ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.40

JULIO DE 2023

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

Contenido

Introducción ---------- 3

Actividad del mercado energético ---------- 3

Energía eléctrica ---------- 7

Hidrología del SIN ---------- 7

Generación de electricidad ---------- 8

Demanda de electricidad ---------- 10

Precios y transacciones ---------- 11

Gas Natural ---------- 12

Avances regulatorios ---------- 16

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 y una regulación eficiente que permitan 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 julio del año 2023, el cual incluye una mirada al comunicado de XM, en el que advierte de un posible racionamiento de energía en algunas zonas críticas del país, en donde se ha visto aumentar la demanda y la infraestructura presenta retrasos en su ampliación, de igual manera, se presenta la resolución con la que se adopta el nuevo plan de expansión de transmisión 2022–2026.

Este informe considera la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, y 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

XM expidió un comunicado en el que manifestó que se están presentando problemas en la atención de la demanda en el Sistema Interconectado Nacional SIN. En él se advierte que, en los departamentos de Guajira, Cesar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Choco y Bolívar se pueden presentar desatenciones de la demanda. En esta ocasión el problema no es de insuficiencia en la generación de energía eléctrica, sino problemas en la subtransmisión, recordemos que el SIN está compuesto por cuatro etapas o fases principales, generación, transmisión, distribución y comercialización; en este caso puntual del que nos está hablando XM en su comunicado, el problema es en la subtransmisión regional o sistema de distribución, el cual es encargado de distribuir la energía eléctrica en los centros de consumo, ya sean ciudades o municipio. En conformidad con esto, es importante resaltar que el SIN está en un equilibro constante, en el que se genera la energía que se consume al instante, y esta es transportada por el SIN a los centros de consumos a través de sus redes de transmisión y subtransmisión nacional.

Este problema en la atención a la demanda, según manifestó XM, se debe a un aumento de la demanda en estas zonas del país; según expresó, la demanda en la costa atlántica ha aumentado un 5% más de lo proyectado por la UPME en su informe de octubre de 2022. Este crecimiento se ha dado debido al aumento de las temperaturas en los últimos días y sumado a que se han venido presentando operaciones de infraestructura en el sector, debido a que desde hace varios años se ha presentado un agotamiento generalizado en las redes que ha llevado a que trabajen a niveles superiores a sus límites y los equipos operen sobre su cargabilidad es que se tiene el caso de que cerca del 61% de la demanda no atendida del país pertenece a esta región. Para Asoenergía, el problema no viene del crecimiento de la demanda, sino de la falta de expansión estructural,

oportuna y adecuada, de la transmisión y de la distribución, en sus componentes tanto de subtransmisión como de distribución local.

Para sobrellevar la situación en estos departamentos, XM ha hecho unos cortes sectorizados de cargas no esenciales que han sido programados y autorizados por el Consejo Nacional de Operación CNO, con el fin de no tener un desbalance en el sistema que pueda comprometer a todo el sistema nacional, esto debido a que se pueden presentar descompensaciones de tensión o de frecuencia que puede hacer que se tengan que parar máquinas de generación y el problema sea mucho mayor. Con esto se hace un deslastre de carga, que consiste en desconectar algunas cargas por un tiempo específico, con el propósito de que se reduzcan los picos de demanda y cuando el sistema se estabilice volver a conectarlos. Sin embargo, esto a la larga perjudica a los usuarios, quienes son los que tienen que pagar, con la desconexión de sus cargas, el costo ocasionado de que no se hagan los proyectos de expansión del sistema de distribución de manera correcta y oportuna.

De igual manera, no solo se están presentando problemas de expansión de los sistemas de subtransmisión en la costa atlántica, en el interior del país también se están presentando retrasos en la entrada en operación de la infraestructura. En la zona norte y occidental de la sabana de Bogotá se han visto retrasos en los proyectos de la subestación Norte de 500 kV, el refuerzo de la Virginia – Nueva Esperanza de 500 kV y los transformadores 2 y 3 de 500/115 kV de Nueva Esperanza. Esto no presupone un riesgo en el corto plazo para el abastecimiento del interior del país, sin embargo, se indica que para los años 2025 y 2026 no se podría contar con la infraestructura necesaria en redes de subtransmisión para atender la demanda de forma confiable y segura.

Esto es sumamente preocupante debido a que los usuarios desde hace más de 5 años hemos venido remunerando tarifas de distribución para hacer proyectos, que no están totalmente cumplidos, y sobre los que no se tiene información a pesar de haberla solicitado a las autoridades y a la CREG, esta última no ha revisado los planes de inversión. Por lo anterior, no se conocen los estados de los proyectos de expansión, y desde ya, XM está advirtiendo que se están presentando problemas para atender la demanda, debido a esto seremos los usuarios los que asumamos estos costos, tanto de la falta de suministro de energía, que inicialmente será sectorizada, así como de los sobrecostos que se ven reflejados en restricciones, en valor de las pérdidas y en energía más costosa, ya que los proyectos con energía más barata no están listos o no pueden entrar a genera debido a los retrasos, tanto en las redes de subtransmisión, como las redes de transmisión nacional, así como en los proyectos de generación.

Este es un problema que se ha vuelto recurrente, que viene desde hace varios años, y poco a poco se ha ido agudizando, desde **Asoenergía** hemos venido haciendo el llamado a las diferentes autoridades del sector, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, a la CREG y al Ministerio de Minas y Energía MME para que se haga un control de los planes de inversión, se vigile la aplicación en inversiones de los recursos que los usuarios están remunerando, y que se publiquen, para que este avance sea de acceso libre a todos los usuarios e interesados y que se ajusten la remuneración acorde al cumplimiento de los mismos.

De esta manera se está profundizando el agotamiento en las redes de transmisión y subtransmisión regional, que ahora iniciando el fenómeno del niño, es coincidente con potenciales restricciones de energía. Insistimos, en que es importante que se tomen decisiones oportunas y a tiempo, donde se apliquen las responsabilidades según el ordenamiento institucional.

El pasado mes de julio el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 40477 de 2023, en la que se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2022 – 2036, en el que se definen 5 proyectos que deberán ser ejecutados mediante convocatoria pública o ampliación del sistema de transmisión nacional STN. Sumado a estos 5 proyectos se establece un sexto proyecto, el cual el MME ha establecido que la UPME deberá profundizar en el análisis.

Los proyectos establecidos en la resolución son:

- Obras en Córdoba
    - Segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV, con fecha de entrada en operación junio de 2026.
        - Se amplió la fecha de entrada en operación del 2025 al 2026.
    - Corte central en el diámetro uno de la subestación Chinú 220 kV, con fecha de entrada en operación en noviembre de 2024.
        - Se amplió la entrada en operación del 2023 al 2024.
- Obra en Valle
    - Bahía de compensación, corte central para el nuevo diámetro, bahía de transformador en el diámetro dos, con fecha de entrada en operación en diciembre de 2024.
        - Se eliminó la protección diferencial para el barraje en la subestación San Marcos 500 kV.
- Obra en Bolívar
    - Tercer Transformador en la subestación Bolívar 500/220 kV, con fecha de entrada en operación en junio de 2026.
- Obra en Risaralda
    - Instalación Segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV mediante traslado de transformador existente, con fecha de entrada en operación diciembre de 2024.
- Obra en Arauco
    - Reconfiguración de la subestación Banadía 230 kV de Barra sencilla a Barra Principal más Barra de Transferencia — BPT, con fecha de entrada en operación para noviembre de 2025.
- Línea de Transmisión en corriente directa HVDC a 600 kV – Alta Guajira,
    - Se plantearon de manera inicial las siguientes opciones:
        - Opción 1: Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC — VSC bipolo de Colectora 2 a Cerromatoso, trazado terrestre de 654 km aproximadamente.
        - Opción 2: Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC — VSC bipolo de Colectora 2 a Cerromatoso, trazado de 815,9 km aproximadamente, tramo marino de 665 km y terrestre de 150,6 km.
        - Opción 3: Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC — VSC bipolo de Colectora 2 a primavera, trazado terrestre de 713 km aproximadamente.
    - Sin embargo, el MME definió que:

La UPME deberá profundizar en los análisis de beneficio/costo de la línea de Transmisión HVDC a 600 kV, tipo VSC, bipolar con retorno metálico, con el fin de determinar si la conexión de la subestación Colectora

2 a 500 kV debe ser, con la subestación Primavera 500 kV o con la subestación Cerromatoso 500 kV, y con ello orientará el o los tipos de recorridos (terrestre y/o submarino).

Ilustración 1. Proyectos de Expansión de referencia Generación Transmisión 2022 - 2026

Fuente: MME – Elaboración: Asoenergía

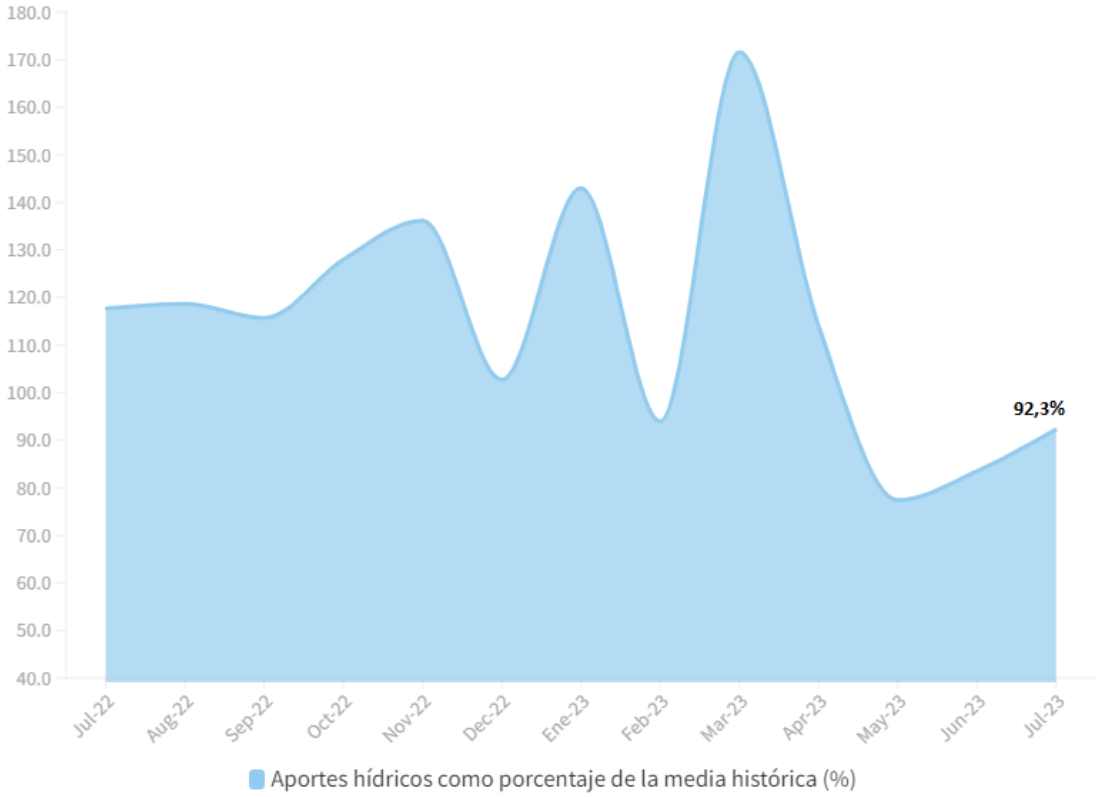
Cabe resaltar la importancia de estos proyectos para la correcta expansión del sistema y seguir fortaleciendo un sistema que en los últimos años ha demostrado robustez y se espera que siga así en torno a este plan de expansión, la UPME lo presentó en enero del presente año, en donde se acataron las modificaciones hechas por el Ministerio y se espera su cumplimiento. El documento no cuenta con las obras de expansión regional con las que se comprometen los operadores de red en sus inversiones, proyectos que se están retrasando y no se ejecutan a tiempo, igualmente.

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

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 2 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en los últimos doce meses. Se anota que este análisis es sistémico.

Ilustración 2. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año.



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

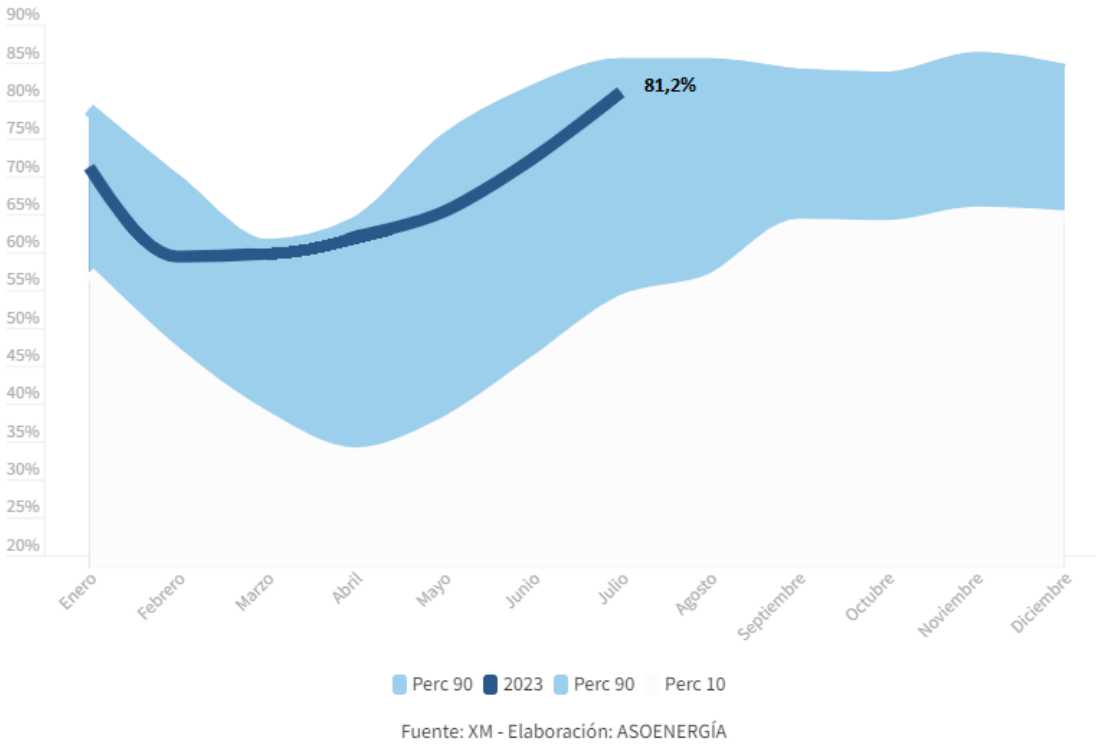
En el mes de julio los aportes hídricos aumentaron con respecto a la media histórica, luego de una subida en el último mes; en este mes hubo un aumento de 8,81 p.p.[1] con respecto al mes de junio de 2023. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor promedio de 232,03 GWh-día, reflejando un nivel de 92,3% como porcentaje de la media histórica.

El período de verano en Colombia inicia tradicionalmente en el mes de diciembre, finalizando 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 se ha mantenido en niveles estables dadas las favorables condiciones hídricas en los últimos meses, y desde el mes de junio de 2022 se

[1] Puntos porcentuales.

mantiene por encima de su comportamiento histórico[2] con leves aumentos en los últimos meses. En la Ilustración se observa el nivel del embalse en el mes de julio de 2023, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

Ilustración 3. Volumen útil del embalse agregado del SIN.



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Para el mes de julio de 2023 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 81,2%, presentando un aumento de 8,8 p.p. con respecto al mes de junio de 2023 donde el nivel se había situado en 72,4% finalizando el mes.

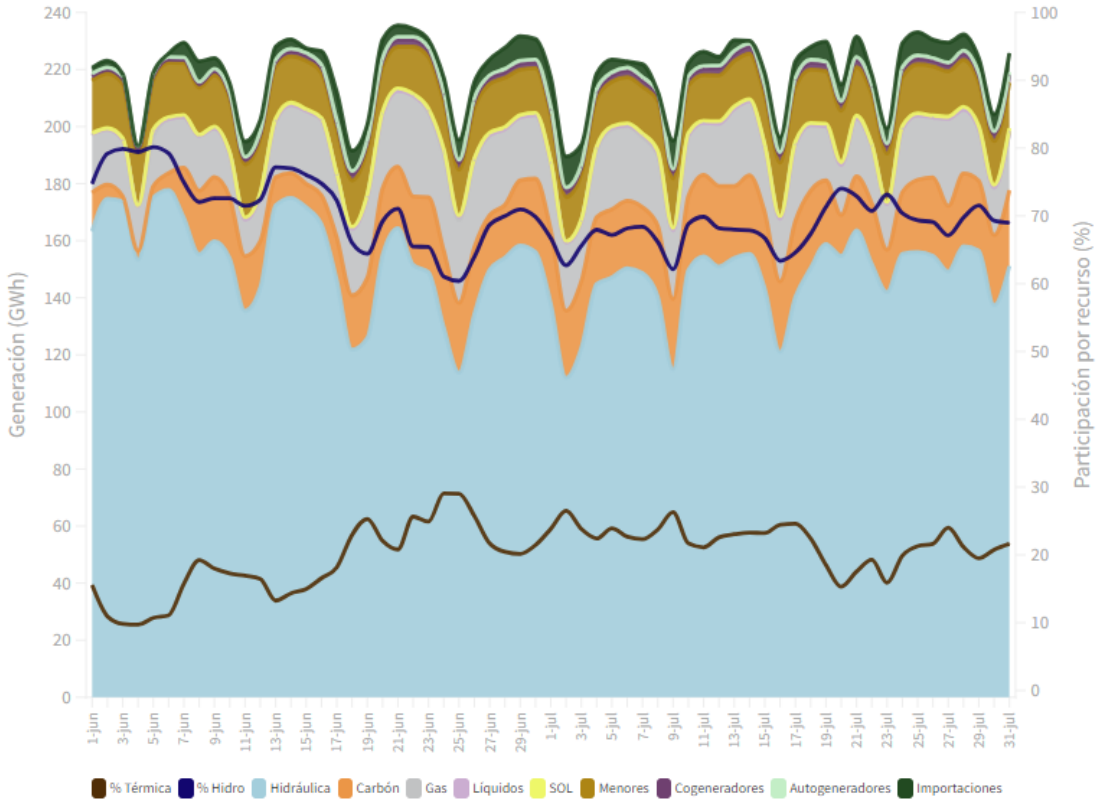
3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de julio de 2023 la generación de electricidad presentó una disminución en su valor con respecto al mes de junio del 2023. En la

Ilustración 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.

[2] 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 4. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)



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

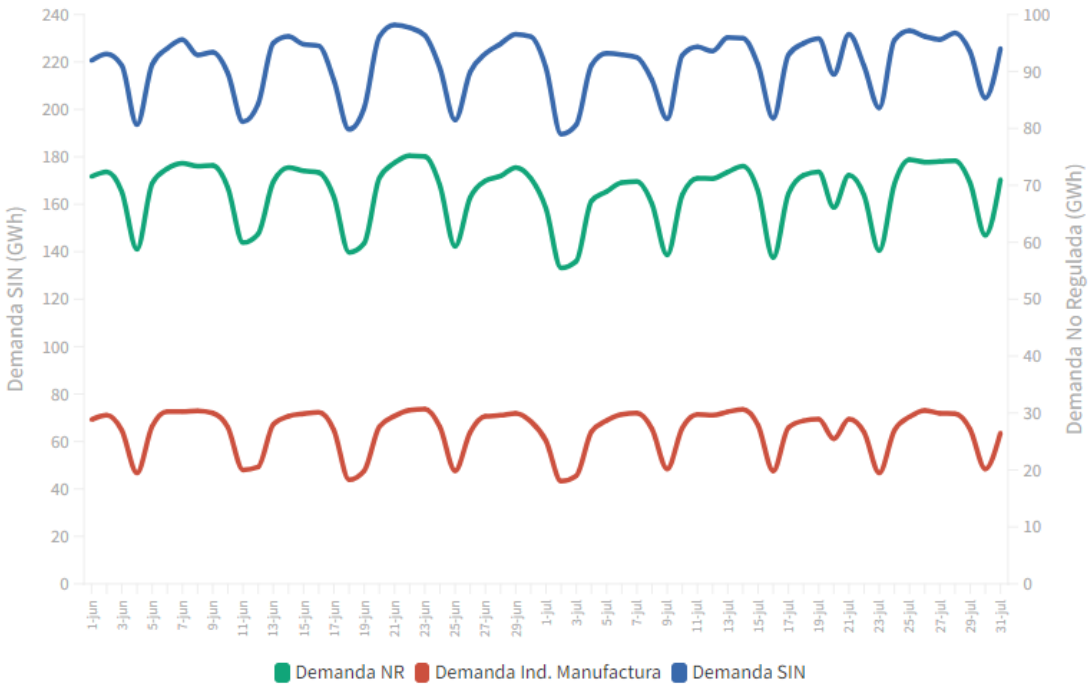
La generación de electricidad promedio en el mes de julio de 2023 alcanzó un valor de 213,6 GWh-día, presentando una disminución de 0,6% con respecto al mes de junio de 2023, aumentando un 0,9% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 68,3%, mientras que el aporte térmico aumento en 3,3 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 21,9% para el mes de julio de 2023[3]. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural disminuyo 2,3% en el último mes, respecto al mes anterior, llegando a 22,5 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón, presento un aumento de 44,5% con respecto al mes de junio de 2023, alcanzando un valor de 24,1 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), para el mes de julio de 2023 se importó 5,6 MWh-día. La energía eléctrica proveniente de Ecuador se ha mantenido en el año 2022 y lo corrido del 2023 entre un valor mínimo mensual de 3,79 MWh-día (diciembre) y un máximo de 4.487,6 MWh-día en el mes de mayo de 2023; por otra parte, las exportaciones de energía para el mes de julio de 2023 tuvieron un aumento de 83,8% respecto al mes de junio de 2023, alcanzando 10,12 MWh-día.

[3] La participación hidráulica y térmica señalada no incluye a las plantas menores.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de julio de 2023 la demanda eléctrica aumento en 0,005% con respecto al valor del mes de junio de 2023. La Ilustración se 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 5. 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 julio de 2023 fue de 219,39 GWh-día, creciendo un 3,6% de manera interanual. La demanda No Regulada disminuyo en 1,9% de manera mensual y disminuyo 1,3% de carácter interanual, llegando a 68,1 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras disminuyo 1,8% con respecto al mes de junio de 2023, y disminuyó 9,1% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 26,6 GWh-día.

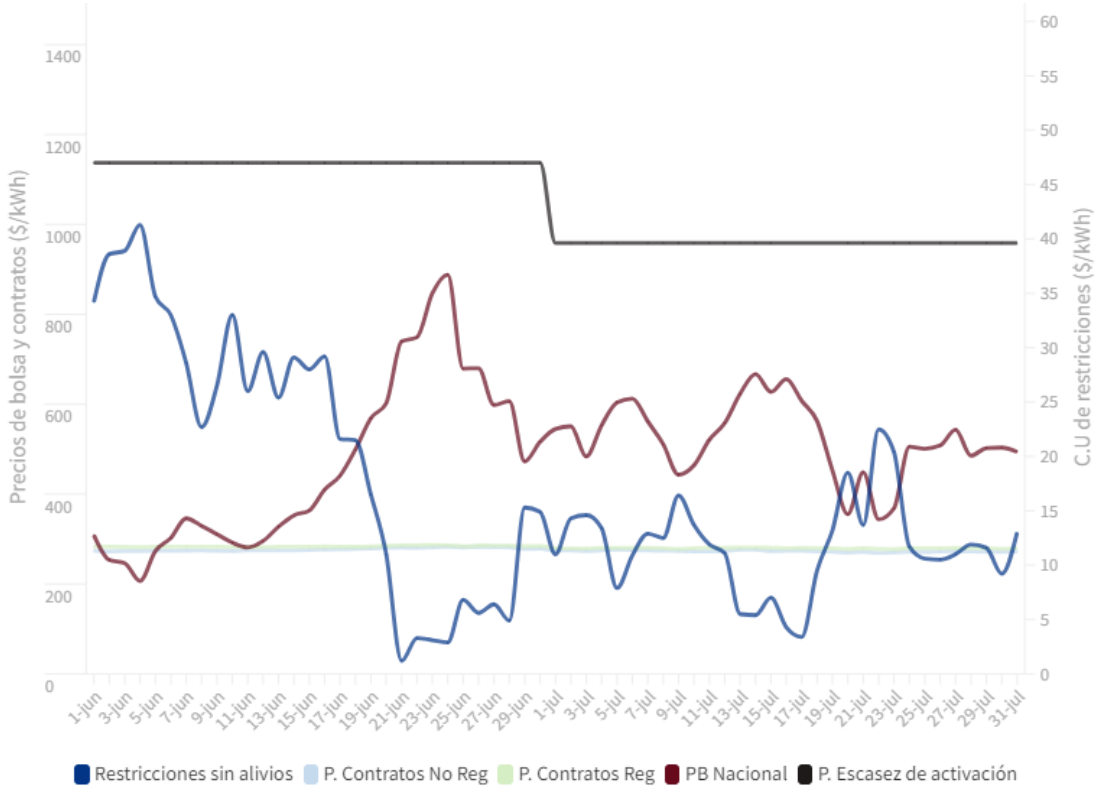
La demanda del mes de julio se ubicó 0,4% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[4] para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 2,6% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 3,6% por encima de lo estimado por el planeador.

[4] La UPME publicó en el mes de julio de 2022 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 – 2036', las proyecciones del valor esperado se proponen bajo el escenario medio para la demanda energética acompañado de dos intervalos de confianza del 68% y 95%.

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 mayo con gran volatilidad especialmente para las restricciones sin alivios. La Ilustración presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el mes de julio de 2023, junto a su evolución a partir del mes de junio de 2023. 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.

Ilustración 6. Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre ($/kWh)



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

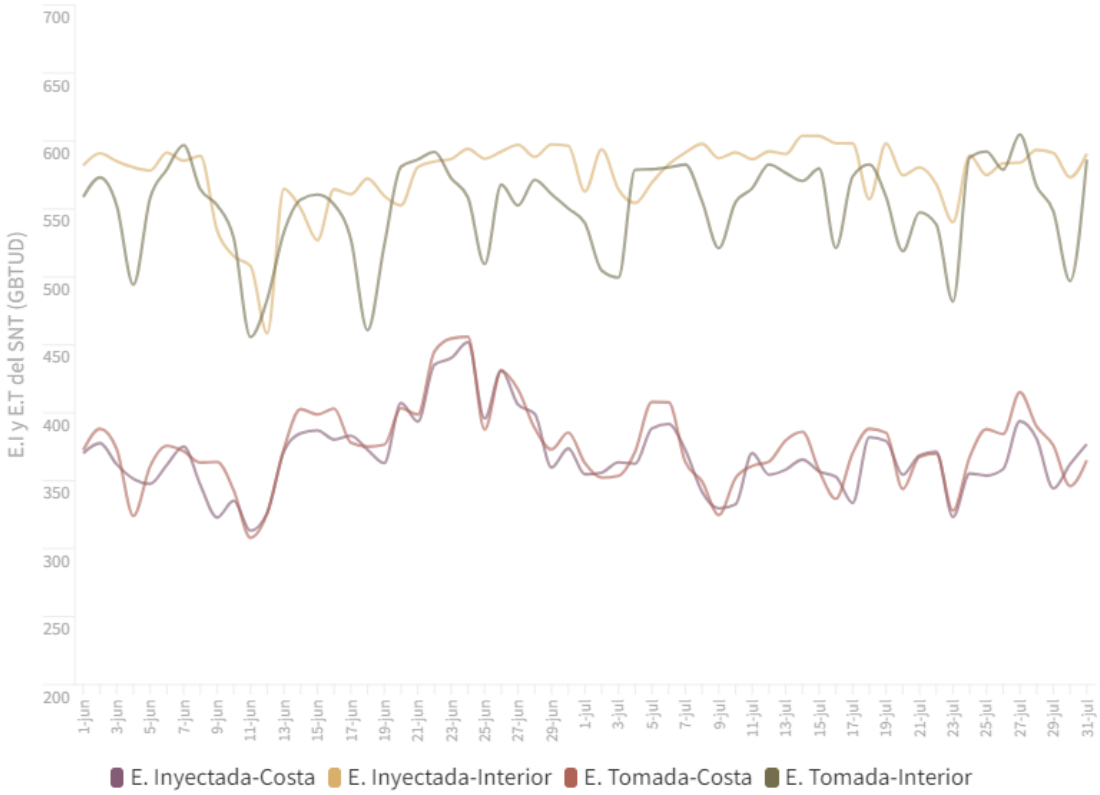
En el mes de julio de 2023 el PB se mantuvo más bajo con respecto a los niveles más altos del mes de junio de 2023, y por el mes de julio se mantuvo en su mayoría por encima de los precios de los contratos, tanto del mercado regulado como del no regulado, con una tendencia estable en los últimos días del mes. En el último mes el PB tuvo un aumento mensual de 13,5% y un aumento interanual de 377,2%, alcanzando un valor de 521,5 $/kWh. El valor máximo del PB se situó en 667,2 $/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual se ubicó en 958,8 $/kWh y, en caso de ser superado por el PB, obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiablidad por parte de los generadores.

El componente de restricciones presentó una disminución llegando a un valor promedio de 11,7 $/kWh, disminuyendo 44,5% de manera mensual y disminuyendo 78,0 % de carácter interanual. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 279,7 $/kWh evidenciando una disminución de 1,4% con respecto al mes anterior y una disminución de 2,7% con respecto al mismo mes del año anterior, mismo comportamiento que tuvieron los precios de los contratos del mercado No Regulado, donde la disminución fue de 1,4% con respecto al mes de junio de 2023 y un aumento de 2,9% con respecto al mes de junio de 2022, llegando a 273,2 $/kWh[5].

4. GAS NATURAL

Para el mes de julio de 2023 las nominaciones de gas natural aumentaron mensualmente (4,3%) e interanual disminuyeron (1,8%), ubicándose en 845,1 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de junio de 2023 y julio de 2023. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos (2) grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

Ilustración 7. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)

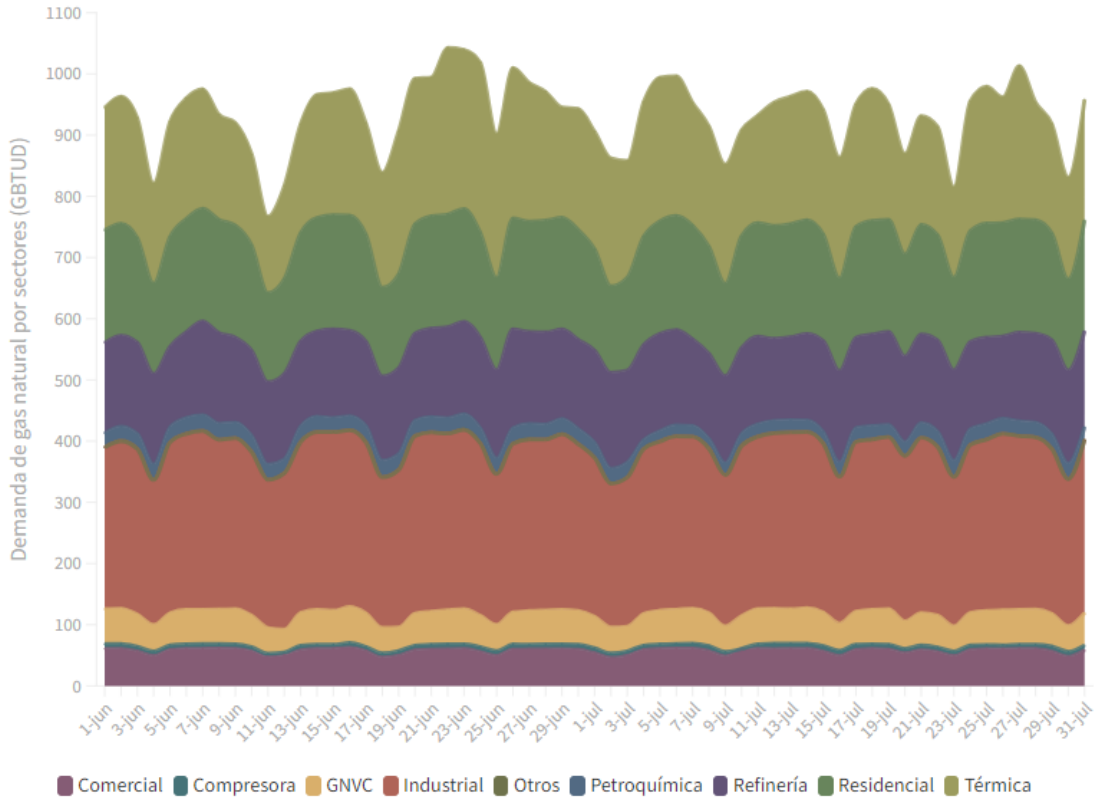


Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

[5] Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista. En cuanto a los contratos del mercado mayorista no regulado, cabe aclarar que todos los contratos registrados en el ASIC son catalogados como contratos de largo plazo.

La energía inyectada promedio en el mes de julio fue de 943,8 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 5,0%; de la misma manera, la energía tomada del SNT disminuyo en 6,2% llegando a un valor de 924,9 GBTUD[6]. Para el mes de julio de 2023 el 99,3% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 0,7%. En consecuencia, en la Ilustración se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

Ilustración 8. 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 natural[7] en julio de 2023 fue de 928,9 GBTUD, presentando una reducción de 11,7% interanual y una disminución de 1,0% con respecto al mes de junio de 2023. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 669,3 GBTUD lo que representó una disminución mensual de 1,4% y una reducción de 8,1% con respecto al mismo mes en el 2022. Finalmente, la demanda industrial registrada una disminución de 2,2% comparado con el mes de junio de 2023 y disminuyo en 16,1% de manera interanual, la demanda industrial de gas en julio fue de 293,0 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, los sectores refinería (2,1%) y comercial (17,4%) presentaron un incremento; por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo mes en

[6]El 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.

[7] 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.

2022 fueron, el sector de industrial sin petroquímico (16,6%), el sector residencial (1,7%), GNVC (4,1%), el sector de compresores (10,8%) y el sector térmico (26,7%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados[8] decreció 54,4% de manera interanual, y se ubicó en 291,1 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 47,7% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[9] para dicho mes. De la misma manera ocurrió con las proyecciones de la UPME en los escenarios alto y bajo (intervalos de confianza superior e inferior), que evidenciaron valores de 49,1% y 46,2% por debajo de los valores estimados por el planeador.

En la Ilustración se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de julio de 2023 y su variación con respecto al mes de junio de 2023. 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 con el Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en el Reino Unido y Países Bajos respectivamente. (Gubinelli, 2022) (Unidad de Planeación Minero-Energetíca , 2022) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2022) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2022)

Ilustración 9. Precios de combustibles en el mes de Julio de 2023.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES -JULIO DE 2023							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Julio de 2023	5.9	2.7	11.4	8.1	9.6	80.1	75.7
vs último mes	-7.1%	6.8%	4.0%	-5.1%	-5.9%	6.6%	7.4%

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

5. REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). *Reservas de crudo y gas en el país - Corte a 31 de diciembre de 2020.*

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (12 de 2022). *ANH*. Obtenido de https://www.anh.gov.co/documents/21128/2022-12-07-_Nueva_Presidenta_de_la_ANH3220.pdf

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (12 de 2022). *ANH*. Obtenido de https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO_GENERAL_DE_CONTRATOS_DE_HIDROCARBUROS_2022.pdf

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

[8] Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC.
[9] La UPME publicó en el mes de julio de 2022 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 – 2036', las proyecciones del valor esperado se proponen bajo el escenario medio para la demanda energética acompañado de dos intervalos de confianza del 68% y 95%.

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI.* Bogotá D.C.

Canal institucional TV. (10 de 2022). *Canal institucional TV* . Obtenido de Canal institucional TV: https://www.canalinstitucional.tv/noticias/pacto-justicia-tarifaria-disminucion-tarifas-energia

Cerrejón. (2021). *Precio del carbón.* Guajira.

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural. (10 de 2022). *CNO-Gas*. Obtenido de https://www.cnogas.org.co/asp/eventos.asp?id=1507

DANE. (2021). *Boletín de Exportaciones - Febrero de 2021.* Bogotá D.C.

Ecopetrol S.A. (10 de 2022). *Ecoeptrol*. Obtenido de https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/mantenimiento-programado-cusiana

Empresas Publicas de Medellin. (12 de 2022). *EPM*. Obtenido de https://cu.epm.com.co/institucional/proyectos/hidroituango/noticias-proyecto-ituango/la-central-hidroituango-ya-cumple-sus-primeras-24-horas-en-operacion-continua

Gubinelli, G. (12 de 2022). *Energía Estrategica* . Obtenido de https://www.energiaestrategica.com/hoja-de-transicion-energetica-justa-el-gobierno-ofrece-definiciones-pero-las-renovables-esperan-mas-senales/

La Republica. (29 de noviembre de 2022). *La republica*. Obtenido de https://www.larepublica.co/especiales/hacia-la-transicion-energetica/el-abc-de-la-construcion-de-la-hoja-de-ruta-que-definira-la-transicion-energetica-justa-3497925

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. (03 de 2023). *Políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.* Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/pol%C3%ADticas-y-lineamientos-para-promover-la-eficiencia-y-la-competitividad-del-servicio-p%C3%BAblico-domiciliario-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica/

Norma.Jimenez. (10 de 2022). *Cusianagas*. Obtenido de https://www.cusianagas.com/index.php/es/node/270

Unidad de Planeación Minero-Energetíca . (12 de 2022). *UPME*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_03_2022_Nuevo_Director_UPME.pdf

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

XM. (2021). *Portal BI.* Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

101 019 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se complementa la Resolución CREG 015 de 2018 en relación con las condiciones para ser Operador de Red.

101 018 de 2018

Energía eléctrica. Por la cual se define un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía y se modifica la Resolución CREG 024 de 1995.

Resolución 40477 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2022 – 2036.