

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.24

MARZO DE 2022

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, impulsando un mercado eficiente que permita contar con precios de energía competitivos, considerando que, 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. Este documento presenta el informe correspondiente al mes de marzo de 2022, el cual se caracteriza por tres aspectos principales; en primer lugar, la incertidumbre sobre el abastecimiento de carbón térmico y la alerta para evitar escasez en medio de los altos precios del mineral y la restricción por la guerra Rusia – Ucrania que está siendo desatada; en segundo lugar, el incremento desbordado en el precio de bolsa de la energía y las perspectivas del precio en el sector energético en los próximos años; y en tercer lugar, el proyecto de la Bolsa Mercantil de Colombia para ser gestor de comercialización de la energía.

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

Es claro para el Gobierno Nacional y para los integrantes del mercado energético, que desde el año 2012 hasta finales del año 2019 con el inicio de la emergencia sanitaria por Covid-19, la producción del carbón en Colombia se mantuvo casi constante, y fue a partir del año 2020 con las medidas de restricción obligatorias y el confinamiento de la población, que los procesos productivos industriales se vieron altamente afectados. Al realizar un análisis de lo sucedido con el cierre parcial de las ciudades, se observó como la contaminación ambiental bajó de manera drástica con lo cual se dio la oportunidad para que el Gobierno Nacional fijara metas de carbono neutralidad en los próximos 30 años y la meta de prácticamente bajar a menos del 2% la participación del carbón para 2030. En el contexto internacional donde se estaban implementando medidas de control en el uso del carbón y se busca en el país aceleradamente sustituir el empleo de dicho energético en la producción industrial y en la generación. Se dio la aprobación a iniciativas y propuestas que se convirtieron en leyes como la Ley 2099 de 2021 conocida como la Ley de Transición Energética, la Estrategia 2050, publicaciones como la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, y los lineamientos de este gobierno en el libro Transición Energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia, entre otros; todos ellos bajo el supuesto de la búsqueda de una economía sostenible y la reducción considerable de emisiones contaminantes al ambiente.

El carbón es el segundo recurso natural no renovable en importancia después del petróleo dentro de la economía colombiana, desde el año 2012 y hasta el año 2019 con el inicio de la pandemia, la producción se ubicaba en el rango de 85 a 92 millones de toneladas¹, se constituía como el producto minero que generaba un mayor aporte al PIB del país entre 1,5% a 2% del total nacional, en ese tiempo se contaba con unas reservas de carbón medidas del orden de los 6.500 millones de toneladas y unos recursos potenciales estimados en 15.000 millones de toneladas, que representaban el 90% del carbón metalúrgico y el 47% del carbón térmico de la región (Centro, Suramérica y el Caribe). Sin embargo, a partir del año 2020 la producción anual descendió de una manera drástica ubicándose para 2020 en 52 millones de toneladas y para el año 2021 apenas con 26 millones de toneladas reportadas a<l segundo trimestre de ese mismo año.

De acuerdo con cifras de la UPME presentadas en el Balance Energético Colombiano², la participación del carbón en la composición de la matriz energética representa el 33,1% en la extracción de energía primaria; para los años 2019 y 2020 el carbón mineral tuvo una reducción significativa del 41,5%, lo que denota una caída en la oferta desde el inicio de la pandemia, con efectos negativos para la industria que se mantienen hasta el día de hoy. Esto, sumado a las políticas de restricción de su uso en mercados del mundo dada la priorización del tema ambiental, que requiere mayor tiempo e inversiones adicionales en el logro de la transición energética y depende del avance de las renovables, actualmente tienen en riesgo la operación minera de este energético en el país a pesar de sus altas reservas.

Las políticas de descarbonización a nivel global y la oposición al decaimiento natural este mercado, por la idea de que es altamente contaminante; lo ha convertido en un energético que ha perdido su financiación y disminuido su posibilidad de inversión, lo que dificulta la producción del mineral en Colombia. El ciclo prolongado de precios bajos inicialmente en el mercado internacional del carbón ha causado crisis en los procesos productivos de las industrias con respecto al consumo interno del país, con lo cual, en un rebote de precios del último año a cerca de 3 veces su precio, y con una demanda reactivada, ha generado un choque de oferta con una escasez y altos precios. En el mercado interno, esta situación afecta su uso como materia prima industrial y energético, pone en riesgo su abastecimiento continuo, y causa que la economía productiva que depende de este combustible se enfrente a una crisis. A pesar de sus altos costos de oferta, hoy no se ve reflejado en un abastecimiento suficiente del mercado interno, dando preferencia a las exportaciones especulativas, encareciendo y generando más incertidumbre en cadena del carbón para las plantas térmicas y para las industrias del país, en una situación que actualmente es más estructural que coyuntural.

La economía mundial afligida principalmente por el conflicto entre Rusia y Ucrania ha generado unos impactos en el sector eléctrico del país, no solo en el desbalance y mayores precios de gas y como es el caso del precio internacional del carbón que para el mes de marzo alcanzó un valor máximo histórico por encima de los 400 USD \$/tonelada, lo que representó una afectación en el precio de bolsa y que afectará contratos futuros de energía a mediano plazo. En la Bolsa, la generación hidráulica esta marginando a precios de generación térmica debido al anterior evento

¹ Datos tomados: Producción (con base en regalías) Agencia Nacional de Minería – ANM. Corte II Trimestre de 2021. Actualizado diciembre de 2021. Subdirección de minería UPME.

² Balance Energético Colombiano – BECO – año 2020 versión preliminar. Es una matriz de producción y uso de energía que permite entender las relaciones entre la oferta y demanda para 19 tipos de energéticos, entre ellos el carbón.

y a la subida de precios de gas natural licuado para la generación a partir de gas natural de importación.

Ante la situación creciente de la economía, la informalidad y la restricción en la producción para el mercado local de carbón, el aumento en las tarifas del servicio de la energía eléctrica y gas natural, así como el mismo precio desbordado del mineral, se enfrenta un problema de abastecimiento. La falta de reglas claras de juego en su abastecimiento local y su constante inseguridad jurídica, pone en riesgo el balance oferta y demanda, que refleja un mercado segmentado y volátil, por lo que **Asoenergía** alerta de manera anticipada al gobierno y viene solicitando el cambio de los indicadores para establecer precios de referencia con el fin de calcular regalías que llegan al país, asegurar un cupo priorizado para demanda interna, y suavizar las metas de descarbonización para darle tiempo a la industria en la adaptación de sus procesos productivos.

En este marco, se hace necesario adelantar un ejercicio para repensar la industria minera colombiana de este elemento, lo cual debe pasar necesariamente por un adecuado entendimiento de la dimensión e impacto de las exportaciones de carbón, generadores de valor para nuestra economía, con una atención institucional más eficiente, en un diálogo con las diferentes autoridades mineras, ambientales y sociales, y con un control de un potencial estado de especulación de precios. Lo anterior para que la industria colombiana pueda trabajar sobre premisas de claridad y seguridad en el abastecimiento, que permitan a las compañías tomar mejores decisiones sobre sus inversiones y lograr una cadena productiva más estable y eficiente en beneficio de la competitividad del país.

Como segundo punto y ligado a la incertidumbre en el abastecimiento del carbón y sus altos precios, la empresa especializada en la gestión de sistemas de tiempo real administradora del mercado de energía mayorista XM, informó que el precio promedio ponderado de bolsa de la energía fue de 402,61 COP/kWh, lo cual representó un aumento del 47,90% con respecto al reportado para el mismo mes del 2021. Las compras en la bolsa de energía realizadas por los comercializadores para atender a sus usuarios correspondieron al 25% del total de la demanda, lo que significó un aumento de 4% respecto al mismo mes de 2021. No obstante, debido al aumento observado en el precio de bolsa, el valor total de las compras en bolsa aumentó un 59,89% pasando de \$379.000 millones a \$606.000 millones. En contratos para atender la demanda del consumo residencial y pequeños negocios, el precio promedio fue 265,80 COP/kWh, el cual registró un incremento del 13,59% con respecto al mismo mes de 2021 que fue de 234,01 COP/kWh. Con el alza en las tarifas de energía eléctrica **Asoenergía** pidió al gobierno de manera inmediata tomar medidas en el asunto de manera prioritaria, la situación económica global preocupa al mercado mayorista de energía debido además a factores adicionales como la indexación que es realizada en la fórmula tarifaria con el aumento del IPP y que refleja la inflación, por lo que, se insiste en el ajuste del indexador para que sea acorde con el aumento gradual y controlado de variables que se encuentren directamente relacionadas con el sector energético y más en sí, de la cadena de producción de energía eléctrica.

En línea con los compromisos ambientales y diversas hojas de ruta que se ha trazado Colombia, la transición energética de los próximos gobiernos debe adaptar sus objetivos a la búsqueda de la seguridad energética y en el camino de una menor dependencia de las fuentes de energía convencionales y un mayor incentivo a las fuentes limpias, no poner en riesgo la misma. Proteger la explotación responsable de hidrocarburos y minas, asegurar el abastecimiento de energía eléctrica y controlar la huella ambiental son los aspectos fundamentales bajo los cuales se debe realizar una transición hacia una matriz energética más limpia que siga generando autosuficiencia.

“Reflexiones para el desarrollo de políticas públicas para el sector de minas y energía en Colombia” estudio de la firma de consultoría Kearney, sugiere que fuentes convencionales como el petróleo, que tenían una participación de 46% en el consumo energético de Colombia en 2015, lleguen a representar solo 32% de la matriz del país para 2050; y que la leña y el carbón sean casi nulos para ese tiempo, con participaciones de 0% y 3%, respectivamente. El reto será como hacer converger estas metas con la realidad de las necesidades de energía confiable.

Sin embargo, no se debe perder de vista que la producción de petróleo como combustible e insumo de otras materias primas continuará ya que el mundo todavía tiene dependencia hacia este commodity, lo cual implicará que se seguirán realizando inversiones en investigación y desarrollo para reducir sus impactos ambientales. El estudio estima, en fuentes de energía tradicionales, que la electricidad será la de mayores aumentos para 2050 al consolidar una participación de 33%, luego de ser 16% de la matriz en 2015; y que el gas natural pase de 14% a 24%.

Adicional a esta diversificación, una herramienta innegable de desarrollo como sugiere la investigación implica la creación de nuevos puestos de trabajo y de nuevas cadenas de suministro en torno a las nuevas energías. Cerca de 67% de la canasta de generación eléctrica está compuesta por activos hídricos, una fuente de energía que cuenta con múltiples ventajas en costos e impacto medio ambiental frente a otras fuentes de generación convencionales como carbón o combustibles líquidos, pero una desventaja es la alta vulnerabilidad ante fenómenos meteorológicos como ‘El Niño’. Y aunque se estima que la generación de energía hidráulica siga teniendo una participación mayoritaria (61%) en 2024, este renglón caería seis puntos porcentuales frente a su representación actual. En contraste, y con un aumento aún leve, se proyecta que la energía eólica se ubique en 7% de la canasta de Colombia en los próximos dos años y que la solar tenga una incidencia de 3% en el país. De esta manera se espera que la dependencia del petróleo baje a 32% y la de la electricidad suba a 33% para 2050 basada en una matriz energética limpia con bajas emisiones contaminantes al ambiente. El reto ahora es como lograr confiabilidad después del año 2027, que se pierde según el PERGT de la UPME.

Finalmente, se presentó una propuesta de ajuste en el mecanismo de comercialización de energía eléctrica realizada por la Bolsa Mercantil de Colombia³ – BMC y lo contenido en la Resolución CREG 114 de 2018 expedida por la CREG, “*por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado*”. Como primera instancia, entender que el mecanismo de comercialización de contratos de energía eléctrica es un conjunto de elementos que permiten el desarrollo de un mercado de compra y venta de contratos estandarizados de energía eléctrica. Estos incluyen un escenario de negociación en el que participarán generadores y comercializadores de contratos estandarizados de suministro de energía, incluye el registro, la compensación y liquidación de los compromisos adquiridos en la rueda de negociación y la administración de garantías.

Dicho mecanismo busca promover un mercado competitivo, eficiente, independiente y transparente al ser estructurado atendiendo a las disposiciones de la Resolución CREG 114 de 2018. Con la experiencia que desde el año 2015 la BMC ha adquirido, como el gestor del mercado de gas natural cuyo fin es promover, facilitar y administrar de manera eficiente ese mercado, la bolsa estructuró

³ Bolsa Mercantil de Colombia – BMC: es un escenario de negociación de productos agropecuarios, industriales, minero - energéticos y otros commodities, en el que los clientes de las Sociedades Comisionistas miembros de la Bolsa pueden comprar o vender productos, obtener financiación o hacer inversiones a través de una Firma Comisionista.

una propuesta de ajuste para incursionar también en el mecanismo de comercialización de energía eléctrica buscando aportar con su experiencia en la comercialización de la energía acercándose a las necesidades presentes en el mercado de contratos bilaterales estandarizados, y cumplir con la iniciativa de crear una filial de la BMC que sea independiente, transparente, neutral y con objetividad del escenario propuesto para desarrollar el mecanismo. El mecanismo de comercialización de la energía eléctrica propuesto, contará con los siguientes aspectos:

- Administración de subastas periódicas de contratos en el que los agentes puedan participar directamente y emplear una plataforma de negociación con diferentes productos y plazos de tiempo.
- Servicio de administración de garantías que logre abarcar las garantías tanto de participación del mecanismo como de cumplimiento de los contratos.
- Servicio de compensación y liquidación soportados en las actividades que la BMC ejecuta a la fecha.
- El mecanismo será complementario a otros mecanismos de contratación que se utilizan de manera actual en el mercado de la energía eléctrica.

De acuerdo con los aspectos que el nuevo mecanismo proporcionaría se conocieron los beneficios que ofrece para el mercado energético en Colombia:

- Se trasladarán las eficiencias a las tarifas que pagan los usuarios finales.
- Los agentes energéticos podrán optar por aquellas alternativas que mejor se ajusten a sus estrategias comerciales.
- Se promoverá la diversificación de la matriz energética de Colombia y la entrada de nuevos agentes que dinamicen el mercado de energía eléctrica.
- Se facilitará la participación directa de los agentes del mercado de energía eléctrica pues, dando cumplimiento a la legislación aplicable al servicio público domiciliario de energía eléctrica, serán estos quienes mantengan las obligaciones de cara al mercado de energía mayorista.
- Los contratos que se negocien serán estándar, lo cual es importante en la medida que reducirá de forma significativa los costos de transacción.
- Habrá mayor transparencia en la formación de precios de los contratos que se firmen, lo que marca una diferencia sustancial con respecto a la actual dinámica de negociación bilateral; esto se traducirá en mejores señales de mercado, reduciendo las ineficiencias hasta ahora observadas como resultado de la gestión de riesgo en cabeza de los participantes.
- Se apoyará al Gobierno Nacional en el cumplimiento de sus objetivos de política pública en materia energética generando un escenario alternativo de negociación a través del cual, siempre que se cumplan las condiciones de competencia definidas para el mecanismo, podrá contratarse el suministro de energía aún entre agentes vinculados.

Asoenergía celebra el proyecto y espera que a través de la filial se dé la vinculación de las empresas de servicios públicos domiciliarios – ESP, se realice la operación de la subasta, gestión de riesgos y la actividad de compensación y liquidación; pero mantiene la sugerencia de que se deje y habilite la participación de la demanda. En ese sentido, se espera que una vez se cierre la negociación en la filial tanto la punta compradora como la punta vendedora, luego de constituir las garantías de participación para operar el mecanismo y después de celebrado el contrato de

compensación y liquidación, la relación entre los agentes del mercado de energía eléctrica y el pago de los contratos serán de manera directa y supervisados por la filial a fin de realizar la operación en bolsa completa. Los UNR deberían poder ser parte de este proceso.

En función de los contextos mencionados, a continuación, se presentan los principales indicadores energéticos del mes de marzo de 2022 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.

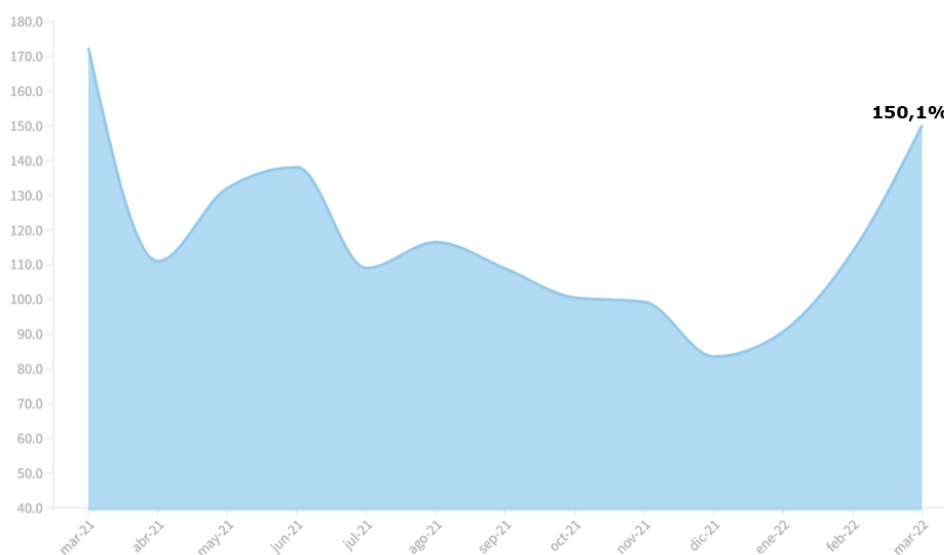
3. ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en el mes de marzo de 2022 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 los últimos doce meses.

Ilustración 1. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año.

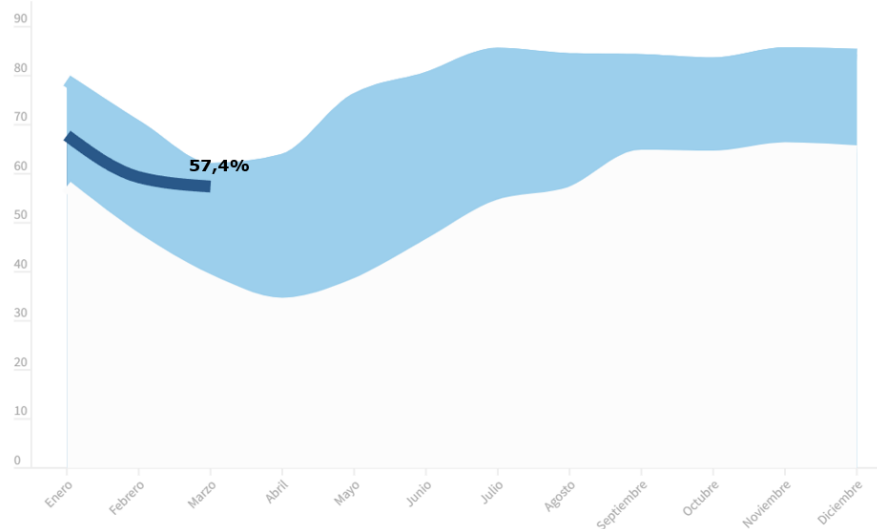


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de marzo los aportes hídricos continuaron con una tendencia al alza con respecto de la media histórica luego de estar por debajo de la media en los meses de noviembre de 2021 hasta enero de 2022, desde el mes de marzo de 2021 los aportes alcanzaron uno de los mayores porcentajes muy por encima de la media con 172,4%; en marzo se presentó un crecimiento de 36,4% con respecto al mes de febrero de 2022. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor de 109,23 GWh-día, reflejando un nivel de 150,1% como porcentaje de la media histórica.

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 de 2020 alcanzó un valor pico de 76,5% había disminuido desde entonces; sin embargo, dadas las favorables condiciones hídricas desde el mes de marzo de 2021 incrementó hasta el mes de noviembre de 2021, efecto que contrasta con el comportamiento que tiende a presentar y que se refleja en sus niveles históricos, y para el mes de diciembre de 2021 hasta la fecha marzo de 2022 el valor porcentual del volumen útil ha empezado a disminuir. En la Ilustración 2 se observa el nivel del embalse en el mes de marzo de 2022, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico⁴ de este indicador.

Ilustración 2. Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2022.



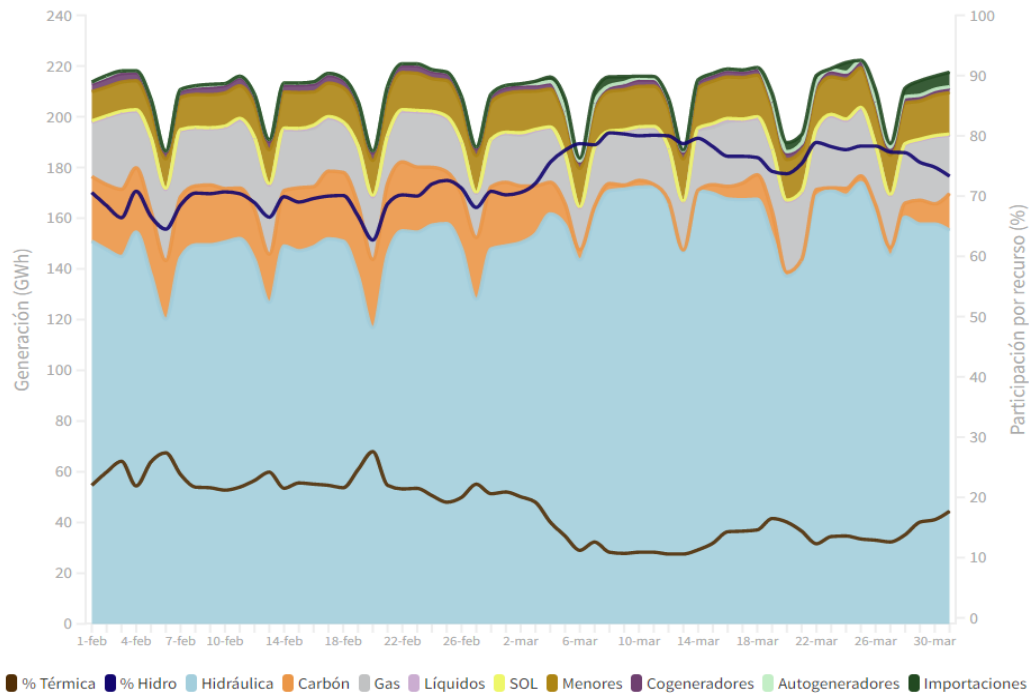
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Para el mes de marzo de 2022 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 57,4%, presentando una reducción de 1,9% con respecto al mes de febrero donde el nivel se había situado en 59,3% finalizando el mes. Mientras transcurra el período de invierno se espera que el nivel del embalse continúe reduciéndose como lo demuestra su comportamiento histórico.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de marzo la generación de electricidad presentó una disminución porcentual pequeña en su valor con respecto al mes de febrero. En la Ilustración 3 se presenta el comportamiento de la generación de electricidad del SIN por tecnología y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total durante el último bimestre.

⁴ Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1991 hasta 2021.

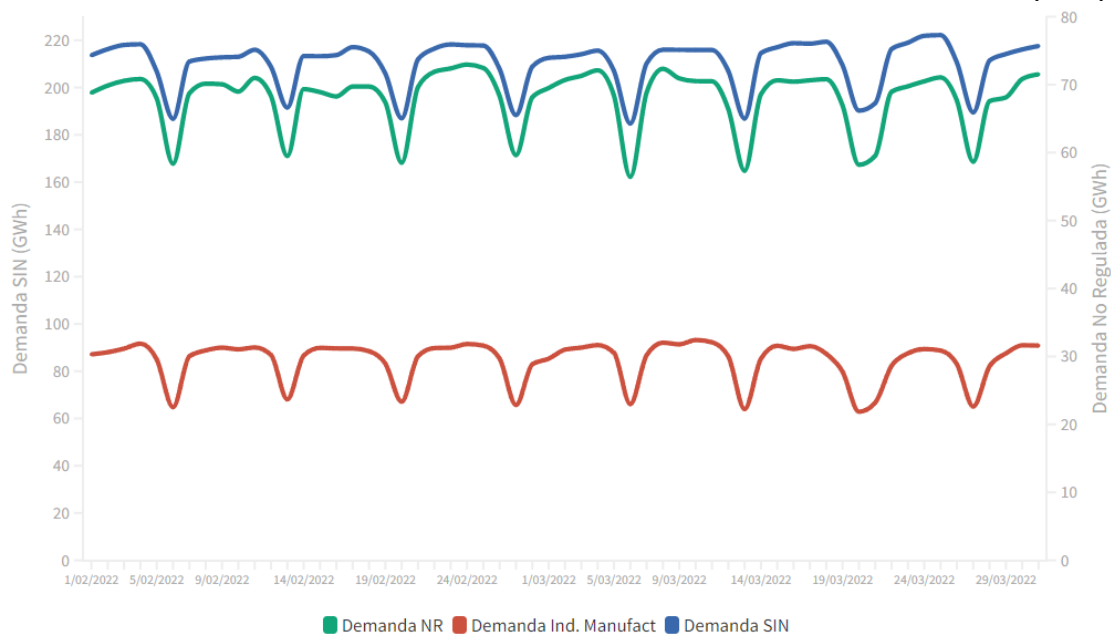
Ilustración 3. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)


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

La generación de electricidad promedio en el mes de marzo de 2022 se ubicó con un valor de 208,7 GWh-día, presentando un incremento interanual de 6,7%, y una caída porcentual de 0,7% con respecto al mes de febrero de 2022. La participación hidráulica aumentó en el último mes situándose en 76,9% representando un crecimiento porcentual de 7,8% con respecto al mes de febrero, por su parte el aporte térmico decreció a un valor de 14,0%, decayendo en 8,6% mensual y aumentando 12,4% de manera anual. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural bajó en el último mes a 22,8 GWh-día, de la misma manera el aporte del carbón decayó fuertemente durante el último mes en 74,0% situándose en 6,3 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía que para el mes de diciembre de 2021 presentaron valores pico no alcanzados desde el mes de abril del mismo año, en marzo de 2022 la energía eléctrica proveniente de Ecuador nuevamente repuntó al alza con 4920,0% con respecto al último mes, por otro lado, las exportaciones que presentaron un valor promedio de 17,2 MWh-día decrecieron de manera mensual en 94,3%. Dada la situación de algunos proyectos en Ecuador, la energía debería optimizarse según su próxima disponibilidad.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de marzo de 2022 la demanda eléctrica creció en una pequeña cantidad con respecto al valor del mes de febrero. La Ilustración 4 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad en el último bimestre. La gráfica presenta la demanda del SIN en el eje izquierdo, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje derecho.

Ilustración 4. Evolución de la demanda de electricidad durante el último bimestre (GWh)


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

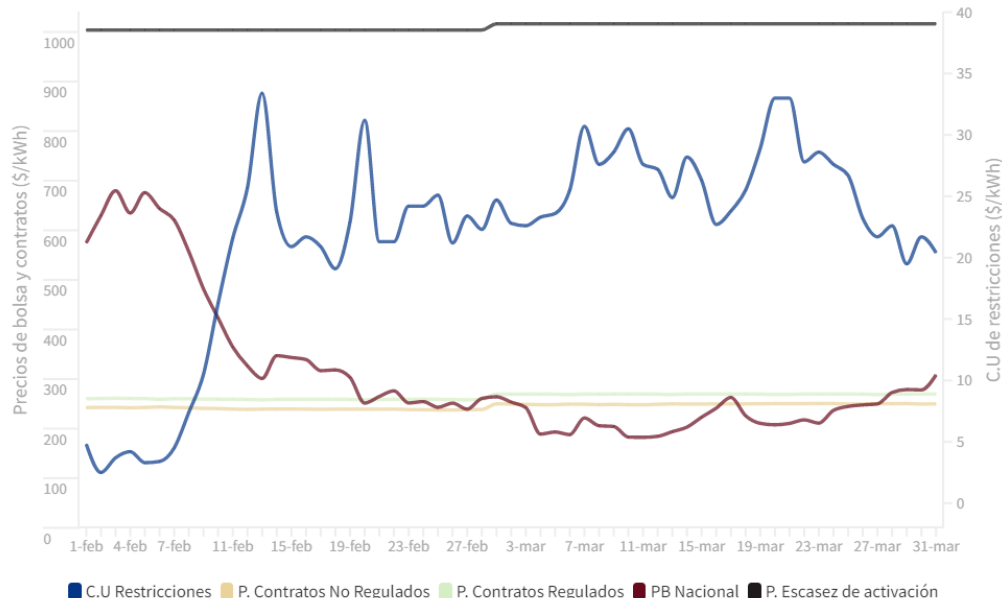
La demanda del SIN en el mes de marzo fue de 210,8 GWh-día, incrementándose 0,4% con respecto al mes de febrero de 2022 y 4,8% comparado con el mismo mes en el año 2021. La demanda No Regulada por su parte decreció 0,4% de manera mensual y evidenció un incremento de 8,5% anual, llegando a 67,9 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras evidenció un crecimiento de 5,8% interanual y un decayó en 0,8% con respecto al mes de febrero, alcanzando un consumo de 29,3 GWh-día.

La demanda del mes de marzo se ubicó 2,3% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁵ para dicho mes, y, en cuanto al escenario alto la proyección se ubicó 0,5% por debajo, sin embargo, para el escenario bajo se ubicó 5,3% por encima de lo estimado.

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 mes de marzo con una gran volatilidad. La Ilustración 5 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el mes de marzo de 2022, 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 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.

⁵ La UPME publicó en el mes de junio de 2021 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 - 2035', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética (Escenario alto, medio y bajo).

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


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

En el mes de marzo el PB decayó en 43,1% comparado con el mes de febrero y aumentó en 36,8% con respecto al mismo mes de 2021. El componente de restricciones mostró un crecimiento a un valor de 25,8 \$/kWh, incrementándose 62,2% de manera interanual y 49,2% por encima con respecto al mes de febrero. El promedio del PB nacional que para el mes de diciembre presentó un crecimiento abrupto con un valor de 335,4 \$/kWh para el mes de enero decayó y se situó en 290,0 \$/kWh y, debido el crecimiento abrupto de indicadores económicos consecuencia de las actividades de conflicto que viven en otros países, para el mes de febrero el PB aumentó en forma escarpada con un valor de 399,1 \$/kWh, valor pico no presentado desde el mes de febrero de 2020 con el inicio de la emergencia sanitaria por Covid-19, ahora para el mes de marzo disminuyó en una gran cantidad ubicándose en 227,0 \$/kWh; el valor máximo del PB se situó en 308,4 \$/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual presentó un crecimiento mensual de 1,3% y se ubicó en 1016,6 \$/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. En caso contrario, se evidenció un precio de bolsa mínimo para el mes de marzo situado en 182,4 \$/kWh. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 269,5 \$/kWh, y en cuanto al mercado No Regulado aumentó a un valor de 249,6 \$/kWh⁶.

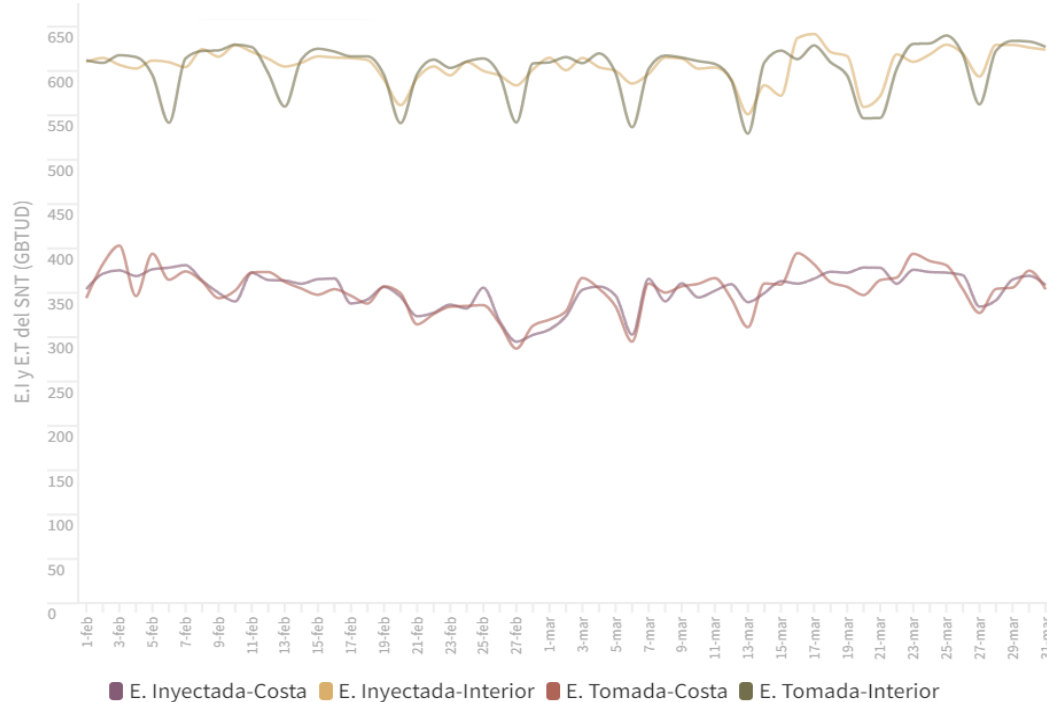
4. GAS NATURAL

Para el mes de marzo de 2022 se observa una constancia en la inyección del hidrocarburo, las nominaciones de gas natural aumentaron en 4,1% de manera interanual, mientras que la diferencia mensual disminuyó en 1,2% con respecto al mes de febrero, ubicándose en 867,0 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

⁶ Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista.

del SNT en los meses de febrero y marzo de 2022. 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.

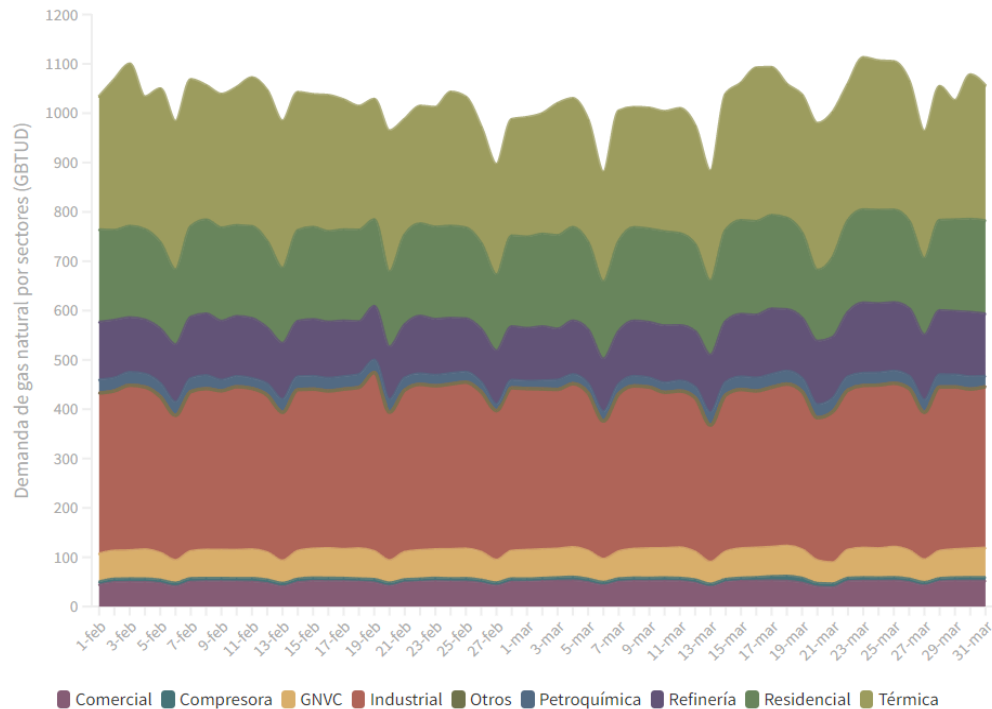
Ilustración 6. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)



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

La energía inyectada promedio en el mes de marzo fue de 961,8 GBTUD, representando un cambio interanual positivo de 6,5%, de la misma manera la energía tomada del SNT aumentó en 6,5% llegando a un valor de 960,0 GBTUD⁷. En marzo el 100,0% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, es decir que para el mes de marzo no se tuvo 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.

⁷El 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.

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


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

La demanda total de gas natural⁸ en marzo de 2022 fue de 1025,2 GBTUD, presentando un aumento interanual de 12,5% y de 0,1% con respecto al mes de febrero. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 697,5 GBTUD lo que representó un aumento mensual de 5,0% y de 6,2% con respecto al mismo mes en el 2021. Finalmente, la demanda industrial decreció en 1,8% comparado con febrero y aumentó en 16,9% de manera interanual, el nivel alcanzado en marzo fue de 342,1 GBTUD. En cuanto a los otros sectores, la demanda térmica tuvo un aumento potencial de 40,7%, el sector industrial aumentó en 10,9%, el sector comercial en 9,3% y el residencial en 2,9%; por otro lado, los sectores que presentaron una disminución en el mes de marzo corresponden a sectores agregados en 49,3%, el sector refinería en 15,3% y los sectores compresora y GNVC que decayeron en 5,6% y 0,5% respectivamente. La demanda de gas natural para los sectores agregados⁹ en el mes de marzo de 2022 se ubicó 45,5% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME¹⁰ para dicho mes. De la misma manera ocurrió con las proyecciones de la UPME en los escenarios alto y bajo, que evidenciaron valores de 48,8% y 41,7% por debajo de los valores estimados.

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 2022 y su variación con respecto a febrero. 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

⁸ 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.

⁹ Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC.

¹⁰ La UPME publicó en el mes de junio de 2021 el documento 'Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 - 2035', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética.

de Estados Unidos con el Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en el Reino Unido y Países Bajos respectivamente.

Ilustración 8. Precios de combustibles en el mes de marzo de 2022.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES – MARZO DE 2022							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Marzo de 2022	5,5	5,0	37,1	34,4	42,5	113,1	108,9
vs último mes	-4,0%	12,0%	41,6%	51,2%	53,4%	19,9%	17,2%

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

5. REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2022). *Reservas de crudo y gas en el país - Corte a 31 de diciembre de 2021*.

Bloomberg. (2022). *Global LNG market outlook 2021-25 overview is likely to stay*.

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2022). *Portal Tablero de BI*. Bogotá D.C.

Carrejón. (2022). *Precio del carbón*. Guajira.

GNL Global. (2022). *Resumen de noticias GNL Global – Edición enero de 2022*.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Reporte Semanal Mina de Datos para la reactivación sostenible de Colombia*. Bogotá D.C.

UPME. (2021). *Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 - 2035*. Bogotá D.C.

XM. (2022). *Portal Sinergox - XM*. Medellín.

Portafolio. Periódico.

Diario La República. Periódico.

Eficiencia Energética: Auditorias Energéticas en Grandes Industrias. Análisis de Impacto Normativo.

Ministerio de Minas y Energía. Enero 2022.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

Resolución CREG 101 de 2022	Energía Eléctrica. Condiciones para implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.
Resolución CREG 701 de 2022	Energía Eléctrica. Generación: asignación de capacidad de transporte.
Resolución CREG 226 de 2021	Gas Natural. Mercado mayorista de gas natural.
Resolución CREG 102 de 2022	Gas Combustible. Distribución: tasa de descuento.
Circular CREG 017 de 2022	Información de gastos AOM del año 2021.
Circular CREG 018 de 2022	Taller de socialización de las reglas de autogeneración y generación distribuida - resolución CREG 174 de 2021 y 135 de 2021 mecanismos de protección y deberes de los usuarios autogeneradores a pequeña escala.
Circular CREG 020 de 2022	Publicación informe final "estudio para la adecuada liberalización del mercado minorista de energía y la actualización de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización a usuarios regulados"
Circular CREG 021 de 2022	Formulario de conexión simplificado y lineamientos de estudio de usuarios autogeneradores a pequeña escala, generación distribuida y autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW - resolución CREG 174 de 2021.