

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.12

MARZO DE 2021

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES DE
ENERGÍA INDUSTRIALES Y COMERCIALES – ASOENERGÍA
ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD

1. INTRODUCCIÓN

La Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales – **Asoenergía** – agrupa a los grandes consumidores colombianos de energía de carácter industrial y comercial, propende por la competitividad de la industria en temas energéticos e impulsa propuestas que lleven a un mercado eficiente que permita contar con precios de energía competitivos, pues para la demanda, el precio competitivo incluye calidad, disponibilidad y seguridad.

En su objetivo de realizar un constante seguimiento al sector energético, al comportamiento del mercado, y especialmente a los indicadores que interesan a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Mensual Sectorial.

A continuación, se presenta el informe correspondiente al mes de marzo de 2021, el cual se caracteriza por una serie de aspectos, principalmente relacionado con las FNCER, el carbón y los hidrocarburos. En primer lugar, el Ministerio de Minas y Energía -MME- publicó la Resolución 40060 de 202, que obliga a los comercializadores a comprar el 10% de su energía destinada a atender a usuarios finales, a partir de energías renovables no convencionales, reglamentando el Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 que estipulaba en un principio dicha obligación y que recientemente la Corte Constitucional declaró exequible; así mismo, el mismo Ministerio presentó las reglas de la subasta de renovables que espera realizar en el mes de octubre del año en curso. En segundo lugar, el Gobierno Nacional anunció que modificaría la Ley 1819 de 2016 que establece el impuesto al carbono en Colombia, y se incluiría al carbón, no a sus emisiones, dentro de los combustibles a gravar. Otro aspecto destacado en el último mes ha sido el cambio en el cronograma para contratos de pilotos de fracking, así como la validación y posterior adjudicación por parte de la ANH del contrato a cargo de Exxonmobil. Finalmente se mencionan los sucesos relacionados con una posible expansión de la Regasificadora SPEC, el proyecto Cusiana IV, el mercado internacional del LNG, así como la evolución de las exportaciones y el precio del carbón.

Este informe considera la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, los principales cambios regulatorios que impactan a los Usuarios No Regulados (UNR), y los indicadores de oferta, demanda y precios de la energía. El contenido presentado expresa la visión particular de **Asoenergía**; de la misma manera, **Asoenergía** no se responsabiliza por el uso que se le dé a la información publicada.

2. ACTUALIDAD DEL MERCADO ENERGÉTICO

En el mes de marzo el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40060 de 2021, en la cual reglamentó el Artículo 296 de La Ley 1955 de 2019 que contemplaba la obligatoriedad para que entre el 8% y el 10% de las compras de energía de los agentes comercializadores procedieran de FNCER. En su momento **Asoenergía** se había manifestado al respecto, argumentando que dicho Artículo podría afectar las condiciones de competencia y dinamización del mercado, la participación activa de la demanda, la adecuada asignación de riesgos, la eficiencia en la formación de los precios de energía y la simetría y transparencia en las condiciones de competencia para todos los agentes participantes del mercado; adicionalmente, advirtió la necesidad de que persistiera la característica de voluntariedad del mecanismo, y que este no fuese extensible a los usuarios No Regulados, quienes tienen un mecanismo particular e independiente de búsqueda de competitividad. No

obstante lo mencionado, el Artículo en mención ha sido reglamentado por el MME y si bien este ha sido declarado exequible por la Corte Constitucional en la Sentencia C-056/21, el alcance de la Resolución del MME parece mas amplia y con mayores restricciones que lo considerado en la ley.

Asoenergía ha manifestado su inconformidad con la reglamentación, pues no se considera conveniente modificar el esquema de negociación libre con el comercializador definiéndole una asignación obligatoria de energía, pues esto podría generar una incertidumbre jurídica en la contratación de suministro de energía de muchas industrias, inflexibilidad, y mayores costos a estas, las cuales en algunos casos ya cuentan con contratos de largo plazo superiores a 10 años por el 100% de su demanda.

De la misma manera el Ministerio de Minas y Energía presentó las reglas de la tercera subasta de energía renovable, las cuales fueron oficialmente publicadas en los primeros días del mes de abril en la Circular 40007 de 2021. Las reglas serán similares a las que tuvo la segunda subasta de contratos de largo plazo que se realizó sobre el final de 2019; sin embargo, la tercera subasta, la cual está presupuestada para el mes de octubre, plantea las siguientes modificaciones¹:

- El MME podrá implementar el mecanismo o designar al ASIC como administrador del mismo;
- Se elimina la restricción de compra que no podía superar la demanda comercial diaria del año anterior;
- Se permitirán solo proyectos de FNCER nuevos y sin obligaciones de energía adquiridas en anteriores subastas, donde podrán participar también quienes hayan suscrito contratos de suministro en subastas anteriores;
- Se condiciona la asignación del Bloque horario 2 a la asignación del 15% del Bloque 3 al mismo precio.
- La fecha de puesta en operación solo será prorrogable por un año;
- La garantía de seriedad de la oferta puede ser proveniente de una entidad financiera o del mercado asegurador.

Al respecto, **Asoenergía** ha expresado su apoyo a la subasta con FNCER dada la necesidad de reactivación económica que tiene el país; sin embargo, advierte sobre diferentes aspectos que deben ser tenidos en cuenta para asegurar el éxito de la misma. Primero, la rigurosidad y responsabilidad que deben tener los promotores de los proyectos con respecto a sus requisitos de licenciamiento ambiental y de conexión; segundo, se debe lograr flexibilizar la contratación para gestionar la demanda, permitiendo regulatoriamente que en una frontera comercial se puedan tener uno o varios comercializadores. Es esencial que permita una mayor participación y capacidad de gestión a los usuarios, que no sean ignoradas las condiciones actuales de contratación y se evalué el impacto de esta decisión sobre la capacidad de contratación de los agentes Comercializadores, que ya puede estar al tope de la limitación de integración horizontal regulatoriamente establecida para ellos.

Tercero, se advierte que los techos de precios utilizados en la segunda subasta (200 \$/kWh Individual y 160 \$/kWh promedio sin CERE) deben ajustarse, pues tienen una señal bastante desfavorable para la competitividad de la subasta, ya que los contratos actualmente se están transando alrededor de los 200 \$/kWh. Finalmente, **Asoenergía** menciona que para seleccionar el

¹ En las reglas preliminares el MME había establecido un condicionamiento del 15% en el bloque 3 cuando se hiciera una oferta en el bloque 2. **Asoenergía** comentó que esta medida debía reconsiderarse pues podría generar un incremento en los precios del bloque 2 al haber menor cantidad de recurso disponible en las horas finales del día. Finalmente el Ministerio desistió de este requisito en las reglas finales de la subasta.

Subastador debe considerarse y respetarse la institucionalidad regulatoria, y recuperar el canal de direccionamiento e instrumentación sectorial a través de la CREG.

Finalmente, usar esta obligatoriedad de contratación establecida en la ley, para garantizar un éxito artificial en un mecanismo exclusivo para cumplirla, como es la tercera subasta de FNCER, desconoce la competitividad, y ventajas que pueda tener esta tecnología en el mercado y atenta contra la eficiencia y competencia que son base fundamental del mercado eléctrico nacional.

Otro aspecto esencial que ha sido debate sectorial en el mes de marzo es la Reforma Tributaria que plantea el Gobierno Nacional para hacer frente a los impactos económicos de la pandemia del Coronavirus, la cual contempla entre sus propuestas una modificación en la Ley 1819 de 2016 que establece el impuesto al carbono. Si bien el documento final de la Ley aún no ha sido publicado, las presentaciones y la información divulgada evidencian la intención de incluir al carbón dentro de los combustibles a gravar. **Asoenergía**, en conjunto con otros gremios del sector energético e industrial han mencionado la necesidad de lograr mecanismos que incentiven la reducción en las emisiones de carbono, pero manifiestan la preocupación por el impacto que tendría la iniciativa.

En el último mes se le comunicó al Gobierno Nacional que con esta medida se generaría un alza en el precio de los contratos bilaterales de energía del orden de 18 \$/kWh, hecho que significaría un impacto sobre los consumidores finales de cerca de 1.3 billones de pesos al año. La pérdida de bienestar de los consumidores del servicio público se traduciría en una apropiación de rentas del orden de 1.1 billones de pesos al año por parte de agentes del mercado eléctrico que se terminarían beneficiando de la medida. El impacto para los usuarios residenciales podría representar incrementos de entre el 4% y el 6% del valor de la factura de electricidad, mientras que para los usuarios industriales entre un 7% y un 12%; además, estos costos no se verían compensados con el recaudo esperado por el Gobierno Nacional con dicha iniciativa, ya que obligaría al ejecutivo a incrementar el gasto por concepto de subsidios para los estratos 1, 2 y 3, a través del ya deficitario fondo de subsidios. La medida solo permitiría recaudar cerca de 250 mil millones de pesos, mientras que el efecto neto negativo para la sociedad sería del orden de 1.2 billones de pesos al año.

Asoenergía considera que el principal problema de esta propuesta del gobierno es que grava al carbón y no a las emisiones de carbono, que son el problema en sí y el verdadero propósito de la Ley 1819 de 2016. En este contexto, si bien es muy importante enfrentar los retos de cambio climático y mitigación del impacto ambiental, es adecuado considerar que las prioridades de un país como Colombia están en crecer y brindar bienestar a su población, cosa que, en parte, está soportada en maximizar el uso de sus recursos naturales y garantizar la provisión confiable de los servicios públicos esenciales para asegurar la competitividad del país. Sería más efectivo instrumentar esquemas de participación de la demanda en el MEM, en Confiabilidad y en eficiencia energética

Adicionalmente, otro aspecto importante respecto a las FNCER en el último mes fue el primer proyecto piloto de generación de energía eléctrica con geotermia en el municipio de San Luis de Palenque de Casanare. Se trató de un piloto que generará 72 MWh al mes y permitiría reducir hasta 550 toneladas de CO₂e anuales. No se conocen más detalles sobre el mismo.

El segundo gran tema del mes de marzo está relacionado con el sector de hidrocarburos, pues la ANH anunció cambios en el cronograma de los Contratos Especiales de Proyectos de Investigación (CEPI) mediante los cuales se realizarán los proyectos piloto en Yacimientos No Convencionales.

La Agencia publicó los términos de referencia definitivos para la selección de contratistas que desarrollarán los proyectos, y en ellos anuncia que la presentación de propuestas por parte de los interesados se realizaría el 15 de marzo para ser evaluadas sobre el final del mes y recibir concepto de la ANH en los primeros días del mes de abril. Como resultado de lo anterior, la Agencia publicó la Resolución 0154 de 2021 en la cual adjudica el contrato especial denominado "Platero" a la compañía Exxonmobil Exploration Colombia Limited, la cual desarrollará el proyecto en el Valle Medio Magdalena y tendrá una inversión de 53 millones de dólares.

Por otro lado, en el mes de marzo se dieron dos noticias relevantes en el sector de transporte de gas. En primer lugar, Promigas dio a conocer a mediados del mes de marzo que entre los planes de la compañía para el año 2021 está la estructuración de una ampliación de la Regasificadora de Cartagena (Sociedad Portuaria El Cayao). De acuerdo con la empresa de transporte de gas, para el año 2027 el país requerirá 400 MPCD adicionales, y por tanto se plantean en el mediano plazo ampliar la SPEC por medio de cuatro etapas; la primera etapa en 50 MPCD, la segunda en 150 MPCD, la tercera en 100 MPCD adicionales, y la cuarta en los últimos 150 MPCD. El presidente de Promigas estableció que la inversión establecida para los próximos seis o siete años rondaría los USD 350 millones. Esto contrasta con las acciones de la UPME de adjudicar en este semestre la Regasificadora del pacífico a pesar de las dudas sobre su definición, necesidad y oportunidad. Adicionalmente, la otra gran transportadora de gas, TGI, finalizó la ampliación del proyecto Cusiana IV que amplía la capacidad de transporte dese Cusiana hasta el SNT en cerca de 60 MPCD, con tres loops que suman 40 km. El primer tramo entre Cusiana y El Porvenir (Casanare), Puente Guillermo (Santander) y La Belleza (Boyacá), y Puerto Romero y Vasconia (Boyacá).

En cuanto a otros mercados como el LNG, de acuerdo con los datos de la agencia Bloomberg, en el mes de marzo del año 2021 las importaciones de este combustible a nivel mundial se incrementaron en 5.8% con respecto al mismo mes del año 2020, siendo este el mayor crecimiento presentado desde marzo del año 2020. En el mercado de Estados Unidos se podría haber llegado a máximos históricos en las exportaciones, principalmente impulsado por la caída en las tarifas de envío y bajos precios en los mercados de Asia y Europa; en el mes de enero, de acuerdo con el Departamento de Energía del país americano, las exportaciones se incrementaron en un valor de 98.6% de carácter interanual. Por otro lado, Bloomberg expresó que en el mes de marzo del año 2021 las importaciones de LNG en Europa occidental habrían alcanzado los niveles más altos desde diciembre de 2019, en donde los envíos desde Estados Unidos representaron cerca del 30.0% de las importaciones. El precio spot promedio de LNG en el noreste de Asia para las entregas en mayo del año 2021 estimó el precio en 6.8 USD/MBTU, presentando un incremento debido a los retrasos y/o desvíos ocasionados por el cierre del Canal de Suez². El precio del LNG Japón – Corea en el mes de marzo del año 2021 fue de 6.4 USD/MBTU, representando una caída de 10.2% con respecto al segundo mes del año 2021³.

En cuanto al carbón, en el cuarto trimestre del año la producción de carbón en Colombia fue de 9.2 Mton, representando una caída de 54.2% frente a lo observado el mismo período en 2019, y de 11.8% con respecto al trimestre inmediatamente anterior; por otro lado, en el mes de febrero del año 2021 las exportaciones del país tuvieron un incremento interanual de 3.2% alcanzando un

² Fuente: Resumen de noticias GNL GLOBAL – Edición marzo de 2021

³ Fuente: BMC – Portal BI Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia.

total de 7.4 MTon⁴. El precio del carbón cerró el mes de marzo en 62.0 USD/Ton, teniendo un incremento de cerca de 11.0% con respecto al precio de cierre en el mes de febrero del año 2021⁵.

En función de los contextos mencionados, a continuación se presentan los principales indicadores energéticos del mes de marzo del año 2021 correspondientes a los mercados de electricidad y gas; además, en el Anexo I se encuentran los avances regulatorios destacados a lo largo del mes y que son de especial interés para la demanda No Regulada.

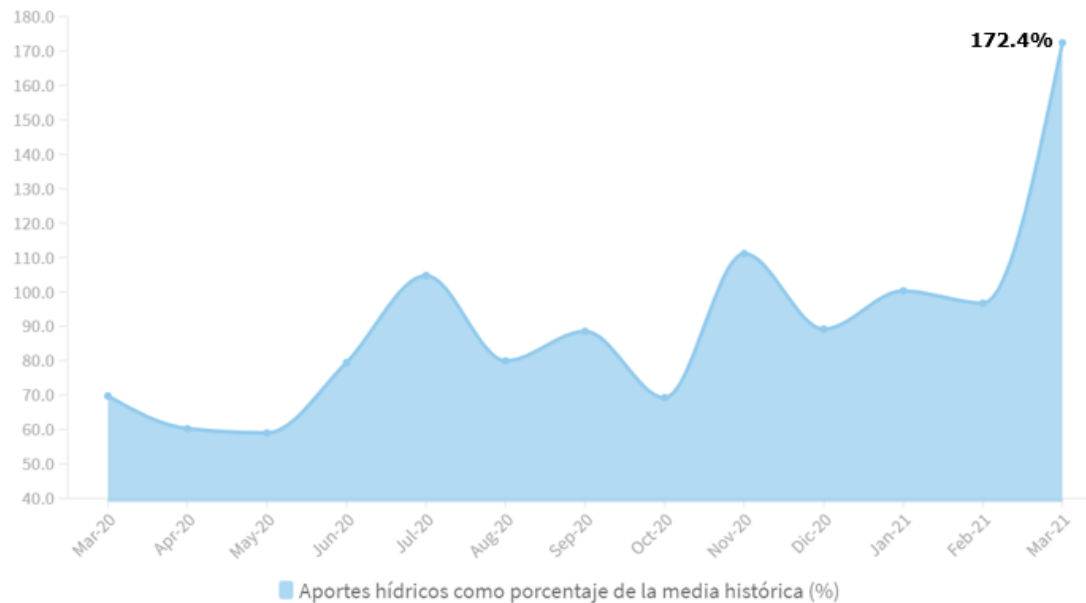
3. ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en el tercer mes de 2021 tras los eventos de interés mencionados anteriormente.

3.1. HIDROLOGÍA DEL SIN

Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo anterior, la Ilustración 1 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en el año 2020 y el primer trimestre del año 2021.

Ilustración 1. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica con corte a marzo de 2021



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de marzo el fenómeno de la Niña tuvo una incidencia fuerte en el incremento de los aportes hídricos. El nivel de los aportes hídricos alcanzó un valor de 187.3 GWh-día en el último

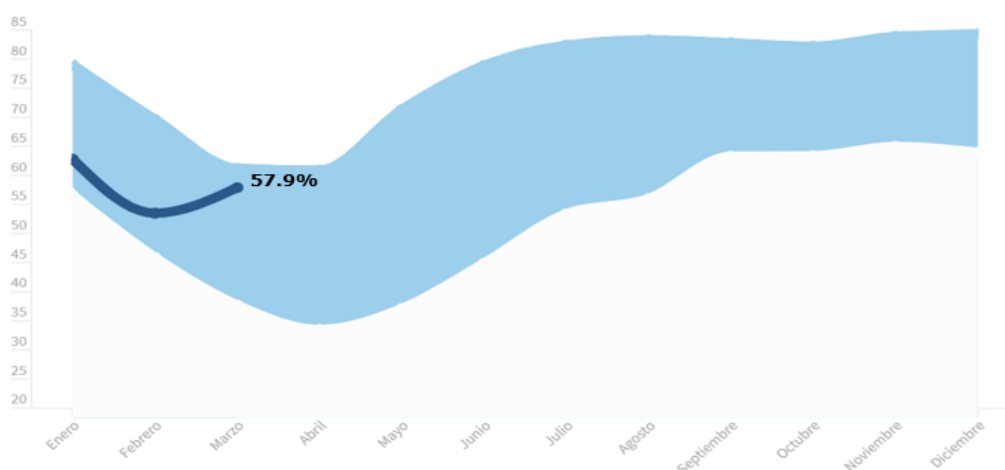
⁴ DANE Exportaciones – Febrero 2021.

⁵ Precio FOB Puerto Bolivar publicado por Cerrejón. Este valor no incluye costo de transporte desde Puerto Bolivar hacia los destinos de venta. Este costo de transporte puede llegar a representar entre 8 y 13 dólares adicionales.

mes, reflejando un nivel de 172.4% como porcentaje de la media histórica. Un efecto similar no ocurría desde marzo del año 2017 donde el nivel de los aportes como porcentaje de la media histórica se ubicó en 162.6%.

El período de verano en Colombia inicia en el mes de diciembre, finaliza normalmente en el mes de abril, y a partir de los meses de mayo y junio se tiene la expectativa de recuperación del nivel de los embalses. El volumen útil que en noviembre alcanzó un valor pico de 76.5% había disminuido desde entonces; sin embargo, dadas las favorables condiciones hídricas en el mes de marzo volvió a incrementar, efecto que contrasta con el comportamiento que tiende a presentar y que se refleja en sus niveles históricos. En la Ilustración 2 se observa el nivel del embalse en lo corrido de 2021, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico⁶ de este indicador.

Ilustración 2. Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2021



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Durante el mes de marzo el nivel del embalse agregado evolucionó de manera diferente a como ha sido su comportamiento histórico durante dicho mes y cerró con un porcentaje de 57.9%. El incremento fue de 4.4% con respecto al segundo mes del año, donde el nivel se había situado en 53.5% finalizando febrero. Mientras transcurre el período de invierno se espera que el nivel del embalse continúe creciendo como lo señala su comportamiento histórico.

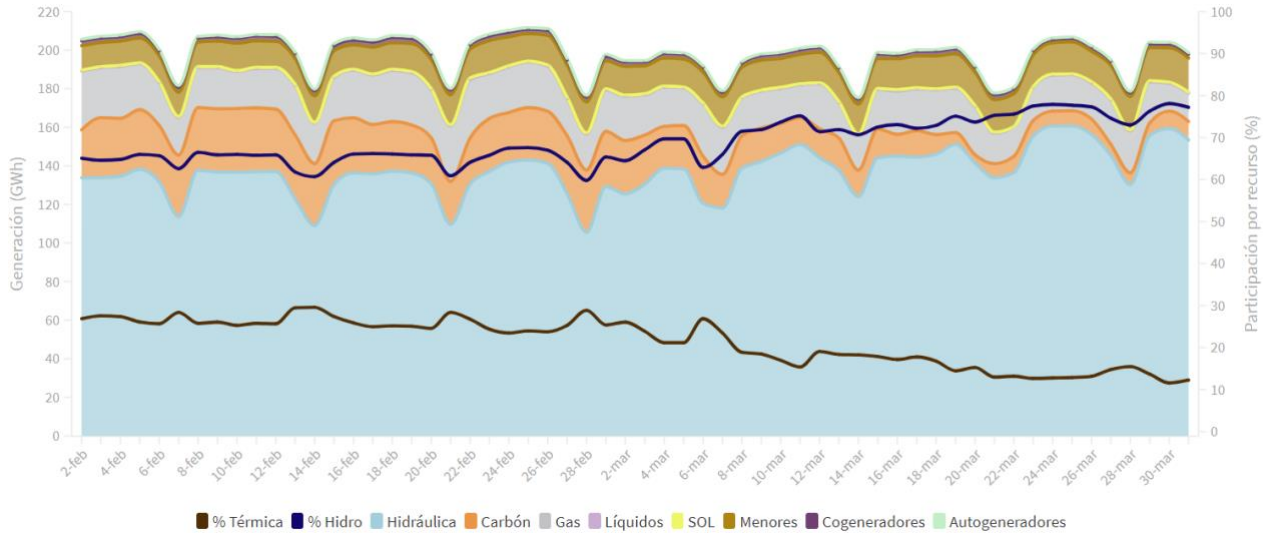
3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La demanda de electricidad se redujo en el transcurso del mes de marzo con motivo de algunas restricciones ocasionadas por la pandemia del COVID-19 y la tercera ola que hace presencia en algunas regiones del país, afectando la recuperación de la actividad industrial y comercial. En la misma medida lo hizo la oferta de electricidad, la cual presentó una leve reducción durante el último mes. En la Ilustración 3 se presenta el comportamiento de la generación de electricidad del

⁶ Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1998 hasta 2020.

SIN por tecnología y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total durante los meses de febrero y marzo del año 2021.

Ilustración 3. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)



Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de marzo se observa que la distancia porcentual entre la generación hidroeléctrica y el aporte de la generación térmica se incrementó, como bien lo ilustra la anterior imagen. La participación hidráulica en el último mes se situó en 72.6%, incrementándose 7.7% con respecto al segundo mes del año 2021, mientras que el aporte térmico fue de 17.4%, reduciendo su aporte en 8.8%. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, tanto el aporte del gas natural como el del carbón tuvieron una caída en el mes de marzo, pero fue el carbón quien más se destacó con una disminución de 52.7% con respecto al mes de febrero, alcanzando un aporte total de 13.6 GWh-día, mientras que el aporte del gas natural se situó en 20.3 GWh-día, habiendo reducido su aporte en 15.7%.

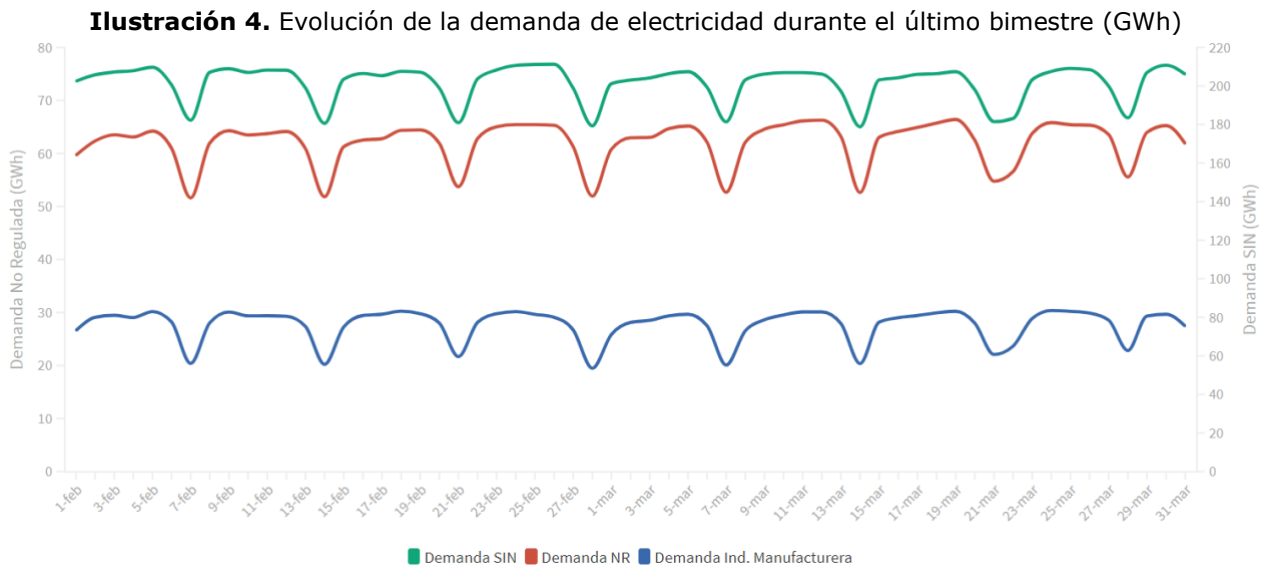
La generación de electricidad promedio en el mes de marzo del año 2021 fue de 195.5 GWh-día, presentando un incremento interanual de 2.2%, pero una caída de 3.2% con respecto al mes de febrero. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía continuaron con la senda de crecimiento de los últimos días de febrero⁷, y en el mes de marzo la energía eléctrica proveniente de Ecuador se situó en 5.3 GWh-día, mientras que las exportaciones mantuvieron un nivel bajo con un promedio de 3.5 MWh-día.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el último mes la demanda eléctrica se redujo levemente con respecto al mes de febrero, pero evidencia incrementos interanuales, dado que fue en el mes de marzo del año 2020 donde se empezó a observar el impacto de las cuarentenas adoptadas en su momento. La Ilustración 4 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad en el último bimestre, la

⁷ Las importaciones en los últimos dos días de febrero de 2021 fueron de 2.6 GWh-día y 2.2 GWh-día, respectivamente. La energía importada durante estos dos últimos días correspondió al 64.6% total de la energía importada en el total del mes.

gráfica presenta la demanda del SIN en el eje derecho, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje izquierdo.



Fuente: XM – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La demanda del SIN en el mes de marzo fue de 201.1 GWh-día, incrementándose 4.0% con respecto al mismo mes en el año 2020 y reduciendo levemente su valor en 0.7% comparado con el segundo mes del año. La demanda No Regulada se aumentó 7.9% de manera interanual llegando a 62.6 GWh-día y 1.6% con respecto al mes de febrero. Por su lado, la demanda correspondiente a las industrias manufactureras evidenció un destacado incremento de 16.9% interanual y de 0.1% con respecto al mes de febrero, alcanzando un consumo de 27.7 GWh-día.

La demanda del mes de marzo se ubicó un 0.8% por debajo de lo proyectado en el escenario base de la UPME⁸ para dicho mes. Es de esperar que en el mes de abril la demanda tenga un destacado incremento interanual, pues fue en el mes de abril del año 2020 en el que más se evidenció el impacto de las medidas de mitigación contra la pandemia en su momento; sin embargo, no se puede asegurar que la demanda decrezca con respecto al mes de marzo, dado el impacto y restricciones asociadas al incremento en los casos COVID-19 en el país (tercera ola).

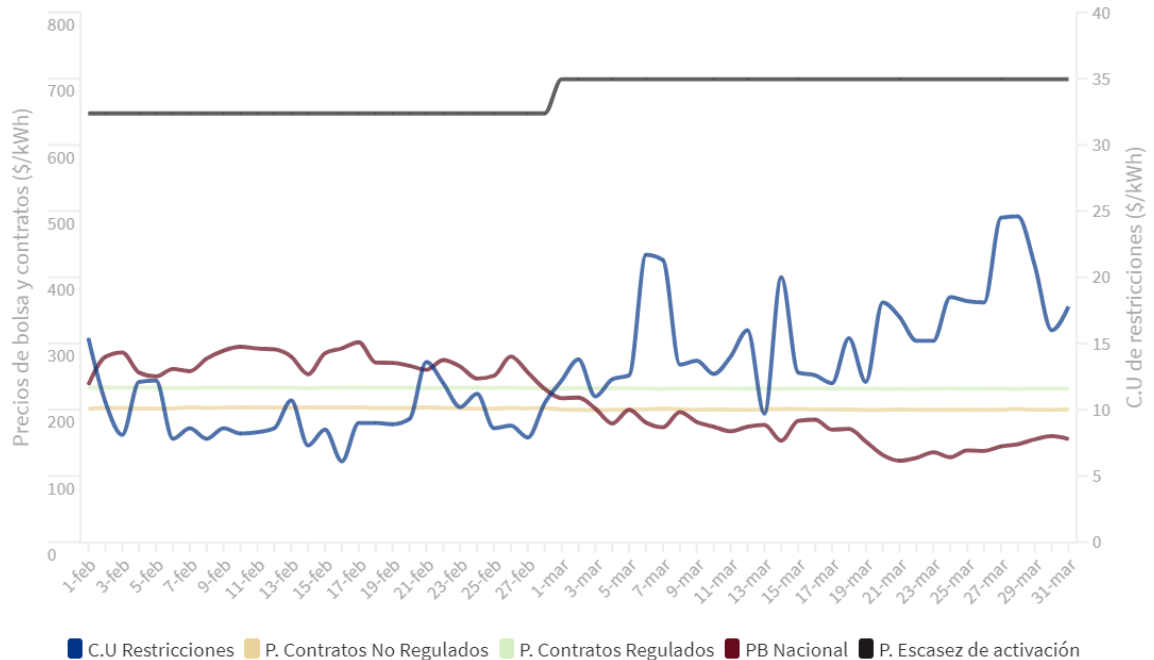
3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

Tras los contextos mencionados anteriormente con la hidrología, la generación de electricidad y la demanda de electricidad, las transacciones del mercado mayorista se han visto impactadas en el último mes. La Ilustración 5 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el tercer mes del año 2021, junto a su evolución a partir del mes de febrero. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos

⁸ La UPME publicó en el mes de junio el documento 'Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. Estos escenarios fueron expuestos en el Informe Sectorial No. 3 de junio de 2020. La demanda eléctrica de marzo además se encuentra 1.9% por debajo del escenario de proyección optimista, 0.3% por debajo del escenario pesimista y 3.6% por debajo del escenario resultante propuesto por la UPME. Esto para el caso en que se presentan avances en la conexión de Grandes Consumidores Especiales y el desarrollo de Vehículos Eléctricos.

regulados y No Regulados, además del precio de escasez de activación del cargo por confiabilidad, mientras que en el eje vertical derecho se encuentra el costo unitario de las restricciones.

Ilustración 5. Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre (\$/kWh)

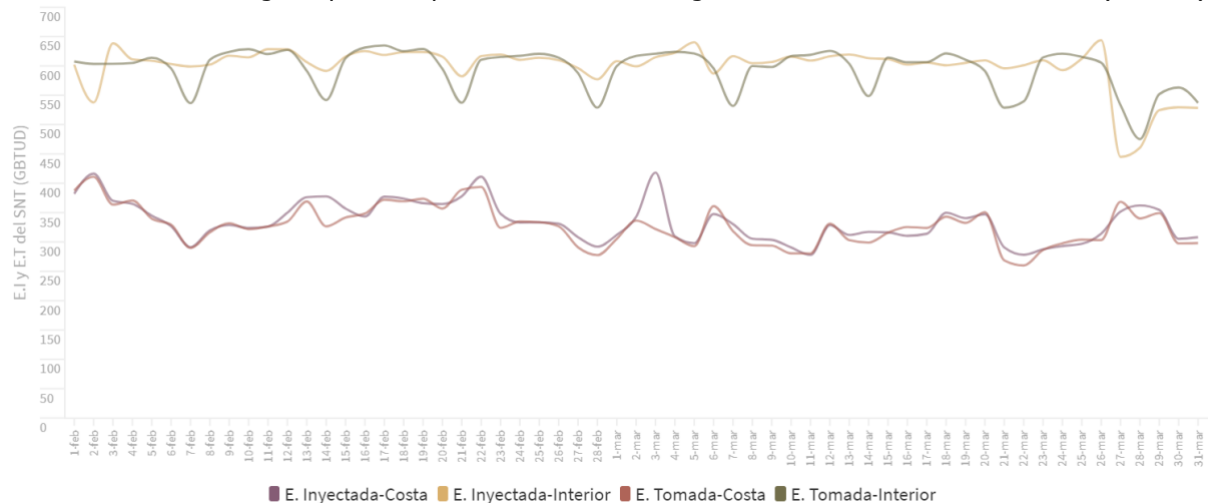


Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

En el tercer mes del año el PB presentó una caída de 38.6% con respecto al segundo mes del año y de casi 50.0% con respecto al mismo mes del año 2020. En paralelo el componente de restricciones volvió a los niveles elevados evidenciados en el año 2020 y en el primer mes del año 2021; esta variable alcanzó un valor de 15.9 \$/kWh, incrementándose 206.1% de manera interanual y 66.5% con respecto al mes de febrero. El promedio del PB en marzo de 2021 fue de 165.9 \$/kWh; así mismo, el valor máximo del PB fue de 218.3 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 699.1 \$/kWh y el cual, en caso de ser superado por el PB, obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiabilidad por parte de los generadores. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 232.0 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado alcanzó un valor de 200.2 \$/kWh.

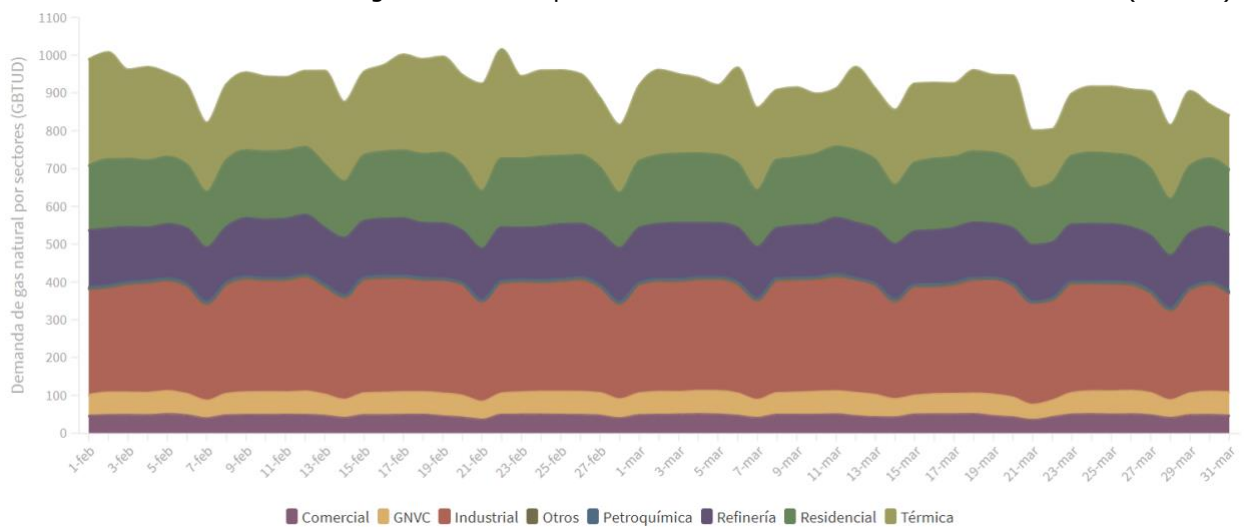
4. GAS NATURAL

Al igual que ocurrió en el mercado eléctrico, el mercado de gas natural evidenció un leve cambio en sus principales indicadores de oferta y demanda durante el tercer mes del año. En el último mes las nominaciones de gas natural se incrementaron 0.3% de manera interanual, mientras que se redujeron 3.6% con respecto al mes de febrero y se ubicaron en 819.0 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración 6 se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de febrero y marzo del año 2021. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

Ilustración 6. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)


Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

La energía inyectada promedio en el mes de marzo fue de 911.9 GBTUD, representando una caída interanual de 5.5%, similar a la de la energía tomada del SNT que se redujo en 5.4% llegando a un valor de 901.5 GBTUD⁹. En marzo el 99.4% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 0.6% correspondió a gas natural importado. En consecuencia, en la Ilustración 7 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

Ilustración 7. Demanda de gas natural en puntos de salida del SNT en el último bimestre (GBTUD)


Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

⁹El valor de la energía inyectada y tomada del SNT puede presentar una variación en los reportes, de acuerdo con los ajustes realizados por la BMC. En este informe se tuvo en cuenta los últimos reportes disponibles en la fecha de expedición del presente informe.

La demanda total de gas natural¹⁰ en marzo del año 2021 fue de 905.7 GBTUD, presentando un incremento interanual de 0.8%, pero una caída de 4.2% con respecto al mes de febrero. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 647.4 GBTUD, reduciéndose 4.5% con respecto al mismo mes en el año 2020, y 6.5% con respecto al segundo mes del año. Finalmente, la demanda industrial continuó su recuperación y se incrementó 18.8% de manera interanual, pero tuvo una leve reducción de 1.2% comparado con el mes de febrero, el nivel alcanzado en marzo fue de 290.8 GBTUD. En cuanto a los otros sectores, el que se redujo en mayor medida fue el sector térmico que presentó una caída de 32.2% – debido a la reducción de la generación de electricidad con gas como se observó en el numeral 3.2 – y siendo el único sector que evidenció una reducción interanual. El sector comercial fue el que incrementó su demanda de gas natural en mayor proporción, pues tuvo una subida interanual de 34.4%, seguido del sector de GNVC con 30.7%, el sector industrial anteriormente mencionado, el sector residencial con 11.7% y el de refinerías con 6.2%. Adicionalmente, la demanda de gas natural para los sectores agregados¹¹ en el mes de marzo del año 2021 se ubicó 13.7% por encima de lo proyectado en el escenario base de la UPME¹² para dicho mes.

En la Ilustración 8 se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de marzo de 2021 y su variación con respecto al último mes. Para el gas natural se observa el precio de referencia iGas, el cual representa un promedio de acuerdo con los índices en los puntos de entrega de Cusiana, Guajira y otros; además, se considera el precio con referencia de Estados Unidos Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en Europa. En el caso del Henry Hub, se evidencia una disminución tras la culminación del período de invierno intenso en el mes de febrero; sin embargo, el incremento interanual es de 51.0%. Por su parte, el TTF evidenció un leve incremento con respecto al mes de febrero del año 2021 impulsado por la recuperación en la demanda de gas natural en Europa, y a la vez se incrementó 121.0% con respecto a marzo del año 2020, donde ya se venían observando los impactos del COVID-19 en la demanda de gas natural.

Ilustración 8. Precios de combustibles en el mes de marzo de 2021

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - MARZO DE 2021							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Marzo de 2021	4.4	2.6	6.4	6.2	6.2	66.0	62.7
vs último mes	9.8%	-10.0%	-10.2%	1.4%	1.2%	5.8%	6.0%

Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

¹⁰ Los valores correspondientes a la demanda total de gas natural, así como la demanda No Regulada y la demanda industrial, puede presentar una variación en los reportes, de acuerdo con los ajustes realizados por la BMC. En este informe se tuvo en cuenta los últimos reportes disponibles en la fecha de expedición del presente informe.

¹¹ Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial y GNVC.

¹² La UPME publicó en el mes de junio el documento 'Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. Estos escenarios fueron expuestos en el Informe Sectorial No. 3 de junio de 2020. La demanda de gas natural para sectores agregados en marzo además se encuentra 10.4% por encima del escenario de proyección optimista y 18.7% por encima del escenario pesimista.

5. REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). *Proceso de selección de contratistas para el desarrollo de proyectos de investigación sobre la utilización en Yacimientos No Convencionales de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FHPH.*
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). *Resolución No. 0154 del 08-04-2021, "Por la cual se adjudica un Contrato Especial de Proyecto de Investigación, en la Segunda Ronda del proceso de Selección de Contratistas para el desarrollo de Proyectos de Investigación".*
- Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI.* Bogotá D.C.
- Cerrejón. (2021). *Precio del carbón.* Guajira.
- DANE. (2021). *Boletín de Exportaciones - Febrero de 2021.* Bogotá D.C.
- GNL Global. (2021). *Resumen de noticias GNL Global – Edición febrero de 2021.*
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Circular 40007 de 2021.* Bogotá D.C.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Nota de prensa: Inicia el primer piloto para la generación de energía geotérmica en Casanare.* Bogotá D.C.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Reporte Semanal Mina de Datos para la reactivación sostenible de Colombia.* Bogotá D.C.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Resolución 40060 de 2021.* Bogotá D.C.
- UPME. (2020). *Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026.* Bogotá D.C.
- XM. (2021). *Portal BI.* Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

Resolución MME 40060 de 2021	Se reglamenta el Artículo 296 de la Ley 1955 de 2020 sobre la obligación de compra del 10% de FNCER por parte de los comercializadores.
Circular MME 40007 de 2021	Establece la propuesta de las reglas de la subasta de contratación de energía de largo plazo.
Resolución CREG 014 de 2021	Modifica la Resolución 114 de 2018 sobre la forma de contratación del auditor de los indicadores de evaluación del resultado de mecanismos de comercialización.
Resolución CREG 022 de 2021	Disposición transitoria para la comercialización de capacidad de transporte de gas natural.
Resolución CREG 023 de 2021	Define la propuesta sobre la fórmula para el traslado en el componente G del CU con el fin de incluir las compras que realicen los comercializadores en el mecanismo Derivex-CRCC, en otros mecanismos autorizados para la atención de demanda regulada.
Circular CREG 014 de 2021	Utilización del IPP publicado por el DANE.
Circular CREG 015 de 2021	Publicación de la base de datos utilizada para el cálculo del margen operacional del que trata la Resolución CREG 220 de 2020, sobre los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería a Usuarios Regulados
Circular CREG 016 de 2021	Socialización del cronograma con la actividades y plazos a tener en cuenta para la asignación de capacidad de transporte de gas natural en los casos de congestión contractual, conforme lo establece el artículo 10 de la Resolución CREG 001 de 2021.
Circular CREG 017 de 2021	Publicación de la base de datos utilizada para el cálculo de los gastos de AOM de los que trata la Resolución CREG 220 de 2020, sobre los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería a Usuarios Regulados."