo, del cual más de dos tercios se originan en China e India y otras economías emergentes. En población se supone un aumento de 1.700 millones de personas entre 2020 y 2050 (ajustándose a la última proyección de la ONU (de julio de 2022)). El crecimiento de la población se concentrará principalmente en África, India y otras economías de Asia.

La estimación supone que la demanda mundial de combustibles líquidos alcanza su punto máximo en 2032, con cerca de 108 millones de barriles y a partir de entonces comienza su descenso hasta los 92 millones de barriles en 2050, resultado de las crecientes presiones para la mitigación, particularmente en forma de electrificación de vehículos. La demanda máxima de líquidos llega a todos los sectores de transporte, siendo el primero los combustibles marinos en 2025, los vehículos ligeros en 2027, mientras que el transporte por carretera en 2033 y en el año 2041 la aviación.

La tecnología de cero carbono reduce significativamente las emisiones de CO₂ y los costos en cerca del 40% a 2050. El consumo de gas se mantiene a pesar de un cambio en la generación de electricidad hacia las energías renovables por inversión continua en estos recursos específicamente de eólica y la solar, y la ventaja del costo operativo de esas fuentes, aumentando la participación de la generación de electricidad sin emisiones de carbono y con respaldo del crecimiento en la capacidad de batería instalada. La demanda de electricidad también se incrementa básicamente por aumento de la electrificación en industria residencias y transporte y al crecimiento económico continuo.

- **Escenario de Precios Alto de petróleo:** En este escenario se pronostica alta demanda de combustibles líquidos como resultado de un mayor crecimiento económico. Los consumidores demandan una mayor movilidad personal y consumen más bienes, se producen menos ganancias de eficiencia en el sector industrial, y la creciente demanda de combustible en el sector no manufacturero sigue siendo satisfecha con combustibles líquidos.

El suministro de combustibles líquidos disminuye debido a la falta de inversión global en el sector petrolero, lo que finalmente conduce a una mayor producción en países fuera de la OPEP. Los precios más altos estimulan una mayor producción de recursos más costosos, y también conducen a aumentos significativos en la producción de combustibles líquidos renovables, gas a líquidos y carbón a líquido. La intensidad energética del lado de la demanda disminuye como resultado de los cambios en la tecnología, las políticas públicas, el comportamiento del consumidor, y la combinación de combustibles.

- **Escenario de Precios Bajo de petróleo:** En este escenario se estima una situación inversa al escenario de precios altos, presentándose menor demanda de productos derivados del petróleo, por un crecimiento económico lento particularmente en los países desarrollados, junto con la adopción de tecnologías más eficientes, mayores estándares de las tecnologías de uso final, la reducción de la demanda de viajes y el aumento del gas natural y la electricidad. También supone una mayor oferta por menores costos de producción de crudo.

El escenario de corto plazo correspondiente a las expectativas del mes de junio del “*Short-Term Energy Outlook - STEO*” incluye un precio de crudo Brent al contado del orden de los US\$78Barril, que aumenta gradualmente hasta los US\$80Barril en el último trimestre de este 2023, debido a una caída de los inventarios mundiales y recortes de producción de petróleo anunciados por OPEP. Por su parte, el consumo de combustibles líquidos aumenta especialmente en Asia, liderado por China e India que está ejerciendo una presión alcista de los precios de estos productos, panorama que continuará hasta el 2024.

Además, la reducción de los precios de gas natural durante el primer semestre del 2023, combinados con una mayor capacidad de turbinas de alta eficiencia, hacen que el gas natural sea una fuente de energía más rentable que el carbón, por ello considera STEO que el consumo de gas natural para energía eléctrica se mantendrá alto en comparación con su promedio de los últimos cinco años, para el resto de 2023, aunque la participación de la tecnología eólica y solar también incrementaran su participación.

5.3 Metodología de estimación

Con base en información disponible de pronósticos de precios del petróleo, de derivados, gas natural y carbón, generados por Banco Mundial, Fondo Monetario Internacional, Departamento de Energía de Estados Unidos y la empresa Wood Mackenzie se procedió a realizar un análisis de corto, mediano y largo plazo para definir los mejores drivers disponibles que permitan la estimación de los precios de las fuentes nacionales, contenidas en el ejercicio acá realizado.

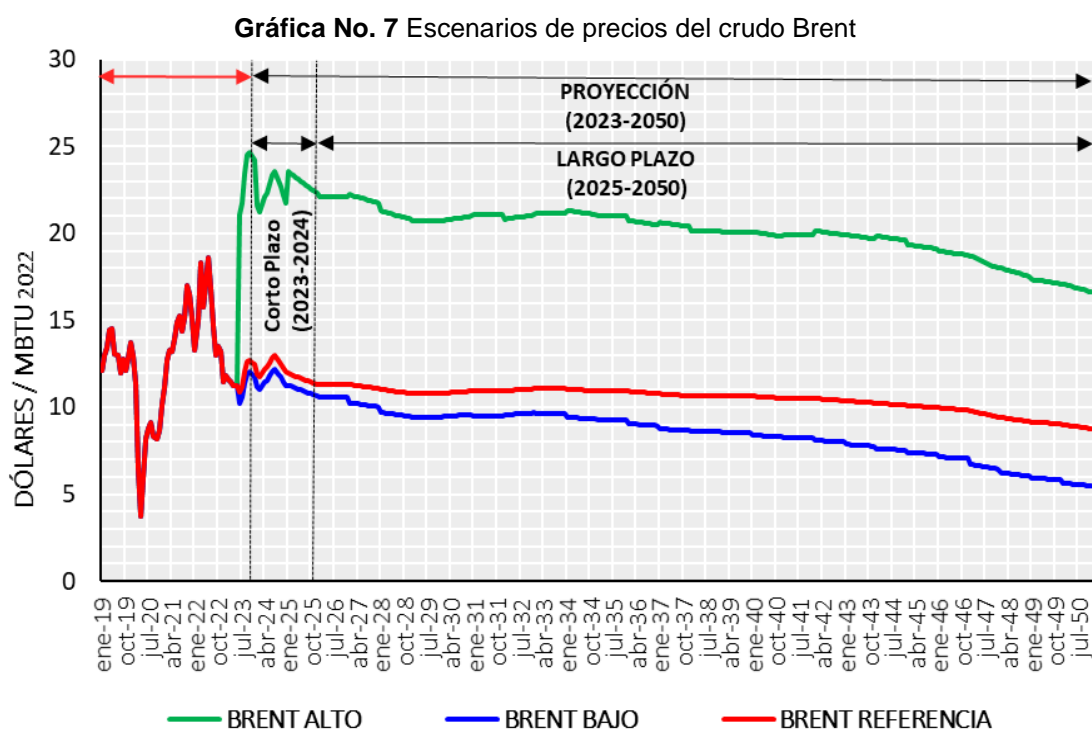
La información provista por DOE-EIA, incorpora pronósticos de precios de corto plazo publicadas mensualmente; pronósticos de largo plazo publicadas anualmente, cuenta con un escenario de pronóstico de referencia y seis escenarios de sensibilidad. El Banco Mundial dispone de estimaciones de largo plazo publicadas trimestralmente en un escenario de referencia, mientras que Fondo Monetario Internacional proporciona proyecciones de corto y mediano plazo publicadas anualmente. Finalmente, la empresa Wood Mackenzie dispone de pronósticos de corto plazo emitidos trimestralmente y de largo plazo publicadas anualmente.

Evaluada las diferentes fuentes de información que realizan pronósticos del precio spot del petróleo y de su comportamiento histórico tanto del crudo WTI como de Brent, se encontraron variaciones en el mediano plazo de los pronósticos de DOE-EIA para el caso de WTI, generando cambios entre nivel de proyecciones, por lo que se decidió tomar la información de pronósticos del crudo Brent efectuada por la empresa Wood Mackenzie, cuyos resultados muestran menores variaciones entre estimaciones. Como esta consultora

no cuenta con sensibilidades al escenario de referencia, se tomó como alternativas la información de los escenarios de precios de petróleo alto y bajo de DOE-EIA, con el propósito de ampliar el túnel de proyección.

En la construcción de los escenarios alto y bajo se utilizó la apertura que establece la relación de las tasas de crecimiento del escenario de referencia Brent de Wood Mackenzie y el Brent de los escenarios Alto y Bajo Precio que presentó DOE-EIA en el documento “*Annual Energy Outlook - AEO 2023*”.

La Gráfica No. 7 ilustra el resultado de la estimación de largo plazo de los tres escenarios de precios de petróleo construidos (referencia, alto y bajo).



Fuente: Wood Mackenzie, DOE-EIA, caculos propios

El escenario de referencia prevé que el precio del crudo Brent durante el 2023 promedie los US\$87Barril en términos constantes de 2022, equivalentes en energía a US\$16/MBTU y culmine en 2050 en aproximadamente US\$64.9Barril o US\$11,4/MBTU, con una tasa de crecimiento medio anual negativa inferior al 1%. El escenario alto de precios estima que el crudo Brent alcanzará una media de US\$135Barril o US\$23/MBTU durante el año 2023 en reales del 2022 y en 2050 finalice en casi US\$120Barril con una tasa de crecimiento promedio año de 0,2%. El resultado del escenario bajo señala un precio Brent que promedia los US\$83Barril en 2023, terminando en US\$40Barril, al final del intervalo de estimación, con una tasa de crecimiento negativa del 48,1%, durante todo el periodo de análisis.

Los precios del crudo Brent son utilizados como indexador para la construcción de los precios de los distintos energéticos, no solo por menores diferencias entre niveles de proyecciones frente a WTI, sino porque es la referencia para la determinación del precio del crudo colombiano. Por otra parte, para identificar las tendencias de los precios internacionales de los productos derivados se empleó como driver la información particular

de cada energético procedente de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2023 y de STEO de junio de 2023 del DOE-EIA, por la correlación presentada entre los indicadores nacionales e internacionales, máxime que la normatividad colombiana define como referencia de los precios internos, el equivalente en la Costa del Golfo de México.

Como no se cuenta con información que permita contrastar los pronósticos del precio de los derivados, se calculó su correlación con el crudo Brent, para poder evaluar la pertinencia de utilizar la apertura de los escenarios alto y bajo respecto al de a referencia, y así poder generar sensibilidades en las proyecciones del precio de los derivados.

Para la estimación de los precios de los derivados se aplicó la normatividad nacional vigente para cada uno de los productos, los que en general cuentan con una estructura que considera 4 elementos así: a) costo del combustible b) carga impositiva, c) Transporte, d) márgenes de distribución mayorista y minorista. El costo del combustible normalmente se denomina ingreso al productor, el cual se basa en las tendencias de los precios internacionales, apoyado en el concepto de costo de oportunidad.

La carga fiscal obedece a la definida en las leyes vigentes; las tarifas de transporte de líquidos por poliducto se actualizan de acuerdo con la normatividad, a partir de las tarifas publicadas por Cenit y finalmente, la remuneración a los agentes que intervienen en la cadena de distribución sigue los lineamientos legales y se actualizan según las disposiciones de Ley.

6. Resultados

El ejercicio realizado incluye la estimación de precios de corto mediano y largo plazo de las siguientes fuentes: diésel, GLP, Jet-A1, fuel oil, gasolina, gas natural y carbón. Los precios se presentan con resolución mensual en el periodo junio de 2023 a diciembre de 2050 y en el anexo se encuentran las tablas con todos los resultados.

6.1 Diésel

El precio del diésel constituye un elemento importante en la ecuación de los costos de transporte y la producción de bienes y servicios, por ello se considera como el combustible que impulsa la economía, de ahí que las fluctuaciones de sus precios deja a la industria vulnerable a las crisis de costos, que al final del día se traduce en fuente que impacta el costo de prácticamente todos los productos; pues en resumidas cuentas es un acelerador de la inflación y, en última instancia, el consumidor tiene que pagar por ello.

A partir de mayo de 2020, el precio del diésel emprendió una carrera ascendente hasta registrar máximos históricos en junio del 2022, debido en buena medida al incremento del precio del crudo. Luego en el segundo semestre el precio retrocedió de manera sostenida y en junio de 2023, el descenso registraba un 34.7% menos que lo visto un año antes, por lo que se presume que los precios caerán durante lo que resta del 2023.

La Agencia Internacional de Energía - AIE sugiere que el crecimiento de la demanda mundial será limitado y, por el contrario, la producción aumentará, lo que conducirá a un aumento en

el inventario. También señala que el crecimiento económico mundial un poco más bajo de lo esperado mantendrá los precios en niveles menores debido a una demanda más suave, aunque señalan que la demanda mundial podría aumentar a medida que se levantan los bloqueos de COVID en China.

Para estimar los precios colombianos de diésel se contempló la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía en la resolución 82439 de 1998 y su modificación mediante la resolución 181491 de 2012. Esta metodología de cálculo del Ingreso al productor - IP se basa en la identificación de las tendencias de los precios internacionales del diésel y su aplicación a los precios nacionales, vía promedio ponderado entre la paridad exportación y la paridad importación, sustentando el ingreso al productor en el concepto de costo de oportunidad, pero buscando también mitigar las variaciones de los precios internacionales del petróleo y sus derivados, a los consumidores finales. La siguiente relación matemática permite la determinación el ingreso al productor nacional del diésel:

$$PPPt_{,x,j} = (\%pronal_{j-1} * PPEXPt_{,j,x}) + (\%impo_{jj-1} * PPIMPOt_{,j,x})$$

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

impo_{jj-1}= Porcentaje de diésel importado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre j-1

pronal_{j-1}= Porcentaje de diésel de producción nacional utilizado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre j-1

Los demás elementos de la estructura del precio son resultado de la aplicación de las normas legales vigentes y para calcular estas variables se utilizaron los pronósticos económicos establecidos por las autoridades colombianas. La estructura del precio nacional del diésel incorpora los siguientes ítems así:

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

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

Mdma = Margen al distribuidor Mayorista

IVA MY = IVA Margen Mayorista

ST = Impuesto de Sobretasa

Mdmi = Margen al distribuidor Minorista

Tp = Transporte a planta de abasto

La fórmula del ingreso al productor considera:

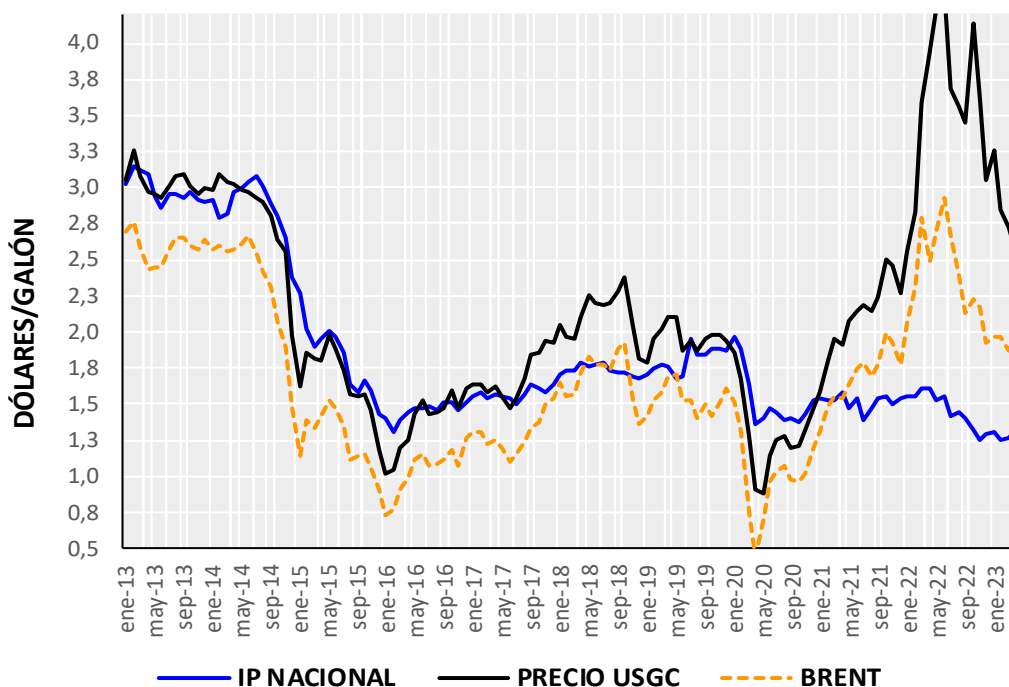
- La paridad exportación del diésel de producción nacional (precio paridad exportación), referenciado al mercado de la Costa Golfo de México, de cada observación diaria para uso en motores diésel producido en Colombia y calculado como el promedio ponderado de los índices: diésel N° 2 y el ULSD -Ultra 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.
- 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.
- El promedio ponderado se realiza actualmente con la información del diésel N° 2 y el Ultra Low Sulfur Desel.

Para la determinación del precio del combustible puesto en planta de generación, se adicionaron al ingreso al productor los distintos elementos que hacen parte de la estructura precio final. Aclarando que en el ítem de transporte considerado refleja el costo de movilización vía poliducto desde la planta de abastecimiento más cercana a la central de generación a ser atendida. A continuación, en la Tabla No. 2 se describe cada uno de los ítems que conforman la estructura del precio:

Tabla No. 2 Componentes del precio en planta de generación

Componente	DESCRIPCIÓN
Ingreso al Productor	Estimación realizada a partir de STEO junio 2023 y comportamiento Brent
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.
Impuesto al Carbono	Tarifa específica considerando el factor de emisión de dióxido de carbono (CO ₂), expresado en kilogramo de CO ₂ por unidad energética (Terajoules) de acuerdo con el volumen o peso del combustible.
Tarifa de marcación	Definida en el Decreto 1503 de 2003 y el 3563 del 2003 de manera independiente para cada combustible.
Tarifa Transporte por poliducto	Costo máximo de transporte a través del sistema de Poliductos definido en la resolución 181088 de 2003 y sus modificaciones.
Margen Distribuidor Mayorista + IVA	Valor definido y ajustado a lo señalado en la resolución 181549 de 2004 y demás normas para remunerar la distribución de combustibles. El IVA se calcula según Art 183 de la Ley 1819 de 29 de diciembre de 2016
Sobretasa	Contribución de carácter municipal y departamental que se paga por el consumo
Margen Distribuidor Minorista	Valor definido y ajustado por MME para remunerar la comercialización de combustibles líquidos

El análisis del ingreso al productor colombiano de diésel implicó una revisión comparativa de las series históricas de precios internos y de los internacionales en la Costa del Golfo, para establecer el diferencial e identificar posibles alternativas que permitan optimizar el proceso de estimación, información que es presentada en la Gráfica No. 8. Los resultados señalan que el patrón de comportamiento del ingreso al productor colombiano ha fluctuado históricamente con el índice internacional de precios y con el comportamiento del Brent, pese al desacople que se vienen registrando desde el 2021.

Gráfica No. 8 Índice diésel USGC Vs Ingreso al productor colombiano

Fuente: DOE-EIA, MME

Si bien en los primeros meses del 2020, los precios mostraban un rezago cercano a los dos periodos, a partir de enero de 2021, se inició una desvinculación, donde el IP nacional se ha mantenido alrededor de US\$1,4/galón mientras que la dinámica del índice internacional ha impulsado los precios a umbrales de US\$4,1/galón con un valor medio de US\$3,5/galón en los últimos doce meses.

Lo anterior, pone de manifiesto significativas desviaciones entre el ingreso al productor nacional y en precio en el mercado internacional, que en la práctica se convierte en un subsidio para los usuarios colombianos cuyo diferencial es trasladado al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, donde los refinadores e importadores pueden acceder al pago de recursos cuando ingreso al productor nacional es inferior al costo de oportunidad del energético en la Costa del Golfo.

El subsidio al diésel se ha incrementado sustancialmente, lo que viene profundizando el déficit del fondo, pero un incremento precipitado para acercar los dos índices tendría un impacto en la cadena de transporte de mercancías y personas significativo, generando un efecto inflacionario que deterioraría la economía nacional. Por tanto, cerrar la brecha debe ser una medida gradual, pero no debe retrasarse.

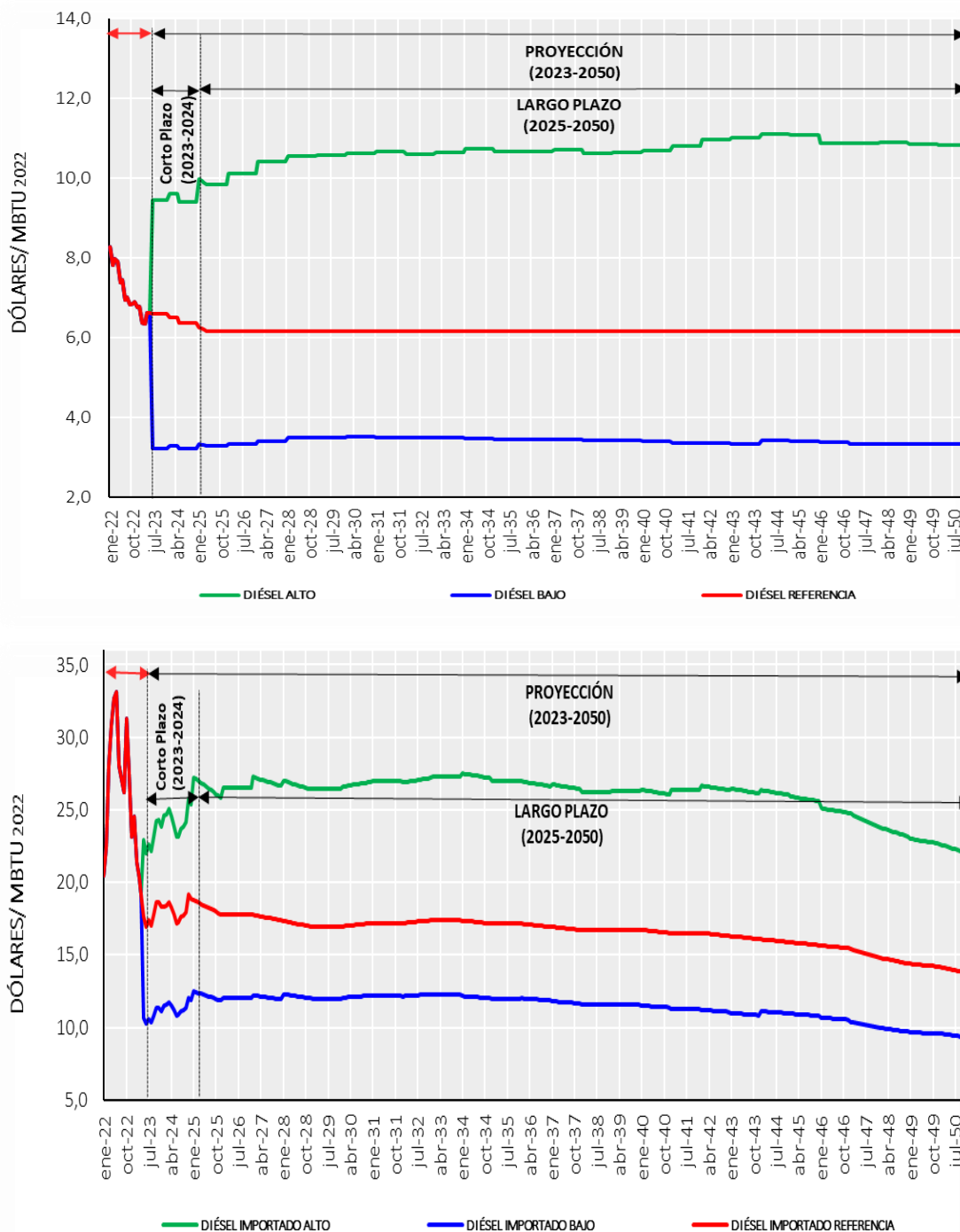
Para realizar la estimación del precio de Diésel en el corto plazo, se utilizó como driver la información del documento STEO de junio de 2023, el cual plantea una disminución importante del precio de corto plazo con valores negativos del orden del 8% entre junio del presente año y diciembre de 2024, al pasar de US\$3,3/galón a US\$2,7/galón. Para largo plazo se consideró la relación existente entre los precios del combustible y los precios de Brent pronosticado por la Wood Mackenzie, dados los argumentos expuestos en el numeral 3.2.

Teniendo en cuenta la divergencia del Ingreso al productor nacional y del índice en la Costa del Golfo, se efectuaron dos tipos de cálculos. El primero determina el ingreso al productor nacional en estación de servicio (Bogotá) y se estimó tomando la información de precio nacional indexada con las tasas de crecimiento de los pronósticos de corto plazo del AEO para diésel y Brent del escenario de referencia para largo plazo. Los escenarios alto y bajo se establecieron a partir de la apertura que establece la relación de las tasas de crecimiento del escenario de referencia Brent y cada uno de los escenarios de sensibilidad escogidos.

En el segundo caso se determinó el precio del ingreso al productor como producto importado, indexado con los precios de corto plazo de diésel y para largo plazo del Brent. Lo anterior debido a que la oferta nacional de diésel es insuficiente para atender la demanda y cualquier carga adicional de demanda requiere de producto importado. Además, la normatividad colombiana obliga a grandes consumidores a pagar a precio internacional este combustible.

La Gráfica No. 9 presenta el resultado de estimar el precio del IP en estación de servicio y el precio para diésel importado, con destino a generación de electricidad.

Gráfica No. 9 Escenarios de estimación del ingreso al productor fuente nacional e importada



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, cálculos propios

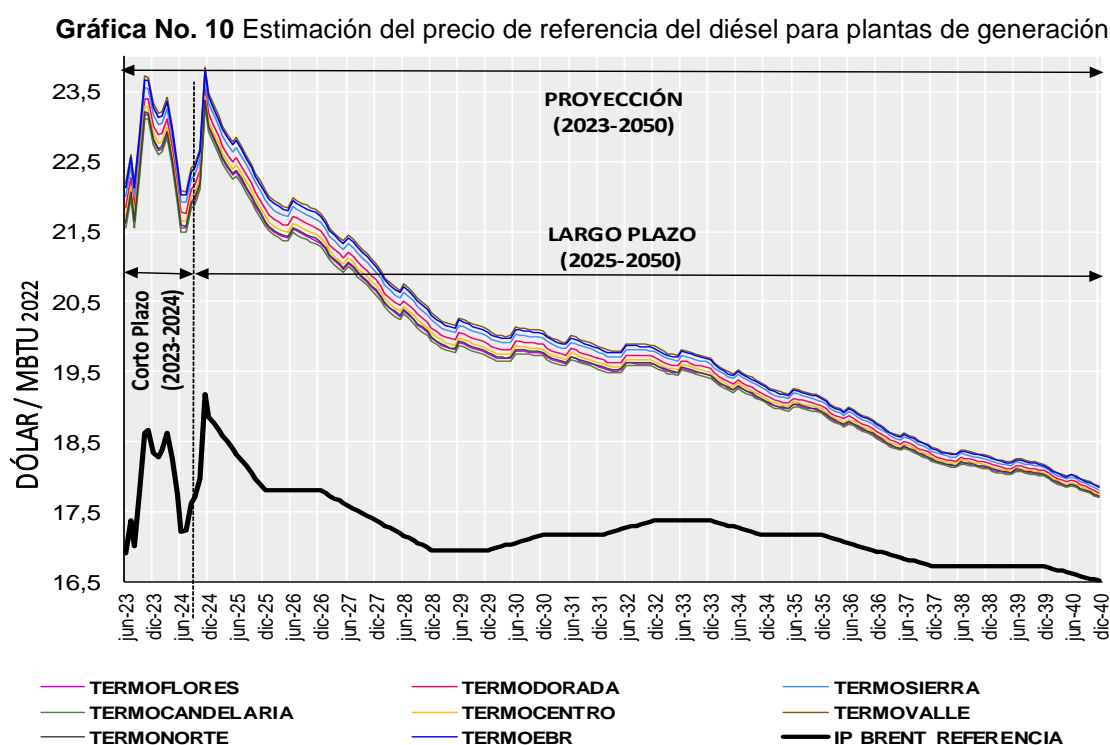
Los resultados muestran diferencias significativas en el pronóstico de IP, pues para producto comercializado en estación de servicio el escenario de referencia parte de US\$6.6/MBTU en junio del 2023 y disminuye a US\$6.3/MBTU en diciembre del 2024 en términos constantes de 2022, con un crecimiento negativo de 4.5%, mientras que, para el largo plazo la tasa promedio anual disminuye 0,02%, finalizando en 2050 en US\$6.1/MBTU de 2022.

En el caso del diésel importado y usado para actividades del sector productivo que impliquen la condición de gran consumidor no intermediario de diésel, el ingreso al productor en el

corto plazo aumentaría un 11.2%, pasando de US\$16,9/MBTU en junio de 2023 a US\$18,8/MBTU en diciembre de 2024, en tanto en el largo plazo pasaría de US\$16,9/MBTU a US\$13,7/MBTU en términos constantes, lo que equivale a una reducción del 19% en todo el horizonte de estudio.

Para la determinación del precio del combustible puesto en planta de generación, se adicionaron al ingreso al productor los distintos elementos que hacen parte de la estructura del precio final. La Gráfica No. 10 presenta la estimación del precio del diésel en planta de generación del escenario de referencia incluyendo los cálculos para las siguientes centrales: Termoflores, Termodorada, Termocentro, Termosierra, Termocandelaria, Termovalle, Termonorte, y TermoEBR.

Como ya se mencionó, los escenarios alto y bajo se proyectan a partir de la aplicación de las aperturas establecidas por la relación de las tasas de crecimiento de largo plazo del producto tomado de AEO d4e 2023 y del precio del Brent tomado de la información presentada por Wood Mackenzie. Además, se realizó la operación de agregar los componentes del precio, precisando que todos los factores salvo el ingreso al productor suman el mismo valor en los tres escenarios. El anexo contiene la información de pronóstico del precio para cada planta, en cada uno de los tres escenarios.



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, cálculos propios

6.2 Jet-A1

Esta fuente es generalmente utilizada para turbinas y sus especificaciones técnicas permiten cumplir exigentes propiedades requeridas para máximo funcionamiento en el transporte aéreo y también en turbinas para generación de electricidad. El procedimiento empleado para la estimación del precio colombiano del Jet-A1 incorporó la normatividad definida por

las Leyes 681 de 2001 y 1450 de 2011, las cuales hacen referencia a la estructura del precio para su comercialización nacional y determinan que el precio correspondiente al ítem de ingreso al productor debe calcularse de manera semanal, tomando como referencia el indicador Platts, de las cotizaciones del índice JET 54 USGC.

La estructura incluye dos impuestos de ley que corresponden al IVA, aplicado al ingreso al productor y el impuesto al carbono, definido en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 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 los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”. Adicionalmente, incluye el costo de transporte por poliducto entre punto de producción y la planta de abastecimiento de combustibles más cercano a la central térmica, así como un margen para el distribuidor mayorista con su correspondiente IVA.

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

Donde,

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

IP = Ingreso al Productor

IC = Impuesto al Carbono

TI = Valor del transporte a través del sistema de poliductos

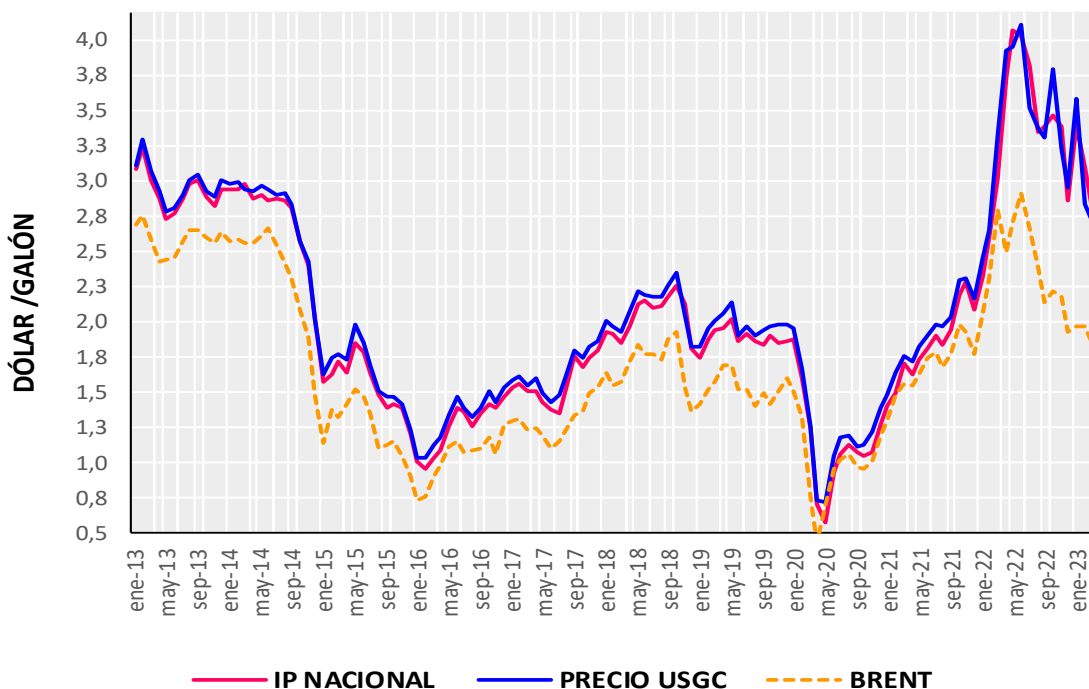
MY = Margen mayorista

IVA MY = IVA Margen mayorista

La estimación del componente ingreso al productor 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. La Gráfica No. 11 presenta la comparación del precio en la Costa del Golfo de México y el IP colombiano. En esta, se observa la correlación existente entre los precios internos y los precios internacionales, con unas pequeñas diferencias que muestran cierto desplazamiento de la curva de precios nacionales hacia la derecha, específicamente desde mediados de 2020.

También se advierten importantes fluctuaciones ocasionadas por la pandemia del coronavirus, COVID-19, que llevó a la imposición de medidas de aislamiento preventivo y cierre de fronteras, para su control, lo que restringió la movilización de la población y la actividad económica en general, afectando la demanda energética de todos los sectores y, particularmente, del sector transporte. La demanda de mayor afectación y por tanto su precio fue el Jet- A1, llegando el IP internacional de mayo del 2020 a 72 centavos de dólar por galón, en tanto el ingreso al productor nacional fue de 58 centavos por galón.

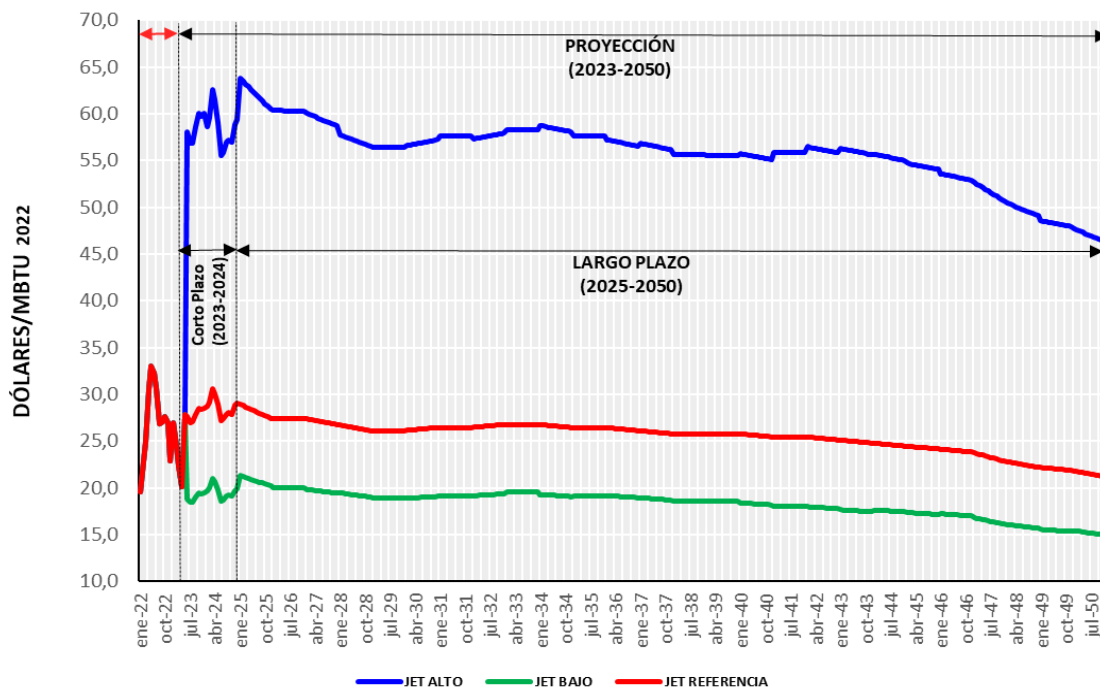
Gráfica No. 11 Comparación IP Jet-A1 y precio en el golfo de México



Fuente: ECP, DOE-EIA

Luego de la recuperación mundial y un aumento del precio del crudo que pasó de US\$29.3/barril en mayo de 2020 a US\$113.3/barril en mayo de 2022 con un crecimiento del 287%, el precio del combustible Jet-A1 en su componente de ingreso al productor sufrió una escalada del 449% al pasar de US\$0,72/galón en mayo de 2020 a US\$3,95/galón mayo de 2022.

Para determinar el precio correspondiente al ingreso al productor colombiano de Jet-A1 en el escenario de referencia, se utilizaron las tasas de crecimiento de corto plazo del Jet Fuel generadas por el STEO de junio de 2023, y las tasas del Brent pronosticado por la Wood Mackenzie para largo plazo, manteniendo los supuestos de precios, demanda y crecimiento económico referidos anteriormente. Los resultados de los tres escenarios evaluados son representados en la Gráfica No. 12.

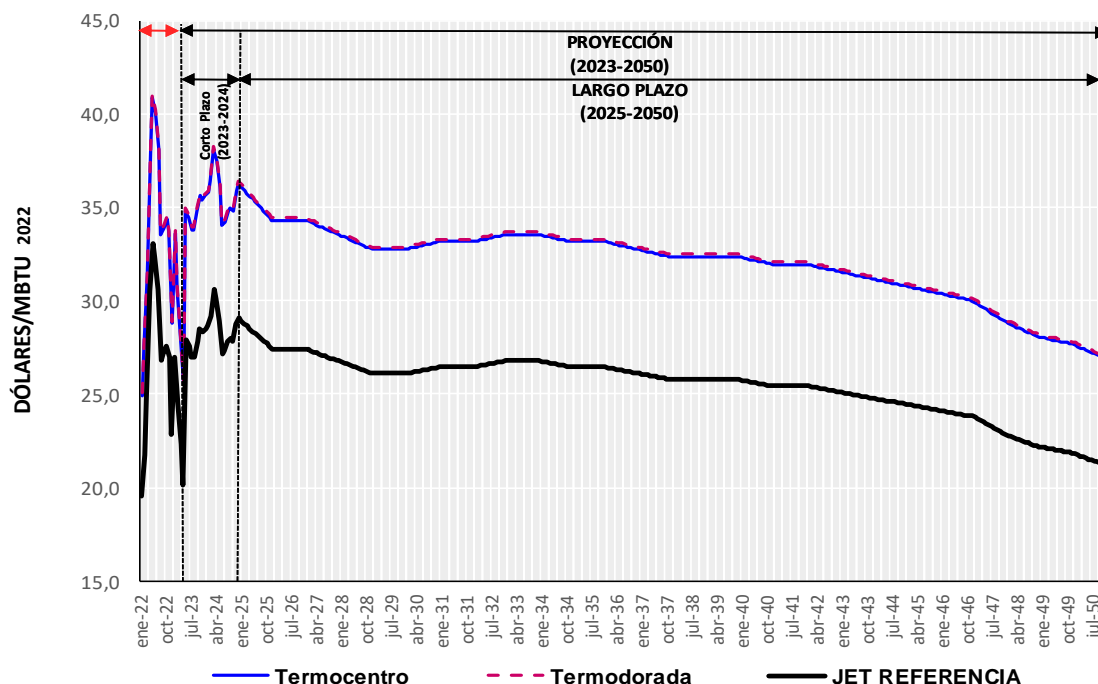
Gráfica No. 12 Escenarios de estimación del ingreso al productor Jet-A1 nacional

Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, ECP, cálculos propios

Los resultados del escenario de referencia advierten un aumento del ingreso al productor nacional de 5,4% en el corto plazo al cambiar de US\$ 27,5/MBTU en junio de 2023 a US\$29,5/MBTU en diciembre de 2024 en reales de 2022 (que en unidades de volumen representa un cambio de US\$3,45/galón a US\$3,63/galón), mientras que en el largo plazo presenta un crecimiento negativo del 26,7% equivalente a una tasa media anual de -0,1%, entre el 2023 y 2050, toda vez que el precio estimado al final del periodo de análisis es de US\$2,65/galón. Paralelamente, el escenario alto registra una caída del 20,1% entre junio de 2023 y diciembre de 2050, entre tanto el escenario bajo la reducción es de US\$2,9/MBTU

A continuación, en la Gráfica No. 13 se presenta la estimación del precio del Jet-A1 en las plantas térmicas de Termocentro y Termodorada, considerando el escenario de referencia y en el anexo se incluye la información de los tres escenarios, precisando que los escenarios alto y bajo se construyen a partir de las aperturas que se obtienen de la relación de tasas de crecimiento entre el precio del Brent y los precios de largo plazo del Jet-A1 en los escenarios de sensibilidad.

Gráfica No. 13 Estimación del precio de Jet-A1 en planta de generación



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, ECP, cálculos propios

Los cálculos muestran que bajo el escenario de referencia el costo del Jet-A1 en la planta de Termocentro llega a US\$34,4/MBTU, finalizando en 2050 en US\$26,9/BTU y en el caso de Termodorada el precio varía entre US\$34,6/MBTU y US\$27/MBTU a lo largo del horizonte de la estimación.

6.3 Fuel Oil

Este combustible fue responsable de asegurar el suministro eléctrico durante muchos años, gracias a unos menores costos frente a otros recursos. Sin embargo, viene perdiendo espacio frente a los demás combustibles líquidos, por la generación de gases de efecto invernadero derivados del proceso de combustión, que encauzó la normatividad colombiana hacia su exclusión para el uso en hornos, calderas y quemadores cuando el contenido de azufre sea mayor del 1,5%.

El cálculo del precio futuro del fuel oil colombiano de mediano y largo plazo, se efectuó con la aplicación de las normas vigente del Ministerio de Minas y Energía, estipulada en la resolución No 182147 de 2007, cuyos componentes hacen referencia al ingreso al productor, el cual está bajo el régimen de libertad y se le adicionó el IVA (19%) y el impuesto al carbono. La siguiente relación describe la estructura del precio nacional del fuel oil. Además, y para efecto de 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, y su correspondiente IVA así:

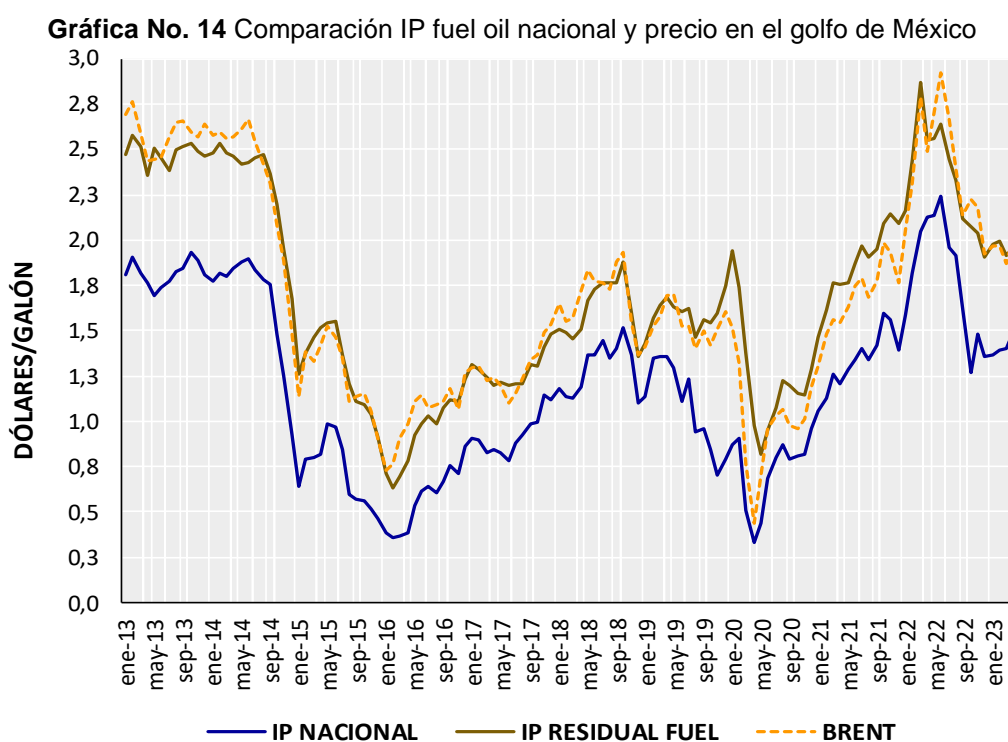
$$PMV=IP+IVA+IC+IVA MY+ TI$$

Donde:

PMV = Precio de venta de la fuel oil al distribuidor mayorista

- PIP** = Ingreso al productor
- IVA** = Impuesto al Valor Agregado
- IC** = Impuesto al Carbono
- IVA MY** = IVA Mayorista
- TI** = Valor del transporte a través del sistema de poliductos

La estimación del ingreso al productor 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, corresponde al índice Platt's Residual Fuel No 6 US Gulf Coast con 1.0 % y 3.0 % de azufre. Para el ejercicio se tomaron los valores del fuel oil utilizado para generación de electricidad publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos con la intención de establecer su correlación. Ver Gráfica No. 14.



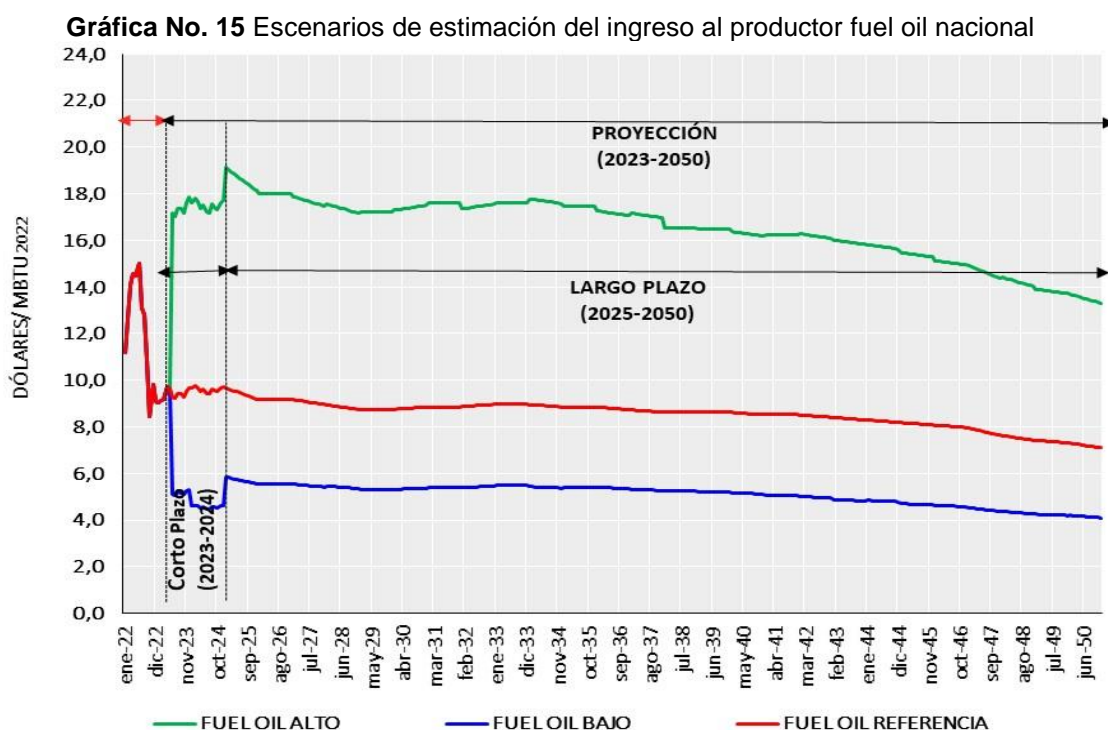
Fuente: ECP y DOE-EIA

El comportamiento del precio internacional en la última década muestra fluctuaciones importantes que llevaron los precios a US\$2,5/galón durante 2013 y 2015 y luego disminuyeron de manera sostenida hasta los US\$0,75/galón en enero de 2016. Posteriormente, el precio mantuvo un aumento continuo logrando un máximo de US\$2,85/galón en marzo de 2022, que después se fue invirtiendo finalizando el 2022, en cerca de US\$1,9/galón. Durante el 2023, tanto el precio nacional como el índice de la Costa del Golfo se han recuperado levemente y muestran valores próximos a los alcanzados en el segundo semestre de 2018.

En términos generales la correlación es alta y el rezago que manejan las dos series es cercano al mes, pese a que el precio del producto nacional está por debajo del precio internacional en cerca de 55 centavos de dólar por galón. Valorada la correlación y para efectos de la proyección del ingreso al productor colombiano se utilizó como driver el

“Residual Fuel-Refined Petroleum Product” y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2023 del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

En el corto plazo el STEO de junio 2023, estima una recuperación de los precios del fuel oil, con base en el supuesto que se mantengan los escenarios de incremento de la demanda y una recuperación del precio del barril a finales de 2024 próximo a los 7 dólares el barril, lo cual apoyaría el incremento de los precios nacionales. Por su parte en el AEO de 2023 estima en el largo plazo que el mercado mundial de este combustible aumente levemente. La Gráfica No. 15 muestra la estimación de los escenarios del IP para el combustible colombiano.



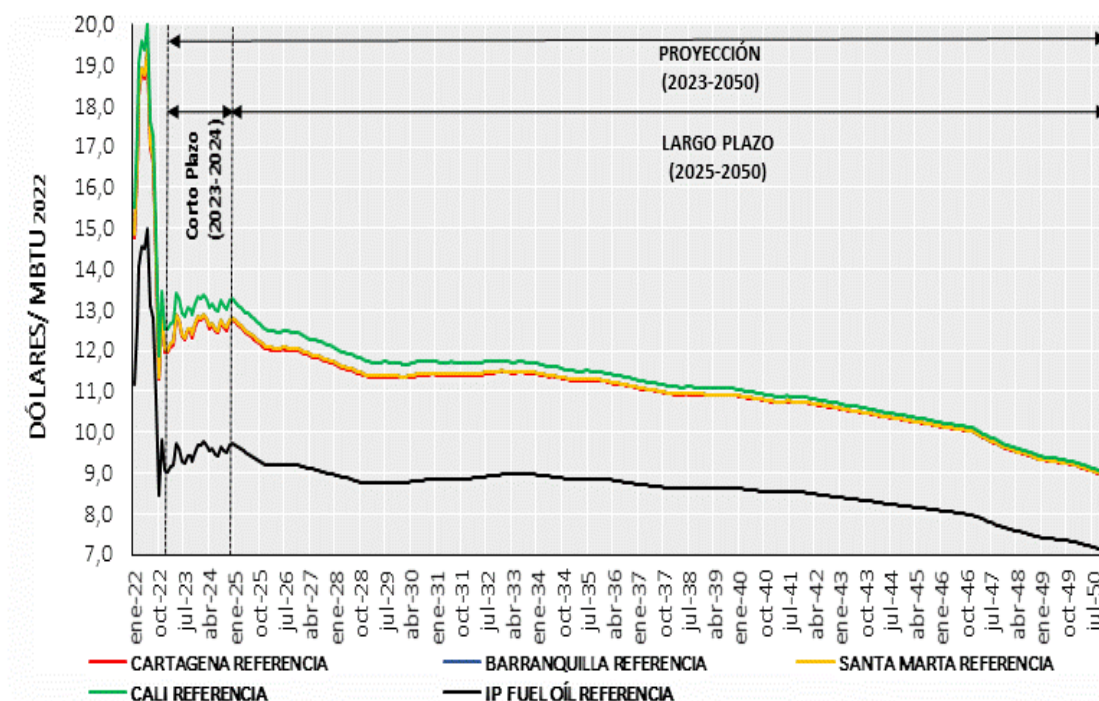
Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, ECP, cálculos propios

El resultado de los cálculos en el escenario de referencia identifica una fluctuación entre US\$9,2/MBTU y US\$ 9,7/MBTU en el corto plazo, significando un crecimiento de 5,4%, en tanto el largo plazo varía entre US\$ 9,6/MBTU y US\$ 7,1/MBTU en términos reales de 2022. En el escenario alto el valor del ingreso al productor nacional varía entre US\$17,6/MBTU en el 2025 a US\$13,3/MBTU en diciembre de 2050, mientras que el escenario bajo oscila entre US\$9,1/MBTU y US\$4/MBTU. Es necesario señalar que los pronósticos están ajustados a las proyecciones del crudo internacional Brent pronosticado Wood Mackenzie y los escenarios alto y bajo por la relación entre tasas de crecimiento del recurso y las del crudo, igual que en el caso de los demás energéticos.

Para el cálculo del precio en planta de generación, se adicionó al ingreso al productor el valor correspondiente al IVA, más el impuesto al carbono, el cargo de transporte desde el punto de entrega del producto más cercano a la planta de generación a ser atendida, el margen al distribuidor mayorista y el IVA aplicado a este margen de distribución, práctica que se repitió para cada uno de los tres escenarios.

La Gráfica No. 16, incluye el pronóstico del precio de referencia de fuel oil para las centrales de generación ubicadas en Cartagena, Barranquilla, Santa Marta y Cali. Los resultados obtenidos indican que el mayor precio se presenta en la térmica ubicada en la ciudad de Cali como consecuencia de una mayor tarifa de transporte terrestre entre la planta de abasto y la central de generación, los cuales parten de valores alrededor de los US\$12,5/MBTU en junio del 2023 y terminan en cerca de US\$9/MBTU.

Gráfica No. 16 Estimación del precio de fuel oil en planta de generación



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, ECP, cálculos propios

6.4 Gasolina

Durante el primer semestre de 2023 los precios internacionales de gasolina se han mantenido en una media de US\$2,63/galón sin mayores fluctuaciones, aunque algunas indisponibilidades en las refinerías de la Costa de Golfo suponen que los precios se incrementen en el corto plazo al reducirse los inventarios. En el largo plazo estima el departamento de Energía de Estados Unidos que los precios disminuyen levemente por los cambios generados a nivel mundial, para cumplir los acuerdos internacionales en materia ambiental. Es de anotar que esta fuente no se utiliza para generación de energía eléctrica, no obstante, se efectúa el análisis para el pronóstico del precio.

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 de diciembre de 1998 y su modificación a través de la resolución 41281 de 2016. La estructura del precio nacional de gasolina motor corriente contempla los siguientes ítems:

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

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

Mdma = Margen al distribuidor Mayorista

IVA MY = IVA Margen Mayorista

ST = Impuesto de Sobretasa

Mdmi = Margen al distribuidor Minorista

Tp = Transporte a planta de abasto

PE = Pérdida por Evaporación

El cálculo del ingreso al productor se basa en la aplicación de las tendencias de los precios internacionales con un lapso de 60 días, mediante la metodología de paridad de exportación, para aplicar un tope a los incrementos o disminuciones y así mitigar la volatilidad, buscando reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que garantice un margen de estabilidad en los precios internos.

La siguiente relación permite el cálculo del ingreso al productor.

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

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 U.S.Gulf Coast Waterborne de la Cotización de la publicación Platt's expresada 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 expresada en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.

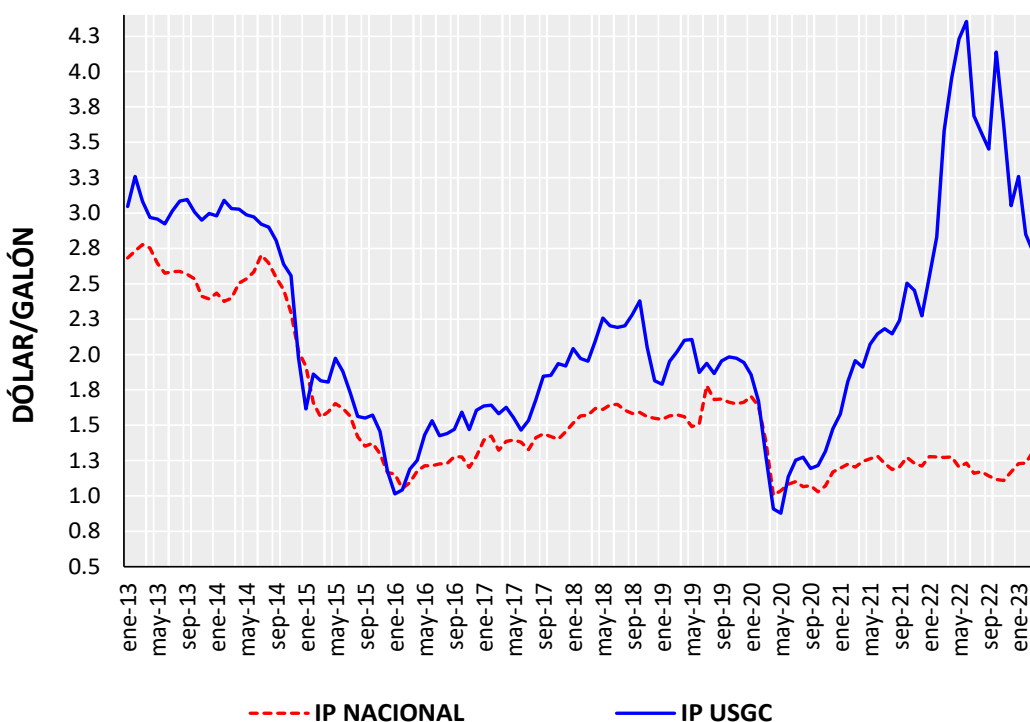
FL_t: Costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde el puerto de exportación local de la Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de Estados Unidos, expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.

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 (US\$/Gal).

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

Para efectuar la estimación del ingreso al productor colombiano, se realizó la comparación de las series históricas de los precios internos y el correspondiente a los precios internacionales de la Costa del Golfo, con el propósito de establecer la relación existente y determinar el driver que posibilite la estimación de largo plazo. En la Gráfica No. 17 se presenta la evolución del ingreso al productor colombiano frente al que recibe un refinador de la Costa del Golfo, aclarando que debido a la metodología de cálculo del ingreso al productor se cuenta con un búffer que no permite que se muevan al mismo nivel el precio interno y la referencia internacional.

Gráfica No. 17 Comparación IP gasolina nacional y precio en el golfo de México



Fuente: DOE-EIA, cálculos propios

Si bien la tendencia del precio nacional siguió el patrón internacional observado en la Costa del Golfo hasta mediados del 2020, luego se registró un desacople que tocó la máxima diferencia en junio de 2022, cuando el IP nacional representó el 30% del precio internacional. En general se perdió la tendencia del precio nacional con respecto al internacional desde mediados del 2020 en un ambiente de altos precios del Brent.

El comportamiento del precio en la última década muestra variaciones significativas y los consumidores han visto descensos dramáticos y aumentos acentuados en los últimos dos años debido a factores como la recuperación de la pandemia de COVID-19, la invasión a Ucrania por parte de Rusia y la inflación, entre otros factores. Por todo ello, el precio de la gasolina en 2022 aumentó a la tasa más alta en aproximadamente 40 años, impactando de manera extraordinaria la economía de las personas en todo el mundo y las cuentas fiscales de los países. Durante el pasado año, el ingreso al productor en la Costa del Golfo promedio los US\$3,2/galón mientras que en nuestro país fue casi una tercera parte del internacional al ubicarse en US\$1,2/galón.

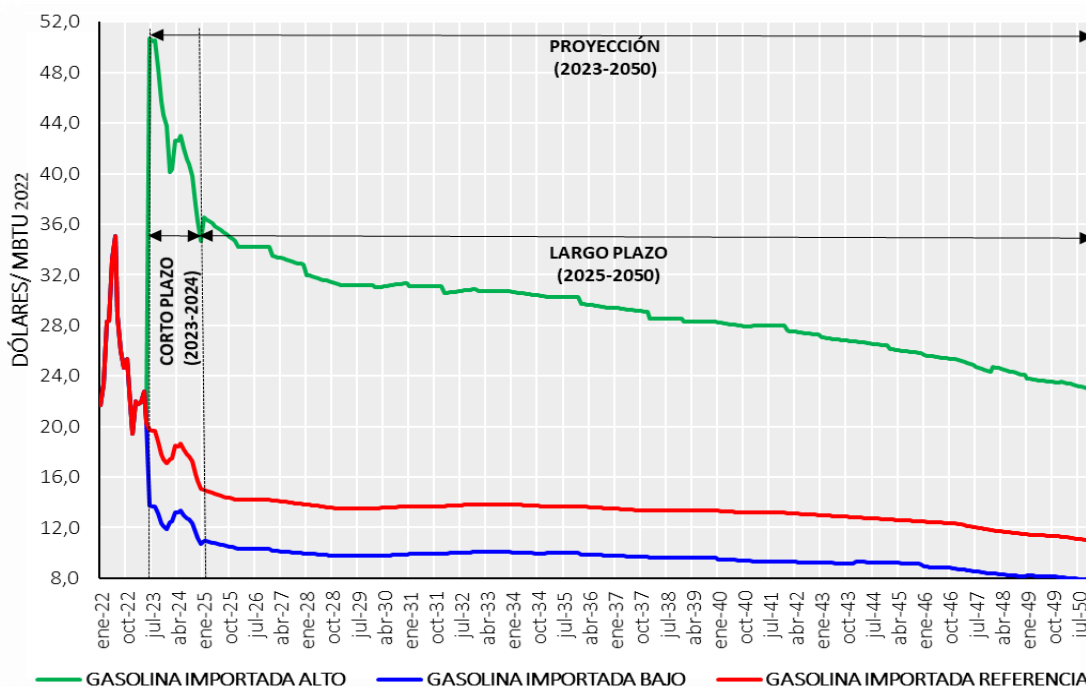
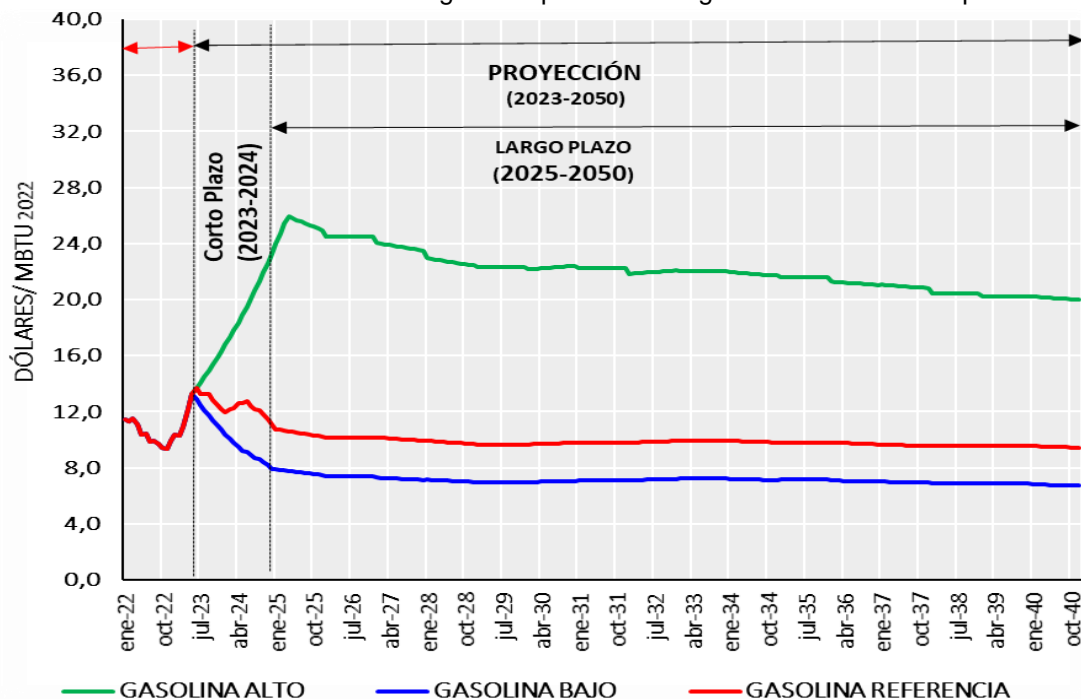
A lo largo del 2023, el precio internacional ha disminuido constantemente, mientras que el ingreso al productor colombiano empezó a subir de manera sostenida buscando equiparar el precio internacional y simultáneamente reducir no solo el diferencial, sino el déficit del fondo de estabilización de precios de los combustibles colombianos. Finalizado el primer semestre el indicador colombiano llegó a US\$1.93/galón y el precio internacional en la Costa del Golfo de los Estados Unidos fue de US\$2.62/galón disminuyendo casi una tercera parte la desigualdad, representando el precio colombiano el 73.6% del internacional.

Valorada la correlación se utilizó como driver para el cálculo el IP colombiano el precio Brent de largo plazo del pronóstico de Wood Mackenzie y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados del Departamento de Energía de los Estados

La Gráfica No. 18 incluye en la primera parte la estimación del ingreso al productor con el recurso importado y en la segunda presenta la estimación de producto nacional siguiendo la actual tendencia y conservar el diferencial de precio interno en el 75% del producto importado. El escenario de referencia señala precios de ingreso al productor nacional que parten de US\$13,6MBTU en junio de 2023 y finalizan en US\$7,8MBTU en diciembre de 2050 en términos reales de 2022, significando una reducción de 42.6% en todo el horizonte de proyección.

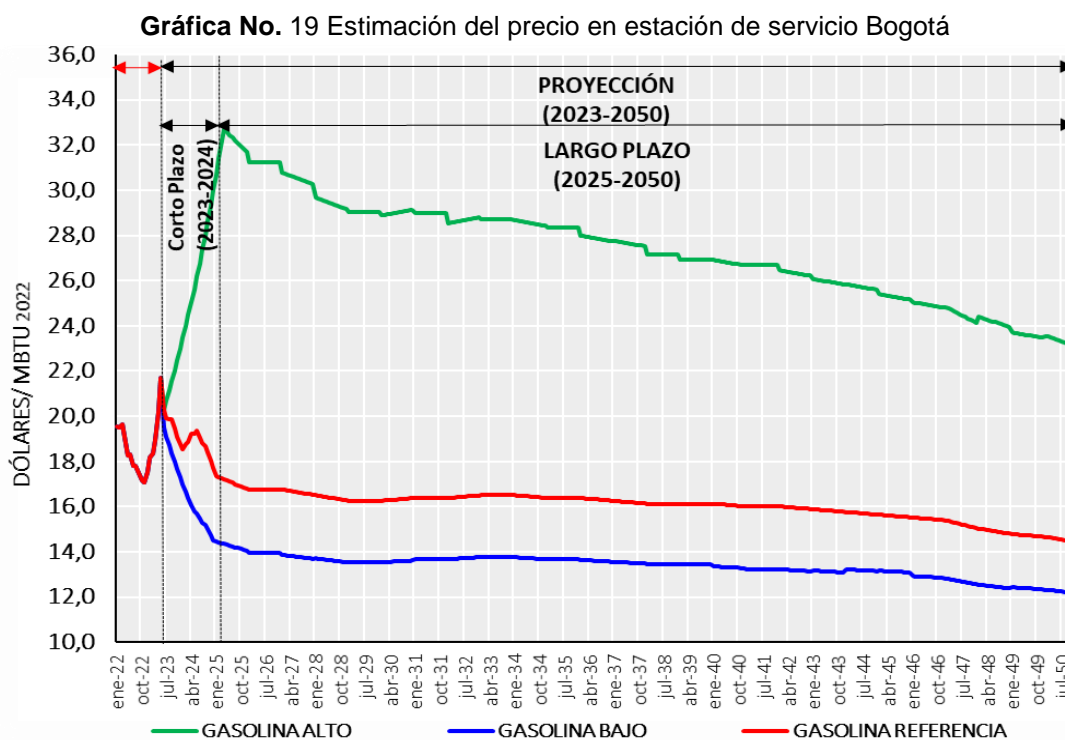
En el escenario alto los cálculos indican una reducción del precio próxima al 20% al pasar de US\$13,7/MBTU en junio de 2023 a US\$16,4/MBTU en diciembre de 2050. En todo el periodo de estudio y en el escenario bajo la reducción del precio se aproxima al 56,3%, al disminuir de US\$12,8/MBTU en junio de 2023 a US\$5,6/MBTU en diciembre de 2050. En la segunda parte del gráfico se presentan los cálculos de IP con producto totalmente importado.

Gráfica No. 18 Estimación del ingreso al productor de gasolina nacional e importada



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, cálculos propios

Adicional a la proyección del ingreso al productor, se realizó el ejercicio de estimar del costo de la gasolina nacional en estación de servicio, teniendo como punto de referencia Bogotá, para lo cual se sumaron todos los componentes de la estructura de los precios ya descritos, al ingreso al productor colombiano que mantiene el diferencial del 75% con el internacional, cuyos resultados se presentan en la Gráfica No. 19.



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, cálculos propios

6.5 Gas Natural

El gas natural se ha convertido en una de las fuentes de energía más utilizadas y una herramienta fundamental para el desarrollo de la transición energética, debido a menores precios frente a otros recursos, mayores eficiencias, menores emisiones de gases efecto invernadero en relación con otros recursos fósiles y celeridad en construcción de las centrales de generación. Adicionalmente en el proceso de transición energética el gas natural y las energías renovables constituyen una coalición básica para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento del servicio de electricidad.

El precio del gas natural, así como el del resto de combustibles fueron altos y volátiles en 2022, ya que los mercados energéticos se enfrentaron distintas tensiones que generaron una crisis energética mundial que fue posible superar gracias a un proceso de sustitución entre fuentes, una menor demanda en el consumo particularmente en los países altamente consumidores y aun flujo continuo de GNL hacia las economías desarrolladas.

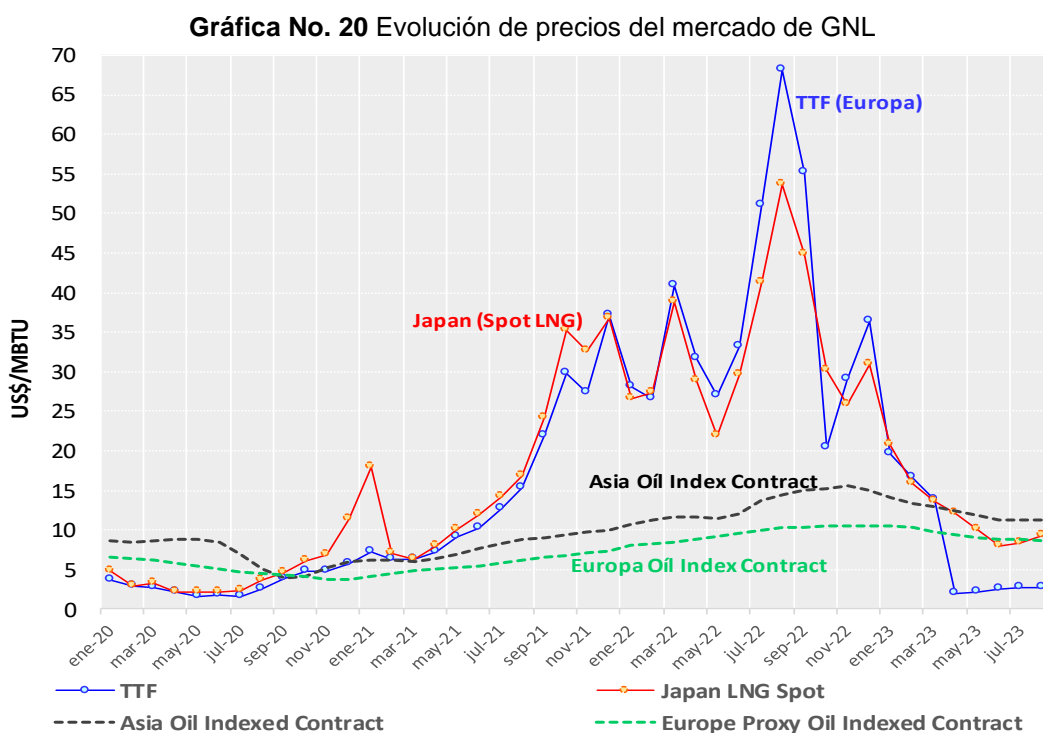
Durante el 2022 el gas representó el 22,7% de la energía eléctrica total generada en el mundo, con un crecimiento negativo de 1,2% frente a 2021, debido al incremento de generación eléctrica con carbón en Europa y países emergentes asiáticos, que ampliaron la participación de esta última fuente en la matriz de generación con 3% y 2,1% correspondientemente, debido a la restricción de suministro de gas ocasionado por la guerra entre Rusia y Ucrania. La alteración de las condiciones del mercado de gas natural llevó los precios de las compras spot a registros históricos, superando el equivalente a 250 dólares por barril de petróleo.

Determinar el valor de mercado internacional del petróleo y de carbón normalmente es sencillo debido a la existencia de mercados internacionales reconocidos para diferentes tipos y calidades de estas fuentes que están estrechamente relacionados. No obstante, muchas de las interacciones acostumbradas entre los marcadores de precios se interrumpieron, luego de la invasión rusa de Ucrania, donde el mercado de crudo se fraccionó causando un aumento notable en los diferenciales de precios entre el crudo y los productos derivados del petróleo.

Establecer un precio de mercado de referencia para gas natural siempre es más complejo que para crudo, por la presencia de importantes divergencias regionales entre los mercados de gas y los costos de transporte que son significativos. Pero a medida que el comercio de gas natural licuado - GNL ha crecido y la competencia gas - gas determina la presencia de mayor número de precios, permite en un año típico notar las diferencias entre los precios comercializados en América del Norte, Europa y Asia, reflejando los costos de movilizar gas entre estos mercados donde generalmente los precios de América son los más bajos.

El 2022 no fue un año típico, y los mercados de gas bajo recortes sufrieron incrementos de precio en niveles históricos, mientras que los precios de contratos a largo plazo vinculados a crudo se mantuvieron relativamente bajos, favoreciendo a algunos países importadores de Asia, que eludieran fluctuaciones del mercado spot. Además, las restricciones de infraestructura jugaron un rol en la gama de precios observados, ya que la oferta no pudo reasignarse en volúmenes suficientes para cerrar las brechas de precios, pese a las oportunidades para su arbitraje, complicando así la labor de establecer precios indicativos para los mercados.

La Gráfica No. 20 refleja el comportamiento de los precios de GNL en los principales mercados.



Fuente: Wood Mackenzie

Los precios de GNL en Asia son fundamentales para fijar el precio global del gas, influyendo en los flujos comerciales mundiales, debido al alto crecimiento del mercado originado en gran parte a la eliminación gradual del carbón y fragmentación de precios por causa del predominio de contratos bilaterales a largo plazo, mientras que los mercados de gas en Europa ofrecen una amplia gama de precios spot, al tratarse de un mercado maduro que mostraba un lento potencial de crecimiento antes de la guerra de Ucrania.

En Asia, los precios están indexados en gran medida con los precios del crudo especialmente Brent o el precio promedio de importaciones japonesas de petróleo comúnmente conocido como el Cóctel de Crudo Japonés (JCC) y debido a que las condiciones del mercado pueden variar con el tiempo, los contratos de GNL a largo plazo tienen cláusulas de reapertura que permiten a compradores y vendedores renegociar el acuerdo.

Por otra parte, la brecha en el suministro de gas a Europa brindó una oportunidad comercial para los exportadores de GNL, en particular para Australia, Qatar y Estados Unidos que en última instancia está permitiendo integrar los mercados regionales de gas en uno global, dada la ventaja competitiva del GNL frente al gas por gasoducto, por la flexibilidad técnica y económica que posibilita a compradores desviar cargamentos al GNL más rentable, generando cambios en la dinámica de mercado.

Como en el tercer trimestre de 2022 los precios del gas natural en Europa y los precios al contado del GNL en Asia se incrementaron a niveles récord por la disminución del suministro que provocó escasez, se redujo la demanda de gas y se incentivó el cambio a otros combustibles como el carbón y petróleo para la generación de electricidad en algunas economías emergentes y en desarrollo.

Europa compensó la menor oferta de gas ruso con importaciones de GNL, así como suministros alternativos de gasoductos de Noruega y otros lugares, al igual que la sustitución de gas por otras fuentes, especialmente carbón. La creciente demanda de GNL en Europa alejó la oferta mundial disponible de compradores tradicionales en Asia y el Pacífico, donde la demanda cayó un 7% durante el mismo lapso, producto de la combinación de varios factores que incluyeron alto precio, del clima templado y bloqueos continuos por COVID-19 en China.

Si bien la demanda de gas natural en países como Japón y Australia durante el 2022 se mantuvo casi sin cambios, en economías como China, India y Corea se contrajo. En Estados Unidos y Canadá los precios alcanzaron niveles similares a los del año 2008, aun así, fueron de los pocos países del mundo donde aumentó el consumo de gas, respaldado por la demanda de electricidad.

Todo lo anteriormente mencionado, motivó una expansión en el comercio mundial de GNL buscando flexibilidad y seguridad de suministro, estimulando la reacomodación de los intercambios comerciales de GNL básicamente de Asia hacia Europa, siendo este último el más beneficiado, pero con niveles de precios superiores.

El aumento de oferta de GNL en África y Estados Unidos por el desarrollo de proyectos de licuefacción permitió mejorar las condiciones del mercado, sumado a un invierno templado

2022 a 2023 y destrucción de la demanda de gas en Europa que dejaron volúmenes de almacenamiento muy por encima de los habituales, facilitando la disminución del precio del gas de manera generalizada. Estas menores tensiones en el mercado europeo, facilitó la reducción de los precios y en enero de 2023, el TTF (punto virtual de intercambio de gas contratos estandarizados a futuro) de Europa, mostró la mayor reducción pasando a US\$19,7/MBTU luego de haber alcanzado los U\$68,1/MBTU en agosto del 2022, indicando una reducción del 71%

El Japón LNG Spot se contrajo el 62% y el Henry Hub cayó el 46%. Sin embargo, esto no es garantía contra la volatilidad futura y el balance global sigue sujeto a una gama amplia de incertidumbres y riesgos.

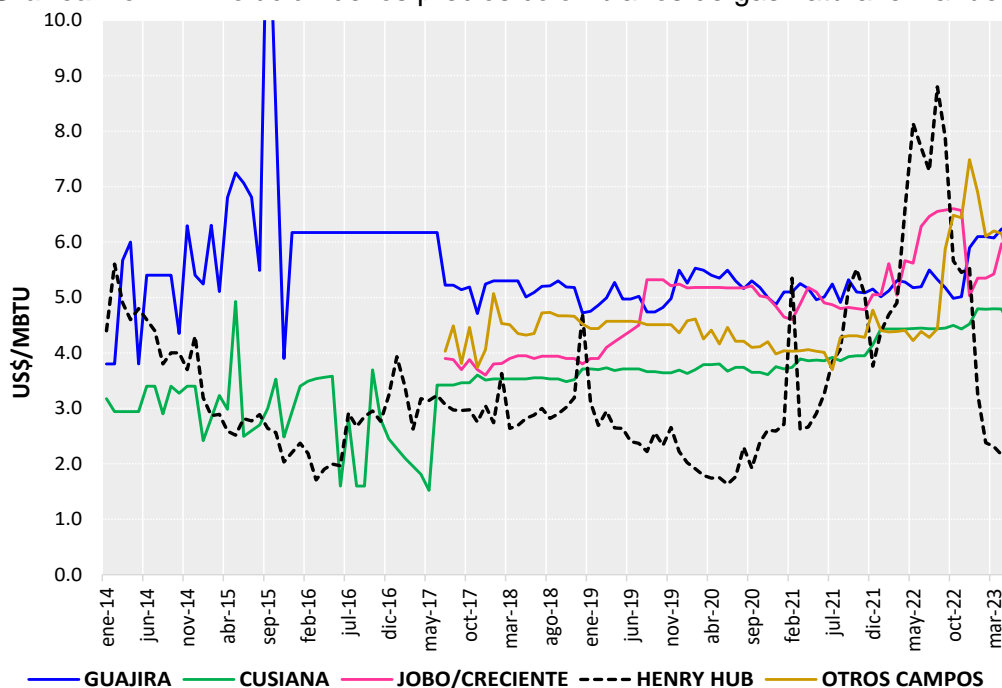
Las últimas estimaciones de la Agencia Internacional de Energía indican que el consumo mundial de gas cayó un 1,5% en 2022, un nivel similar al experimentado en 2020 tras la primera ola de confinamientos por la COVID-19, aunque los mercados europeos y asiáticos los de mayor reducción de la demanda, poco a poco están logrando equilibrio, que sumado a menores tensiones y almacenamiento relativamente bien abastecidos antes del verano son motivos para un optimismo moderado en la seguridad de suministro y los precios.

Desde la aplicación de la Ley 142 de 1993, se incluyó en la definición del servicio público domiciliario de gas combustible como actividad complementaria, a la comercialización del suministro de gas natural y la CREG basó inicialmente su desarrollo regulatorio en la regulación de precios máximos y las reglas para las transacciones de compraventa de gas, considerando que existían limitaciones que impedían consolidar un mercado competitivo de gas a nivel mayorista, por restricciones generadas en la concentración de la participación de Ecopetrol.

Posteriormente, la CREG decidió modificar la regla de precios máximos, manteniendo la regulación de precios para Guajira y dejar libre los precios de los demás campos de producción. Finalmente, el precio de gas de Guajira fue liberado en el año 2013, y se realiza un cambio significativo en las reglas de funcionamiento del mercado mayorista, donde productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer el energético a los comercializadores que representan la demanda y a los usuarios no regulados, constituyéndose este, en un mercado donde las partes acuerdan, precio, duración y destino del gas.

En 2017, la CREG determinó que, en el mecanismo de negociación directa en cualquier momento del año, pueden transarse contratos de suministro firme al 95% (CF95), de suministro C1, de suministro C2, de opción de compra de gas natural contra exportaciones y de suministro de contingencia, posibilitando la negociación contratos de firmeza condicionada y de opción de compra de gas.

La Gráfica No. 21, representa el comportamiento del precio del gas natural de los principales campos de producción nacional, luego de la liberación del precio del gas de Guajira.

Gráfica No. 21 Evolución de los precios colombianos de gas natural en la fuente

Fuente: Gestor del Mercado y Wood Mackenzie

El desempeño de los precios nacionales muestra un comportamiento fluctuante que solo en épocas del fenómeno de El Niño explican el cambio en el nivel de los precios; sin embargo, comparando el comportamiento del precio internacional en este caso Henry Hub, con el nacional, se aprecia una mayor estabilidad en los precios internos y desde el 2017 se mueven en una franja que oscila entre US\$3,5/MTU y US\$6,5/MTU.

Observando el comportamiento de los precios nacionales de gas natural en boca de pozo, se concluye que estos no parecen seguir la misma tendencia de los precios de referencia internacional, a diferencia de lo que ocurre con las demás fuentes energéticas. Aparentemente, los precios de gas natural en la fuente se han comportado básicamente según el mercado, es decir, por la condición de la oferta y la demanda nacional.

No cabe duda que el aumento de la demanda y un recurso cada vez más escaso eleva los precios. Esta situación se presentó durante el fenómeno de El Niño 2015 a 2016, cuando los precios del gas Guajira registraron niveles máximos, llegando a superar los US\$12/MBTU, por la necesidad de este recurso para la generación de electricidad en la Costa Atlántica y aún no se contaba con la planta de regasificación en Cartagena. Similar circunstancia surgió con el precio del gas Cusiana, el cual se mantuvo fluctuando por un mayor periodo frente al Guajira, pero con un nivel inferior; si bien el precio del gas Cusiana aumentó un 18% en octubre de 2015 el precio de Guajira ascendió un 134%.

Luego del fenómeno de El Niño 2015 a 2016, los precios colombianos de gas se mantuvieron uniformes con oscilaciones derivadas de la modificación de las variables que actualizan dichos precios, pero en el 2022 la homogeneidad se deterioró cuando los precios empezaron a incrementarse y en promedio el gas colombiano en boca de pozo subió 23,1%.

En el primer trimestre de 2023, el precio del gas natural en los distintos campos nacionales siguió subiendo no solo por una demanda creciente y una oferta que no aumenta al mismo ritmo, sino porque el precio del gas se ajusta anualmente con la tasa de cambio y con el Índice de Precios al Productor, el cual ha experimentado incrementos significativos por la coyuntura inflacionaria internacional. Entre tanto el precio del Henry Hub y del TTF de Europa cayeron durante el primer trimestre de este 2023, en un 62% y 60%, correspondientemente.

Para efectuar la estimación del precio del gas natural colombiano, entendiendo la complejidad metodológica de su realización y una situación de equilibrio frágil en condiciones de mercado normal, se determinó un precio para el gas natural importado, el cual afecta de manera directa los precios nacionales, y su impacto depende del peso que tengan las importaciones sobre la oferta nacional.

El cálculo se realizó a partir del precio FOB de GNL en la Costa del Golfo de Estados Unidos publicado por la empresa Argus Media, adicionado por el costo de transporte y de regasificación, hasta puerto colombiano. Debido a la situación mundial de la oferta GNL y la baja disponibilidad de buques, así como la necesidad de este recurso en Europa y Asia, se está presentando fuerte competencia por el GNL americano, que puede significar un incremento del precio del gas importado para Colombia por la disposición a pagar de los compradores europeos y asiáticos.

Bajo la lógica señalada y para determinar el precio de GNL importado en Colombia se utilizó el promedio diario de los precios FOB Costa del Golfo de Estados Unidos para los mercados de Brasil, Argentina y Chile, información suministrada por la empresa Argus Media, a los cuales se aplicó las tasas de crecimiento del pronóstico de largo plazo de los precios de la referencia Asia Oil Indexed Contract, información proporcionada por la empresa Wood Mackenzie en el documento "Global Gas Strategic Planning Outlook -2023."

Debido a la necesidad de gas por el proceso de transición energética en todo el mundo, los precios se verán afectados no solo por la cantidad de GNL que se firme bajo contrato de largo plazo, sino por la búsqueda de garantizar la disponibilidad del producto a menor precio posible. Los principales vendedores de GNL (Australia y Catar) prefieren la indexación con los precios de petróleo como base subyacente de los precios del GNL, en tanto los exportadores estadounidenses de GNL están más inclinados a utilizar la indexación de precios de marcadores como TTF, Henry Hub. o JKM (índice de precios al contado del noreste de Asia) para el GNL entregado en barco a Japón y Corea, cuyo precio refleja no sólo la carga entregada a Japón y Corea, sino también la carga entregada a Taiwán y China.

Del parte de los compradores, la hipótesis subyacente en el mercado es que los importadores europeos necesitarán contratar más GNL en contratos a largo plazo y si esto ocurre es factible que el precio de la mayor parte de este GNL se fije en función de alguna combinación de índices de precios basados en crudo como mecanismo para gestionar el riesgo, luego de los incrementos vistos en 2022, donde la exposición no cubierta, significo aumento desproporcionado de los precios de GNL

Dentro del análisis se excluye el uso del Henry Hub como driver de la estimación, debido al alto costo que este marcador tiene, además de no considerar la cadena de valor de GNL que lo hace inviable para Suramérica. En el corto plazo se tomó la información de los

pronósticos del precio de TTF- Europa, provista por el documento “*LNG short-term trade and price outlook (Q2 2023)*”, elaborado por la empresa Wood Mackenzie

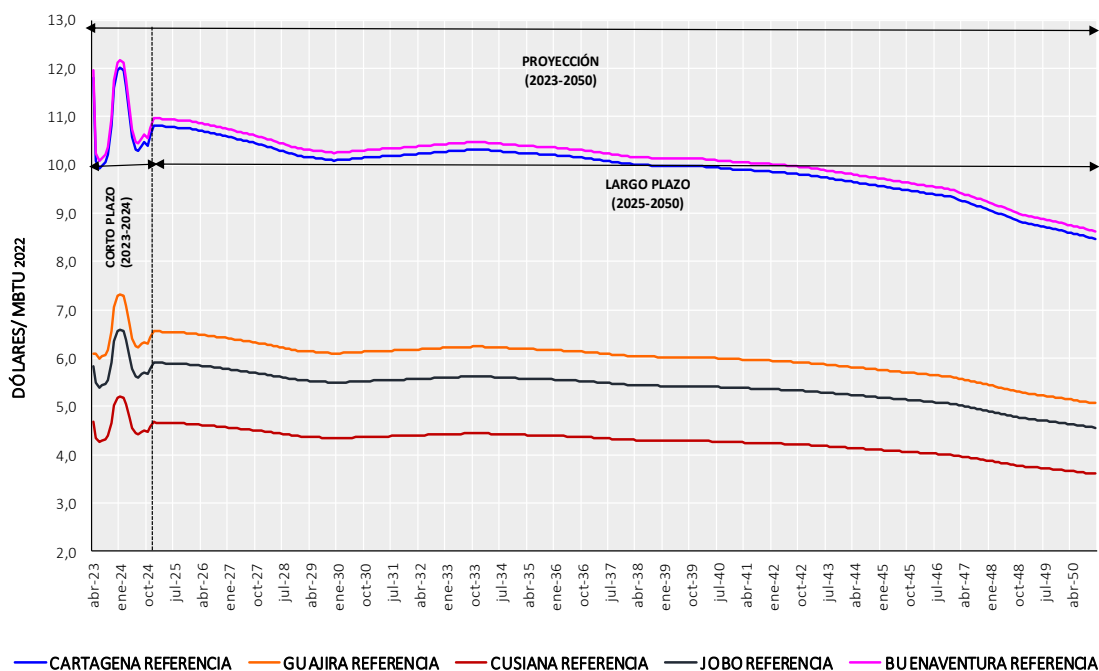
Se construyeron tres escenarios (alto, medio y bajo) para representar las posibles trayectorias con la mayor apertura posible ante la incertidumbre de los mercados internacionales y las negociaciones bilaterales nacionales. Se consideró que los precios del gas natural están afectados en mayor medida por los índices internacionales, debido a la ubicación de la planta de regasificación en Cartagena y mayor incidencia futura en el suministro a los usuarios de la región.

El escenario alto se construyó tomando la relación de las tasas de crecimiento entre la estimación de largo plazo de la referencia Asia Oil Indexed Contract y Brent de “*AEO Spot High Prices 2023*” y el escenario bajo se realizó a partir de la relación de las tasas de crecimiento entre Asia Oil Indexed Contract y la referencia Europe Proxy Oil Indexed Contract y como ya se indicó el escenario de referencia o medio consideró únicamente las tasas de Asia Oil Indexed Contract.

Para realizar la estimación de los precios nacionales se tomaron las tasas de crecimiento de cada escenario y se aplicaron a los precios de las distintas fuentes de producción. La Gráfica No. 22 presenta la estimación del precio del gas en campo de producción y del producto importado, “CIF” tanto en Cartagena, como en Buenaventura, suponiendo que el punto de suministro de GNL son las plantas de licuefacción de Estados Unidos en la cuenca del Atlántico.

Los resultados permiten observar una tendencia decreciente en el precio del gas en el periodo 2024 a 2029, que eventualmente puede conducir el precio del gas importado a mediados del 2030 a niveles de US\$10/MBTU en constantes de 2022. Luego se observa un leve crecimiento finales del 2033 y posterior a esta fecha los precios descienden hasta final de horizonte de estudio. Evidentemente hay un diferencial entre el precio del gas importado y el nacional que puede significar en promedio cerca de US\$5/MBTU del 2022, frente al precio de gas Cusiana y de US\$4/MBTU en relación con el gas Guajira, que por supuesto inciden en los precios del servicio público domiciliario. Sin embargo, el precio a los usuarios depende del transporte, ítem que arbitra la tarifa.

Gráfica No. 22 Estimación del precio de gas natural -escenario de referencia



Fuente: Gestor del Mercado, Wood Mackenzie, Argus Media y cálculos propios

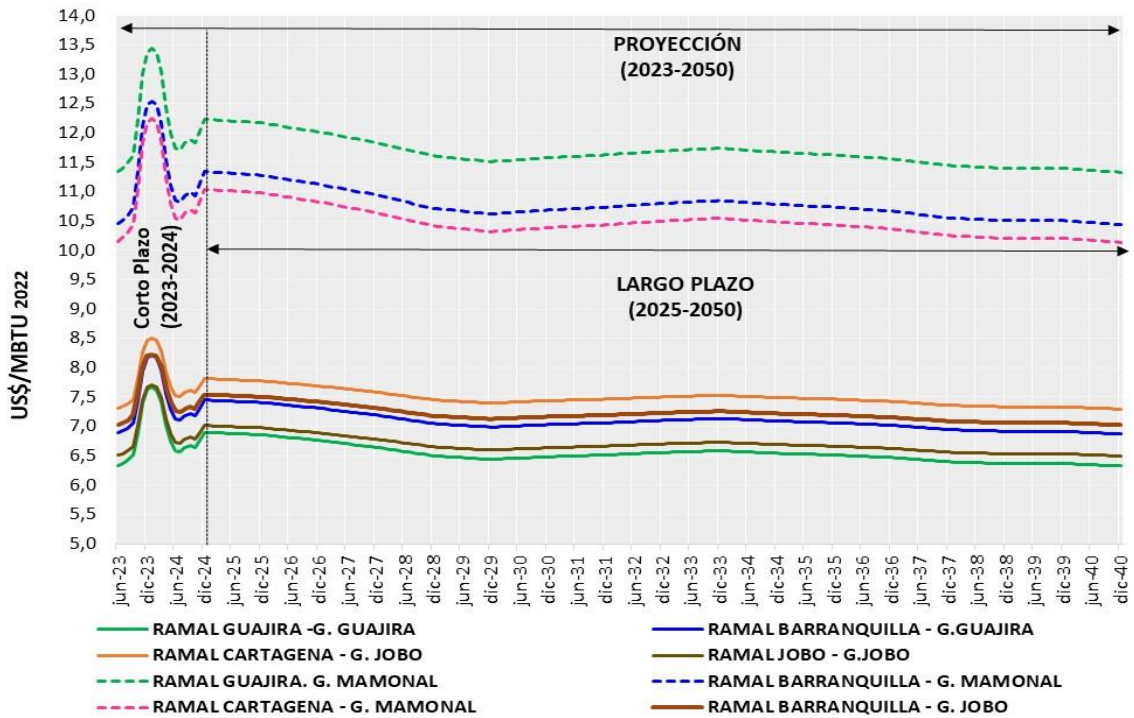
Para determinar el precio final del gas natural en central de generación se incluyó además del costo del gas puesto en gasoducto, el costo de transporte, teniendo en cuenta la metodología definida por la CREG. Por ello, se consideraron las resoluciones vigentes aplicables a cada uno de los tramos de 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.

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 indexaron de acuerdo con el procedimiento definido y se utilizó el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América. En las tarifas de transporte se incluye 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 2022.

Finalmente, en los Anexos, se muestran los resultados del ejercicio de estimación de precios máximos de gas natural para las plantas de generación térmicas bajo los escenarios de referencia, alto y bajo.

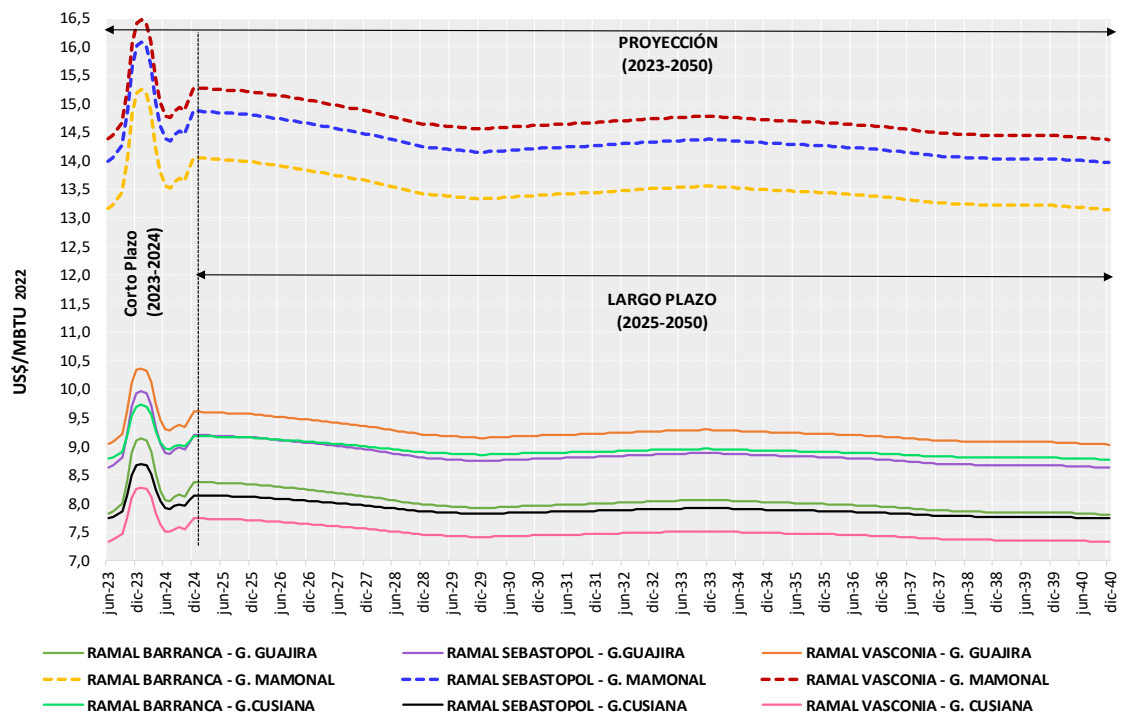
La Gráfica No. 23 presenta el resultado de los precios para las plantas térmicas localizadas en la Costa Atlántica, diferenciada por ramal de transporte, utilizando el pronóstico del precio de gas nacional y de gas importado por Cartagena, considerando el escenario de referencia.

Gráfica No. 23 Estimación del precio del gas natural en central de generación en la Costa Norte - escenario de referencia



Fuente: Gestor del Mercado, Wood Mackenzie, Argus Media y cálculos propios

Gráfica No. 24 Estimación del precio del gas natural en central de generación del Interior País - escenario de referencia



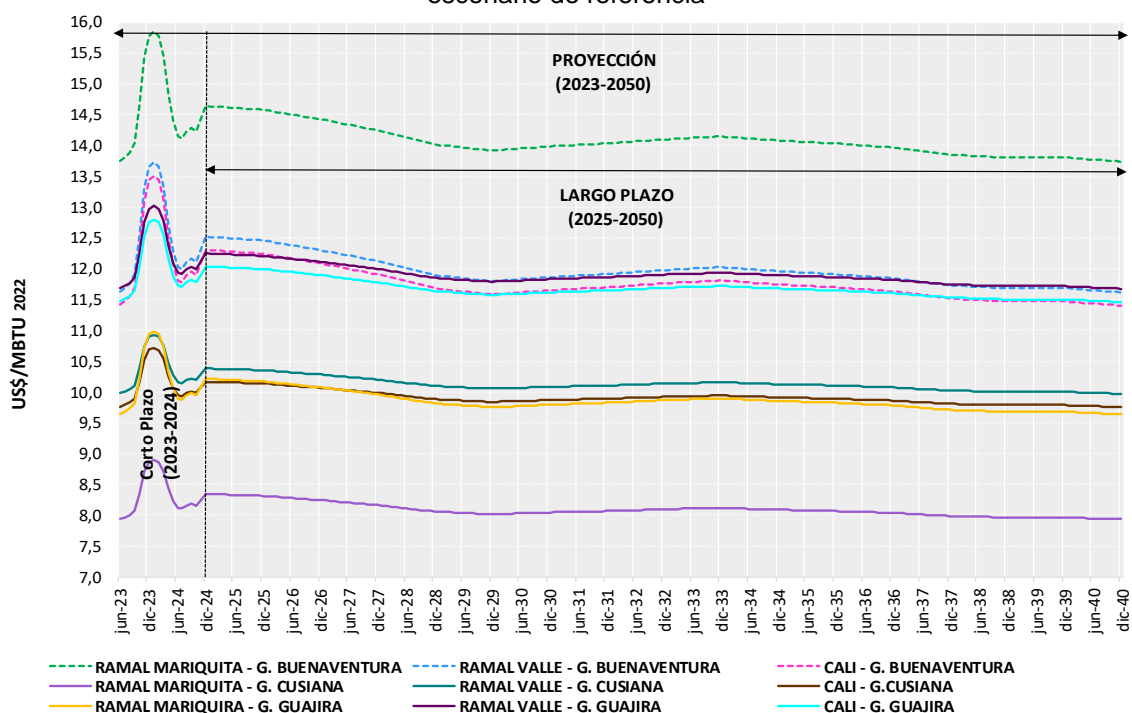
Fuente: Gestor del Mercado, Wood Mackenzie, Argus Media y cálculos propios

La Gráfica No. 24, incorpora la estimación de los precios en planta de generación de aquellas situadas en el interior del país, específicamente sobre los ramales, Barrancabermeja, Sebastopol y Vasconia tomando gas Guajira y gas importado por Cartagena, mientras que la Gráfica No. 25 presenta la estimación del precio de gas natural para las centrales

ubicadas en el sur occidente del país, utilizando gas Cusiana y gas importado por Buenaventura.

Es claro que para las plantas de generación que se encuentran en el interior del país, obtienen precios más competitivos si el gas es nacional, por obvias razones, pese a que la tarifa de transporte que se incrementa al alejarse de la fuente de producción.

Gráfica No. 25 Estimación del precio del gas natural en central de generación del Sur Occidente - escenario de referencia



Fuente: Gestor del Mercado, Wood Mackenzie, Argus Media y cálculos propios

Según la Gráfica No 25, indudablemente, para el suroccidente del país, conviene el gas nacional ojalá del interior del país, puesto que la tarifa de transporte eleva el precio del gas natural particularmente en el departamento de Valle. A pesar de que el gas importado es mucho más costoso que el nacional, el producto nacional que proviene de la Costa Caribe no compete con el importado por Buenaventura, por el costo del transporte.

En términos generales, se advierte una amplia gama de precios del gas para las distintas centrales de generación, pues dependen tanto del origen del suministro como de su localización espacial. Los precios de gas en entrada al sistema de transporte no presentan tendencias decrecientes o convergencia a un precio de equilibrio propio de un mercado competitivo, situación que se complica por el esquema de remuneración de transporte, llevando el sistema a la generación de arbitraje geográfico.

6.6 Carbón

El carbón es la segunda fuente de energía primaria gracias a su abundancia en la naturaleza y a raíz de las políticas adoptadas por países industrializados es en la actualidad el principal recurso para generación de electricidad. El mercado mundial de carbón se afectó seriamente

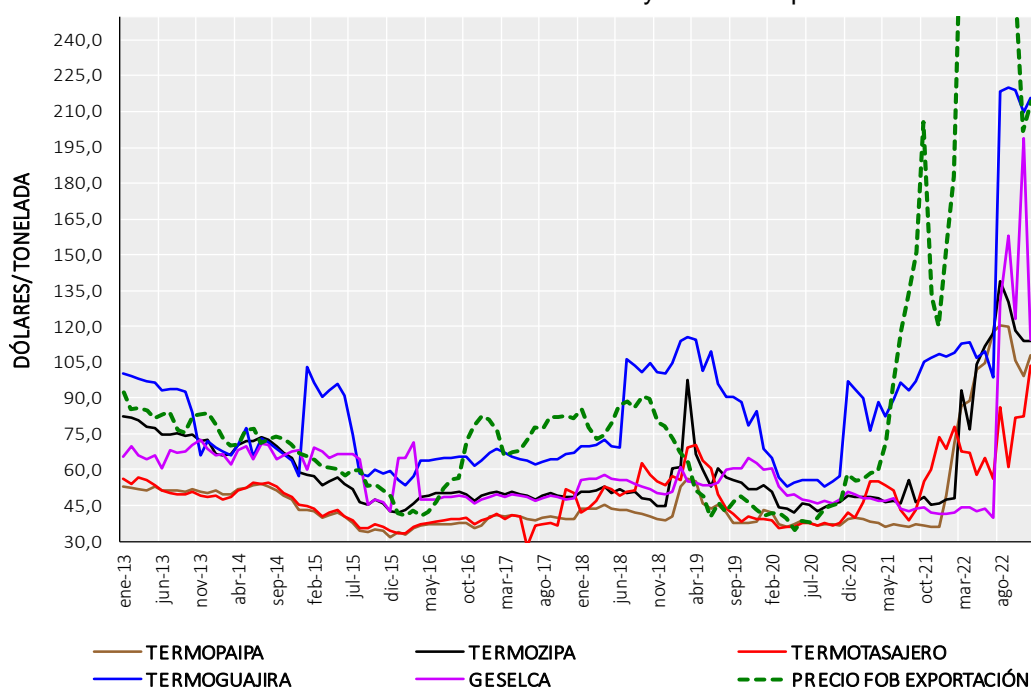
durante el 2022 con la interrupción de los flujos comerciales tradicionales, precios disparados y la demanda creciendo un 1,2%, alcanzando un máximo histórico, como consecuencia de la invasión de Rusia a Ucrania alterando drásticamente la dinámica del comercio de carbón, precios y los patrones de oferta y demanda.

Según la Agencia Internacional de Energía, en 2022, los altos precios del gas natural llevaron a un cambio significativo de este energético a carbón en la generación de electricidad en Europa, aunque la generación de gas y carbón aumentó ya que el crecimiento de la energía eólica y solar fue insuficiente para compensar por completo la menor producción de energía hidroeléctrica y nuclear. De esta forma, la generación de energía a base de carbón alcanzó un máximo valor en 2022, superando sus niveles de 2021.

Esta es la única fuente energética en el país completamente desregulada y coexisten dos mercados diferenciados: el internacional y el nacional. El precio del carbón de exportación ha mostrado una evolución altamente dependiente del precio del mercado internacional de petróleo, en tanto que el precio del mercado nacional está asociado 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 a nivel nacional.

Para efectuar la proyección del precio 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 FOB de exportación presentada Wood Mackenzie, cuya referencia es Puerto Bolívar. Los resultados son presentados en la Gráfica No. 26.

Gráfica No. 26 Precios de carbón colombiano y FOB de exportación Puerto Bolívar



Fuente: Generadores Térmicos, WOOD Mackenzie, UPME.

Desde 2013 y hasta finales del 2021, los precios de carbón para generación de electricidad se mantuvieron en promedio por debajo de los US\$80/tonelada con fluctuaciones continuas y poca o baja correlación con los precios de exportación, principalmente los precios de adquisición por las térmicas del interior. En el caso de Termoguajira, los precios de compra entre junio de 2018 y mayo de 2021 mostraron una tendencia similar y se acercaron a los precios FOB de exportación, pero tras el mes de junio del mismo año se presentó un desacople con respecto al FOB de exportación que alcanzó una diferencia cercana a los US\$145 dólares por tonelada.

La relación de los precios de exportación y de compra de las plantas de generación ubicadas en el interior del país, muestra dos periodos en los cuales la tendencia es similar; el primer periodo ocurrido entre enero de 2013 y mayo de 2016, y la segunda fase a lo largo de julio de 2019 y diciembre de 2020. Luego el precio internacional escala abruptamente alcanzando niveles máximos, frente a los vistos en los últimos doce años, llegando a una media de US\$277/tonelada., impactando los precios nacionales, los cuales se incrementaron de manera heterogénea.

Hacia finales de 2021 el precio internacional presentó un incremento superior al 100% pasando de US\$95/tonelada a US\$373/tonelada, efecto de la guerra entre Rusia y Ucrania profundizando la situación de escasez de suministro, por mayor demanda para generación de electricidad en Europa, dada la insuficiencia de gas natural. Sin embargo, en el segundo semestre de ese mismo año el precio de exportación colombiano empezó a disminuir y finalizó el 2022 en US\$214,1/tonelada luego del máximo alcanzado, representando una contracción del 43%.

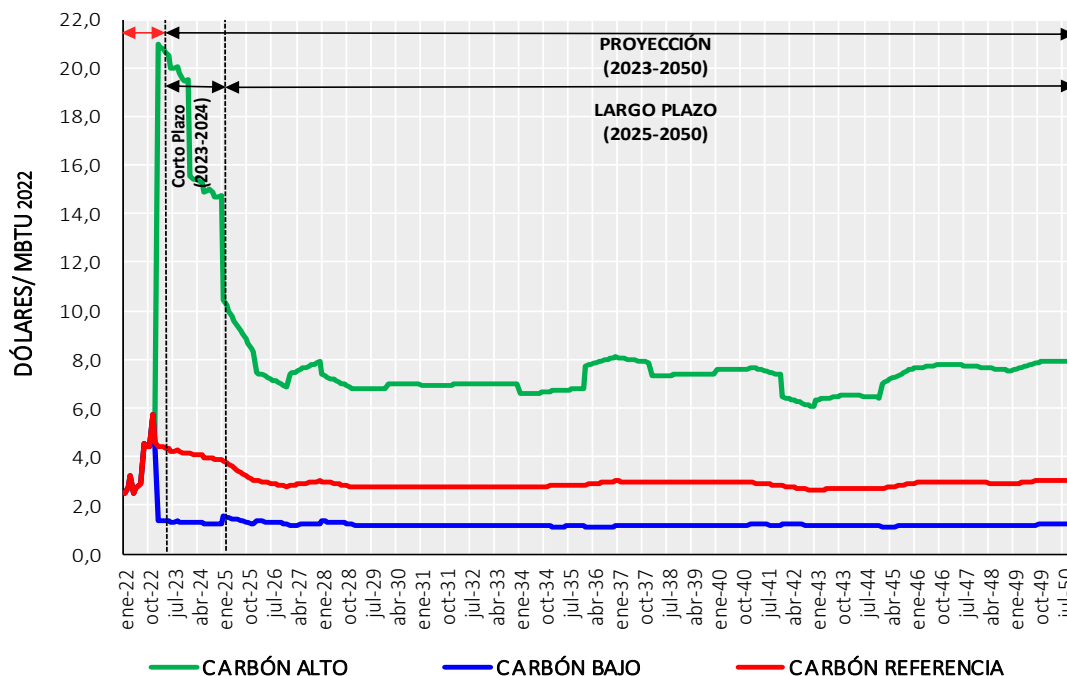
Igual situación tuvo lugar con el precio de compra para generación Termopaipa, y Termozipa, en tanto Termotasajero incrementó el precio de compra un 84% durante el segundo semestre de 2022, igualmente Termoguajira y Termogecelca, cuyos precios fluctuaron como el precio FOB de exportación y si bien no estuvieron al mismo nivel, si registraron máximos que sobrepasaron los US\$200/tonelada.

Durante el 2023 los precios internos mostraron reducciones coincidiendo con lo planteado por el DOE-EIA en el documento STEO de junio de 2023, el cual menciona el avance de una dinámica relativamente constante del mercado de carbón hasta diciembre de 2024. Teniendo en cuenta la trayectoria de los precios internos y las estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, se tomó como índice el “Power Generation Fuel Costs – Coal” del STEO de junio, y para largo plazo el comportamiento del carbón emitido por Wood Mackenzie en su servicio de “Coal Market Service, el cual pronostica que los precios de exportación del carbón con referencia en Puerto Bolívar.

También señalan los pronósticos de Wood Mackenzie que la demanda global de carbón se podría estabilizar alrededor del nivel de 2022 en cerca de 8.000 millones de toneladas hasta 2025. Sin embargo, dada la crisis energética actual con todas sus incertidumbres, es posible que se produzca un avance brusco hacia el crecimiento o la contracción. Esto podría deberse a cambios en la actividad económica mundial, las condiciones climáticas, los precios del combustible o las políticas gubernamentales, entre muchas otras variables potenciales.

Independientemente de lo anterior, el sector eléctrico de China representa un tercio del consumo mundial de carbón y este ha crecido de manera significativa, aunque se espera que el crecimiento permanezca relativamente invariable en un promedio de 0,7 % anual hasta el 2025, en gran parte debido al aumento de la generación de energía renovable. La Gráfica No. 27, presenta la estimación de los escenarios de precios de carbón de corto y largo plazo

Gráfica No. 27 Estimación del ingreso al productor de carbón para generación de electricidad



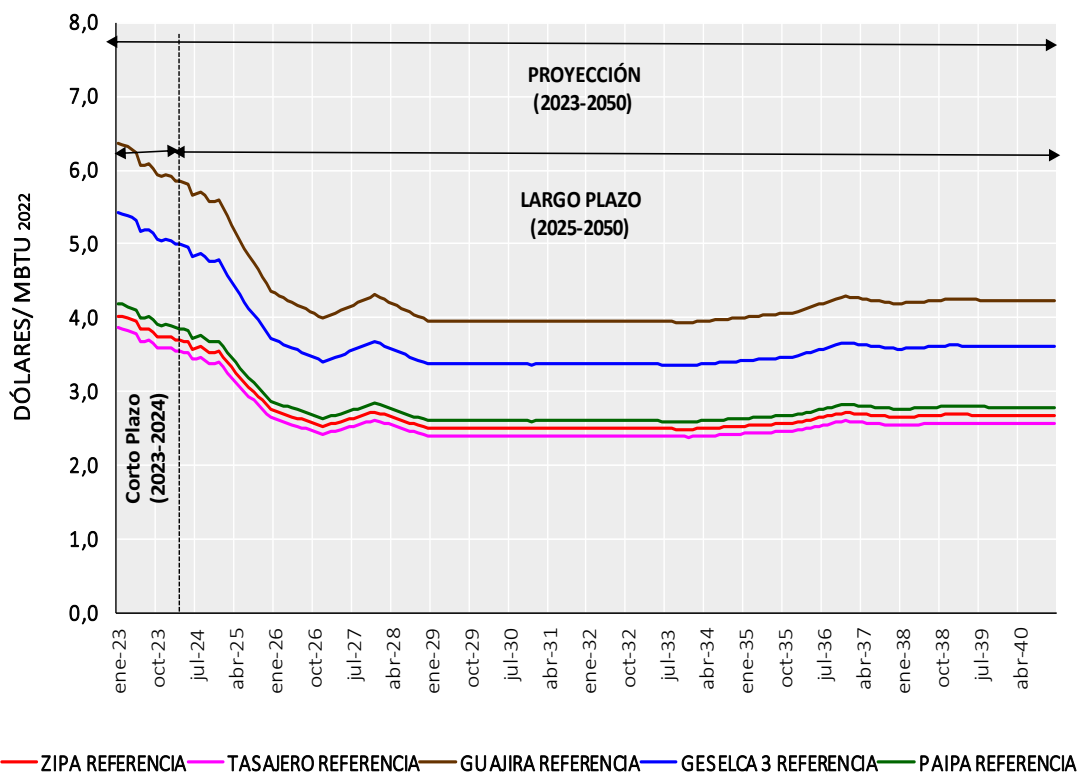
Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, Cálculos propios

Las proyecciones de largo plazo señalan una estabilidad de los precios del carbón, a pesar del aumento de la demanda de este energético en China, India, Japón y la mayor parte de las economías de Asia Pacífico. Para mediano plazo, se pronostica una reducción en el consumo del carbón térmico del 3% hacia el año 2035, aunque India se consolida como el único entre los principales consumidores en tener un aumento significativo en el consumo de carbón térmico, influenciado por una mayor demanda de generación eléctrica, ocasionada por una proyección de crecimiento económico importante a futuro, que permitirá superar a China.

En Estados Unidos la generación con carbón se ve afectada por la competitividad de otros energéticos como el gas natural, por ello DOE-EIA manifiesta que los precios del gas natural a futuro continuarán manteniéndose estables y las plantas existentes que funcionan a carbón se verán afectadas a futuro por cuenta de las ineficiencias de unidades con más de 30 años de operación, la reducción de impuestos a la generación con fuentes renovables y la disminución de costos de los paneles fotovoltaicos.

Para estimar los precios de compra por parte de los generadores nacionales se aplicó a cada planta el precio del escenario de referencia tomado de las estimaciones realizadas y se adicionó un costo de transporte cuyo resultado está presentado en la Gráfica No. 28.

Gráfica No. 28 Estimación del ingreso al productor de carbón



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, cálculos propios

En el escenario de referencia, los precios para Termoguajira son los más altos, seguidos por los de Termogecelca, mientras que los resultados de la estimación para Termotasajero muestran 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 intervalo amplio de precios de carbón para térmicas en términos reales de 2022, los cuales van desde los US\$6,5/MMBTU, para el caso de Termoguajira, hasta los US\$2,6/MMBTU, para el caso de Termotasajero.

6.7 GLP

El GLP se está convirtiendo en una alternativa de generación de electricidad básicamente como soporte a esquemas de generación distribuida y energía de respaldo para complementar la generación a partir de fuentes y tecnologías de energía renovable que están expuestas a los fenómenos de variabilidad e incertidumbre. Igualmente, por su portabilidad puede llegar a lugares remotos fuera de red.

América del Norte es uno de los mercados más destacados en la producción de GLP, a partir de gas natural, lo cual favorece su competitividad frente a otras alternativas y un mayor desarrollo en sectores de transporte y residencial de la región. Al igual que otros recursos energéticos durante el 2022 sus precios se incrementaron drásticamente, alcanzando precios máximos, que luego fueron disminuyendo paulatinamente, ya que se mantuvo un suministro suficiente para satisfacer la demanda, al margen de menores requerimientos en Europa y Asia, por un crecimiento económico más suave y la incertidumbre en los mercados financieros.

En Colombia la oferta de GLP está dominada por Ecopetrol con alrededor del 95% del mercado, abastecido por sus refinerías y plantas de secado de gas. El restante 5% proviene de pequeños campos de producción de hidrocarburos y eventualmente de importaciones en periodos de escasez.

Por ello, la CREG ha regulado dos aspectos de la oferta: la distribución del producto a través de un sistema denominado oferta pública de cantidades (OPC) y el precio de suministro, mientras que la comercialización y distribución tienen un régimen de libertad vigilada que les permite a los agentes fijar su remuneración en un ambiente de libre mercado y competencia. Debido a las modificaciones que ha sufrido la metodología, se ha afectado el nivel de oferta por la pérdida de competitividad frente a otros energéticos, implicando que parte de la producción de Barrancabermeja se esté utilizado como combustible en generación eléctrica o en codilución de crudo.

Para efectuar la estimación del precio del GLP se aplicó la normatividad vigente definida por la CREG, mediante resolución CREG 180 de 2009, cuya fórmula tarifaria corresponde con la siguiente relación matemática

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

Donde,

G = Producción

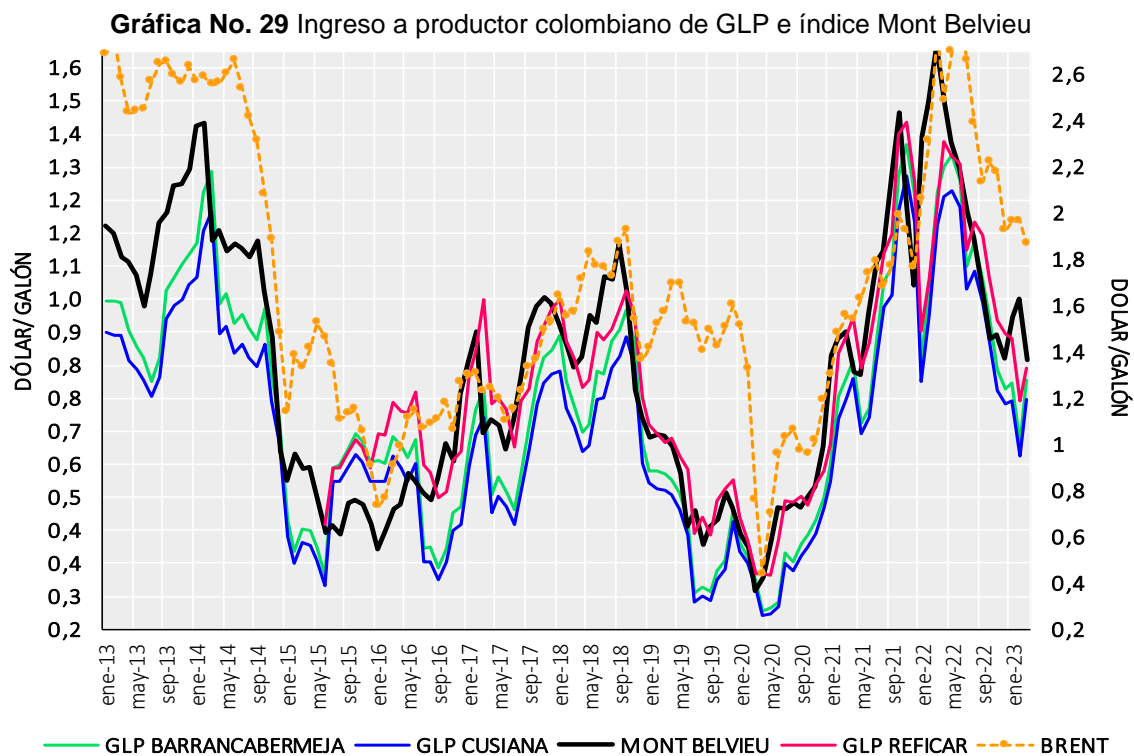
T = Transporte

D = Distribución

C = Comercialización

El componente G corresponde a un precio paridad exportación (precio internacional del mes anterior descontando costos de embarque y de transporte de la refinería de Barrancabermeja al puerto en Cartagena). El cálculo del elemento G se realiza para cada una de las fuentes de producción de Ecopetrol y considera como referencia el indicador "Mont Belvieu" publicado por Platt's.

La Gráfica No. 29 presenta una comparación del ingreso al productor de cada uno de las fuentes nacionales, con el indicador internacional Mont Belvieu y la evolución del precio del crudo Brent. Los resultados muestran alta correlación del ingreso al productor colombiano en los distintos puntos de producción nacional con los precios internacionales (tomados de Platt's), así como con los precios del crudo Brent, destacándose el precio de Cartagena, el cual se tiene un mejor acoplamiento con Mont Belvieu.



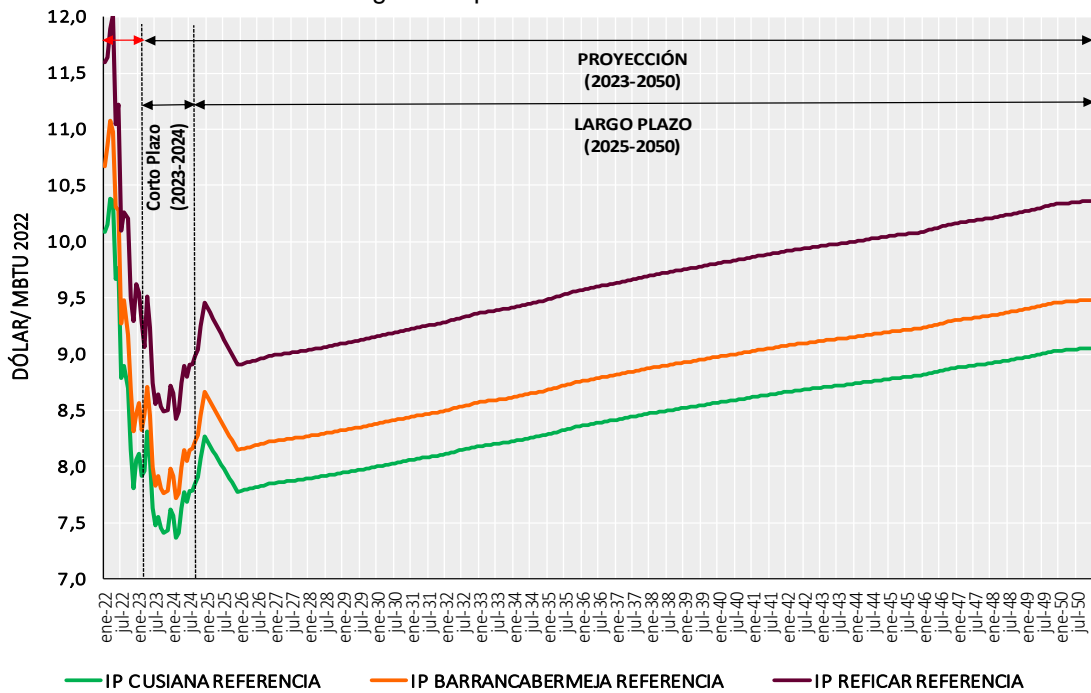
Fuente: DOE-EIA, ECP, Platts,

De lo anterior se deriva que el precio nacional cualquiera sea el punto de producción, se encuentra en niveles próximos al precio internacional con lo cual se introduce al precio colombiano una variación estacional y la inestabilidad de la tasa de cambio.

Para preservar la concordancia con la metodología utilizada en la estimación de los precios de las demás fuentes, se cuantificó la correlación existente entre el comportamiento del ingreso al productor nacional de GLP y el precio del crudo de referencia BRENT. El resultado muestra mayor correlación entre los precios internos y el precio Mont Belvieu, por lo cual, la proyección de los precios del GLP se realizó utilizando este indicador como driver y para el largo plazo se tomaron las aperturas producto de la relación entre Brent y precio de propano de los escenarios que provee el DOE-EIA en el “*Annual Energy Outlook - AEO 2023*”, correspondientes a las sensibilidades de alto y bajo precio de crudo.

La Gráfica No. 30 representa la estimación del ingreso al productor nacional de GLP en el escenario de referencia cuyos resultados indican una franja de precios en términos reales de 2022 que varía entre que los US\$10/MBTU y US\$7,5/MBTU durante los próximos 15 meses. En general la tendencia muestra un leve crecimiento de largo plazo

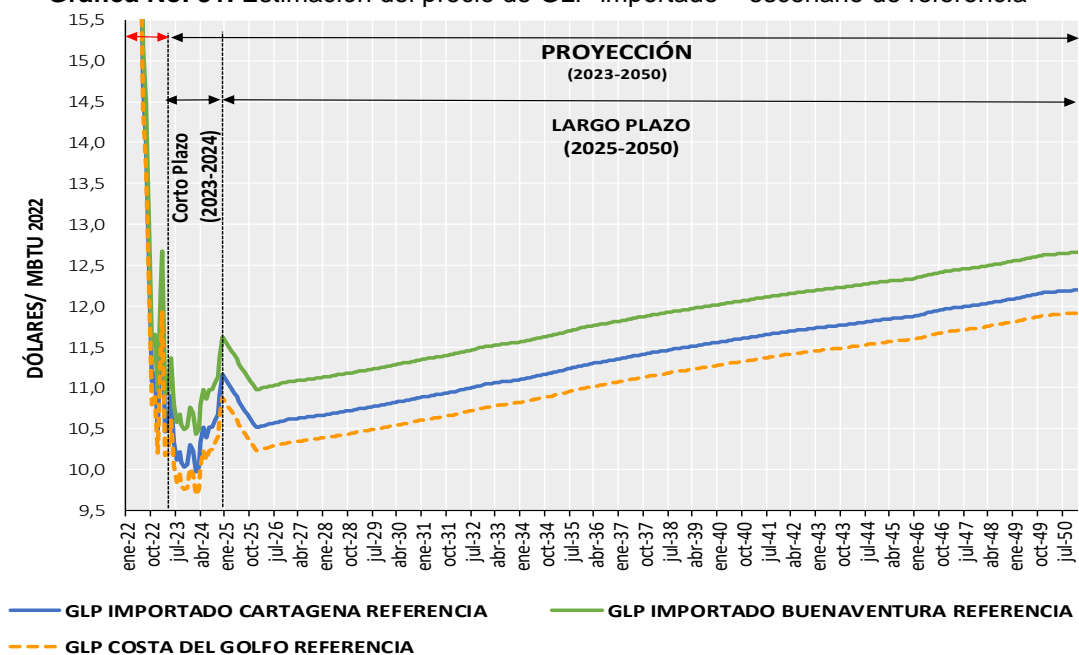
Gráfica No. 30 Estimación del ingreso al productor nacional de GLP – escenario de referencia



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, cálculos propios

Finalmente se realizó una estimación del precio de GLP en Cartagena y Buenaventura con producto importado, resultados que son presentados en la Gráfica No. 31. Los cálculos indican una diferencia a favor de Cartagena, teniendo en cuenta que el costo de transporte es superior para el caso de Buenaventura por el paso del canal de Panamá y mayor distancia recorrida.

Gráfica No. 31. Estimación del precio de GLP importado – escenario de referencia



Fuente: DOE-EIA, Wood Mackenzie, cálculos propios

En general los precios de GLP puesto en Colombia presentan una tendencia similar a la del ingreso al productor del GLP en la Costa de Golfo de México y supone precios más altos que los precios nacionales particularmente frente al de Reficar y que en promedio se aproxima a los US\$1.5/galón, durante todo el horizonte de estimación.

7. Anexo

Con el propósito de ampliar los resultados obtenidos de la proyección de precios de los energéticos en Colombia, se elaboró un anexo con un archivo Excel (Anexo de proyección de precios 2023), donde se muestra con mayor detalle la información. Cabe resaltar que para cada uno de los energéticos se partió de precios históricos tomados desde enero de 2022 hasta mayo de 2023, por lo que las proyecciones se realizaron a partir de junio de 2023 hasta diciembre de 2050. Estas proyecciones se realizaron contemplando tres escenarios, los cuales fueron alto, de referencia y bajo y los precios se encuentran en dólares por millón de BTU (USD/MBTU).

Inicialmente, el anexo contiene en sus primeras tres pestañas información relacionada con el contexto de los datos utilizados para realizar las proyecciones como lo son: el precio del petróleo, datos de oferta de los energéticos y la información sobre generación de energía eléctrica a partir de las diferentes fuentes energéticas.

Las siguientes pestañas muestran la referencia de precios para los diferentes energéticos, considerando datos históricos y la proyección de precios para los puntos de entrega del energético que se está revisando, con lo anterior, se describe de manera general la visualización para cada uno de estos:

Posteriormente se muestra una pestaña con la información del crudo Brent, luego se observan dos pestañas para el energético de GLP;

GLP (GLP - GLP_Imp)

En la primera pestaña se encuentra la información de dicho energético de origen Nacional (Barrancabermeja, Cartagena y Cusiana) y en la otra pestaña está la información de GLP de origen Importado, ingresando por Cartagena y Buenaventura.

Jet A1 (JF) y Fuel Oil (FO)

Para los energéticos Jet A1 y Fuel Oil se elaboraron dos pestañas donde se recopilaron los datos de proyección de precios de fuente de origen y las correspondientes en los puntos de entrega para generación termoeléctrica.

Diésel (Do Nal y Do Imp) y Gasolina Motor (GM y GM Imp)

En cuanto al Diésel, se cuenta con dos pestañas, una con resultados de la proyección de precio de origen Nacional y en estación de servicio (se tomó solo Bogotá como referencia), y en la siguiente pestaña, se recopilaron los precios del Diesel de origen Importado, más las proyecciones de precios de este energético puesto en las termoeléctricas. De manera similar, se elaboraron dos Gasolina Motor Corriente, con un diseño similar a Diésel con la diferencia, en que para Gasolina no se realizaron proyecciones para generación eléctrica.

Carbón (CO)

Para este energético se proyectaron los precios de origen nacional y para las correspondientes termoeléctricas.

Gas Natural (Precios LP, GN y GAS)

Por último, para el energético de gas natural, se elaboraron tres pestañas en una de ellas se presentan los marcadores y contratos relacionados con GNL. En la siguiente pestaña se observan las proyecciones de GNL, para gas Nacional (Guajira, Cusiana y Jobo) e Importado (Cartagena y Buenaventura) en punto de origen y punto de entrada a gaseoducto, este último se encuentra diferenciado por ramal. La última pestaña, se registraron los resultados de las proyecciones por ramal con varios puntos de origen, para las regiones del caribe, interior y suroccidental del país.

8. Bibliografía

Agencia Internacional de Energía. World Energy Outlook 2022.

Agencia Internacional de Energía Outlooks for gas markets and investment. <https://www.iea.org/reports/outlooks-for-gas-markets-and-investment>

Agencia Internacional de Energía. Fossil Fuels Consumption Subsidies 2022. <https://www.iea.org/reports/fossil-fuels-consumption-subsidies-2022>

Agencia Internacional de Energía. Global coal demand is set to rise in 2022 amid the upheaval of the energy crisis. <https://www.iea.org/reports/coal-2022/executive-summary>

Administración de Información Energética de los Estados Unidos. Annual Energy Outlook AEO-2023 <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.

Administración de Información Energética de los Estados Unidos. Short-Term Energy Outlook STEO junio 2023 <https://www.eia.gov/outlooks/steo/data.php>

Administración de Información Energética de los Estados Unidos_petroleum & other liquids. https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/EER_EPLLPA_PF4_Y44MB_DPGD.htm

Argus Media. LPG View of the markets. <https://view.argusmedia.com/GLO-EMD-2022-LPG-LPG-Global-Newsletter.html#Section16-Headline>

Argus Media. Global oil market highlights. https://direct.argusmedia.com/?_gl=1*u410tl*_gcl_au*MTg5MzQwNDM4OC4xNjkzNDkyMTI3

Banco Mundial. <https://www.bancomundial.org/es/country/colombia>

CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos. Descripción de la Red. <https://www.cenit-transporte.com/poliductos/>

Center on Global Energy Policy. <https://www.energypolicy.columbia.edu/asias-fragmented-future-on-lng-pricing/>

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), Comercio Exterior. <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional>

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), Cuentas Nacionales. <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales>

Ecopetrol. Precios Vigentes. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/precios/precios-vigentes/precios-vigentes>

Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>

Oficina de Estadísticas Laborales Estados Unidos. <https://data.bls.gov/timeseries/WPSFD41312>

LUXEN. Estudio actualización y entrenamiento sobre el modelo de proyección de demanda de combustibles líquidos para Colombia 2016

Ministerio de Minas y Energía. Sistema de Información de Combustible de Líquidos – SICOM. <http://www.sicom.gov.co/index.shtml>

XM. Parámetros Técnicos del SIM – PARATEC, <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, consultado en Junio de 2023

XM. Información verificación ENFICC. <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/informacion-verificacion-enficc>

Wood Mackenzie. Oil price outlook macro-oils-strategic-planning-outlook-march-2023-data-<https://www.woodmac.com/industry/oil-and-gas/oils-refining-ngls/macro-oils-service/>

Wood Mackenzie. Global economic outlook Q3 2023: <https://my.woodmac.com/reports/macroeconomics-risks-and-global-trends-global-economic-outlook-q3-2023-muddling-through-150156174>

Wood Mackenzie. LNG short-term trade and price outlook (Q2 2023). <https://my.woodmac.com/document/150137151>