ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.41

AGOSTO 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 ---------- 10

Hidrología del SIN ---------- 10

Generación de electricidad ---------- 12

Demanda de electricidad ---------- 13

Precios y transacciones ---------- 14

Gas Natural ---------- 16

Avances regulatorios ---------- 20

1. INTRODUCCIÓN

La Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales – **Asoenergía** – agrupa a 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 agosto del año 2023, el cual incluye una mirada a la hoja de ruta de la transición energética justa, publicada por el Gobierno nacional para comentarios el pasado 1 de agosto, se expondrán las diferentes partes que componen esta hoja de ruta, los documentos emitidos y se profundizará en un análisis a los escenarios que se plantean para el sector industrial.

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

El pasado 1 de agosto, el Ministerio de Minas y Energía expidió para comentarios la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa (Hoja de ruta, de ahora en adelante) en la que se recopila el trabajo hecho por el ministerio en el diálogo con comunidades y agentes del sector, en torno a crear esta Hoja de Ruta con un fuerte componente social y participación de las comunidades involucradas en los territorios donde se implementarán proyectos.

La Hoja de Ruta se compone de cuatro documentos principales, Sistematización de diálogos nacionales, Diagnóstico base para la Transición Energética Justa TEJ, Escenarios Nacionales TEJ, Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos de energía final. Los cuales consignas este trabajo que surge a partir de un concepto del gobierno y es asumir como hecho, que actualmente nos encontramos en una crisis climática y ambiental debido principalmente al calentamiento paulatino de la atmosfera por la acumulación de gases de efecto invernadero, emitidos en parte por el uso de la combustión de carbón e hidrocarburos como fuente de energía. Varios gobiernos de Colombia se han planteado la meta de hacer una transición energética, y en particular este Gobierno ha determinado que esta tiene que ser justa, fortaleciendo la implementación de energías renovables, transformando la productividad del país a partir de la agricultura, el turismo, la industria, la bioeconomía y la generación con ingresos a partir de fuentes de energía renovables no convencionales FERNC.

La Hoja de Ruta de la TEJ se desarrolla bajo la premisa de cuatro principios (i) Equidad, (ii) Gradualidad, soberanía y confiabilidad, (iii) Participación social vinculante y (iv) Intensiva en conocimiento. En este contexto, el Gobierno nacional como parte de la estrategia de concertación de la participación vinculante declara que ha realizado veintisiete diálogos con la participación de

sectores como: academia, grupos de jóvenes, grupos de mujeres, empresas, sindicatos, grupos de campesinos, grupos étnicos y organizaciones civiles.

Según los diálogos, considerados vinculantes, los principales desafíos se encuentran ligados a las barreras en la dimensión política – institucional, barreras económicas y socioculturales, teniendo en cuenta estas barreras se plantean recomendaciones en torno a transformar las relaciones de poder, fortaleciendo a las comunidades buscando relaciones más justas y equitativas, habilitando espacios de participación real para que las comunidades sean reconocidas y partícipes en las decisiones de sus territorios. Como Asociación participamos en uno, detectamos y aportamos que estaba enfocado más en la oferta que en la demanda energética, y que en ese momento no era clara la participación de los usuarios no regulados en las comunidades energéticas, aun tampoco conceptualizadas en ese entonces.

En el diagnóstico base que reporta se hizo para la TEJ, se evalúan las principales tecnologías que se encuentran en el mercado y/o están en etapa de desarrollo, se presentan sus cualidades para el país en términos de costo, nivel de contaminación y viabilidad. De igual manera, se analizan experiencias internacionales en términos de sus procesos de transición energética, las estrategias operativas que han implementado, desde la diversificación económica, el retiro anticipado de plantas de generación fósil, recuperación de suelos, democratización de la energía, entre otros. Todo esto sin dejar de lado la eficiencia energética, pieza considerada en este reporte como fundamental en la transición energética, y se muestra el avance en los mecanismos de implementación, la electrificación de la demanda energética y los retos que tiene la eficiencia energética. Resumiendo, el sistema energético colombiano, como están distribuidos los energéticos por sector energético, presentando tarifas, mercados usuarios y producción o dependencia.

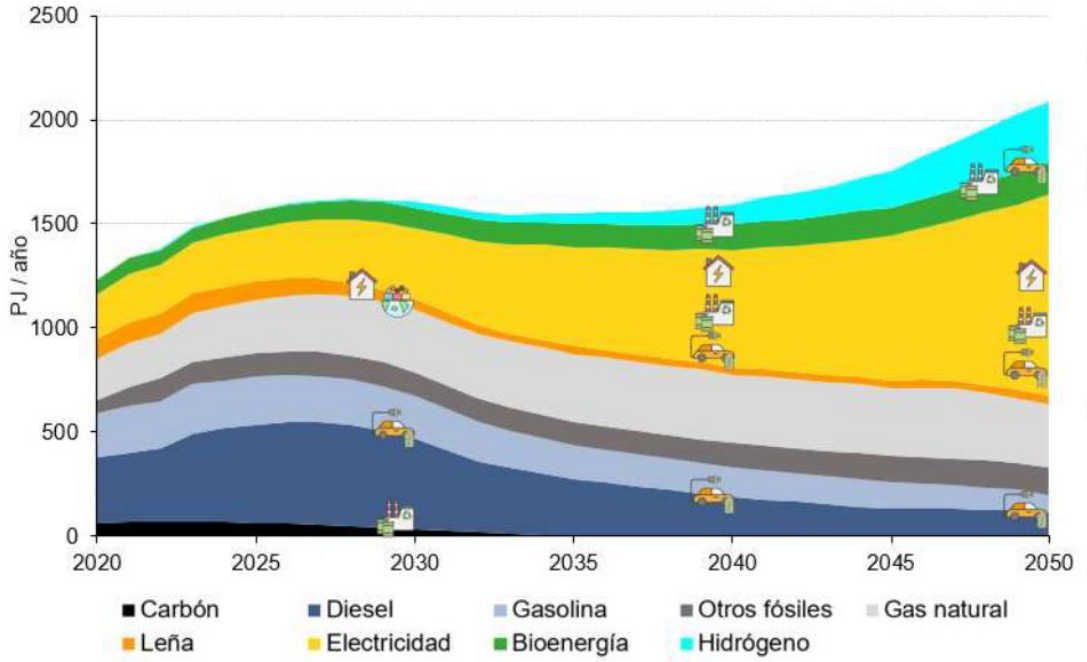
La Hoja de Ruta presenta unos escenarios nacionales para la TEJ, con los principales antecedentes de escenarios para la transición energética en Colombia, de igual manera, se resumen la metodología del estudio y la inclusión de los diálogos sociales, se presentan los escenarios en los sectores de demanda final (Transporte, Industria y Residencia y terciario), se analiza el impacto de los escenarios en las emisiones de gases de efecto invernadero y finalmente las recomendaciones para la Hoja de Ruta de la TEJ. Los ejercicios de escenarios planteados por el Gobierno nacional para abordar la TEJ en tres principios (i) reindustrialización, (ii) justicia social/ambiental y (iii) superación del "extractivismo". En torno a estos principios, el Gobierno nacional ha presentado cuatro escenarios:

- Tendencial: Cambio tecnológico según la velocidad actual del mercado.
- Políticas anunciadas (POL): Políticas de transición previas al año 2022, implementación según la velocidad del mercado.
- Transición Energética Justa (TEJ): Apuesta de este Gobierno con enfoque de justicia social y ambiental, reindustrialización y superación de extractivismo.
- COP 26: Trayectoria para alcanzar la carbono-neutralidad en el 2050 según el compromiso del país.

El Gobierno nacional plantea en la Hoja de Ruta para la TEJ un comportamiento de la demanda de energía según lo expuesto en la Ilustración 1; en donde, según este planteamiento hacia la década de los treinta se vería una disminución en el consumo de combustibles fósiles, por lo que se intensificaría el consumo de energía eléctrica, la integración de transporte de carga multimodal

fortaleciendo la navegación fluvial y el transporte férreo, y la disminución del consumo energético al maximizar la eficiencia con estos modos de transporte.

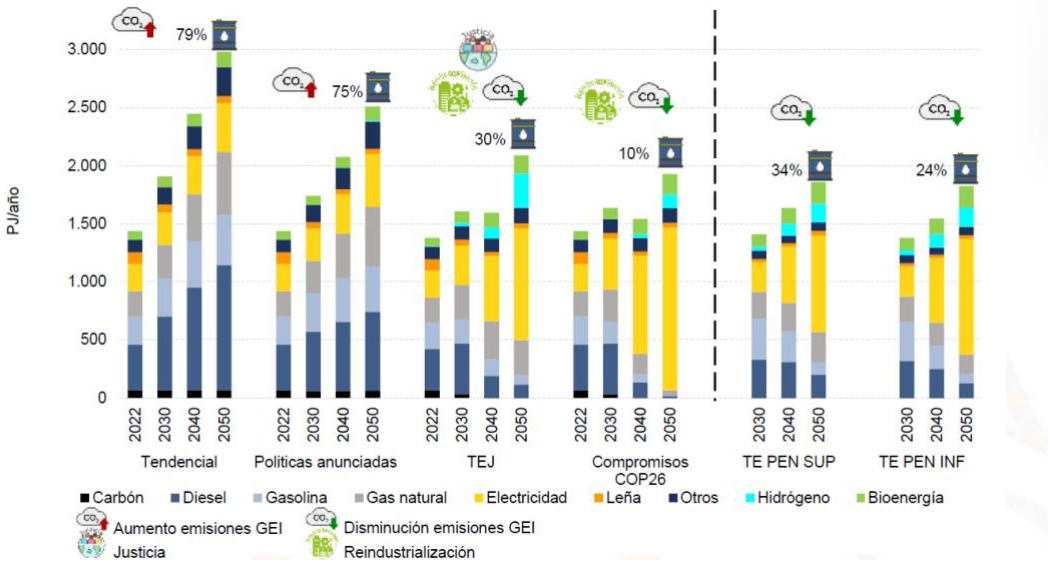
Ilustración 1. Demanda de energía nacional para los sectores económicos transporte, industria, residencial y terciario en el escenario TEJ.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

De igual manera, en torno a todos los sectores de consumo de energía se plantea una fuerte electrificación, en la que se sustituyan tecnologías de consumo de combustibles fósiles por tecnologías de consumo eléctrico más eficientes y que permitan esta reducción. Para los sectores o consumos finales en los que la sustitución eléctrica no es una opción se plantea un fortalecimiento del gas natural en combinaciones de hidrógeno al 2% para, de esta manera permitir la sustitución del carbón casi en su totalidad. Es decir, se basa igualmente en un mayor uso del hidrógeno y disminución Diesel y gasolina, todo esto que a su vez intensificaría la electrificación al ser parte de su demanda.

Ilustración 2. Comparación de consumo general de energía en los diferentes escenarios (la línea punteada separa los escenarios construidos para la TEJ y el escenario TE construido por la UPME)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

En torno a este planteamiento uno de los sectores más representativos de la demanda de energía es el sector industrial, que abarca el 22% del consumo energético del país, en donde, para el año 2021 se consumió cerca de 304 PJ. Es por ello por lo que en los diálogos nacionales se recogieron varios aspectos y necesidades para el proceso de la TEJ, entre los que destacan:

- Que se tiene un mercado incipiente de Hidrógeno.
- Se identifican obstáculos para el biogás.
- Bajo conocimiento local y nacional para solucionar problemas en la implementación de la TEJ.
- Se requiere una transformación industrial para obtener productos con valor agregado.
- La necesidad de promover la reconversión tecnológica en los procesos industriales.

En torno a esto, la Hoja de Ruta plantea algunos ejes fundamentales, agrupados de la siguiente manera:

- Transición hacia energéticos de bajas o cero emisiones como sustitución de fuentes energéticas tradicionales.
- Desarrollo y promoción de políticas públicas para impulsar la implementación de eficiencia energética.
- Fomento de la reindustrialización.

Con base a estos ejes fundamentales, se plantea el primer escenario para el sector industrial. El escenario tendencial en el cual se estima que el cambio tecnológico sea lento inicialmente con las grandes empresas e industrias, siendo en todo caso las primeras en implementarlas, debido a esto se prevé en este escenario unas metas ambiciosas y empinadas, donde la implementación tecnológica pasaría a 12% en el 2030, 74% en 2040 y 100% en 2050. Por otro lado, se espera que el uso de fuentes fósiles siga siendo predominante, debido a la facilidad para la infraestructura y

que históricamente han sido más económicas. Sin embargo, en este escenario el carbón vería disminuir su participación pasando de 22% en el 2022 al 14% en el año 2050. El gas natural aumentaría su participación pasando del 19% en el 2022 a 29% para el año 2050; en el caso de la biomasa, se vería un aumento en su participación pasando de 21% en el 2022 a 24% en el año 2050, sin embargo, esta implementación se haría sectorizada, debido a la diferencia en la facilidad en el acceso al energético.

Otro de los escenarios planteados es el de políticas anunciadas, en el que se plantea una implementación del 100% del programa PAI-PROURE para el año 2050, en el que se daría un enfoque intensivo en la eficiencia energética. A pesar de la implementación de este programa, se seguirá con el uso de fuentes fósiles, debido a la falta de políticas y programas con el objetivo de reducir este tipo de energéticos. Sin embargo, el hidrógeno tendrá un papel más preponderante en la industria, especialmente como insumo para la producción de fertilizantes, teniendo en cuenta la hoja de ruta del hidrógeno en el país.

El escenario al que le apuesta el Gobierno nacional es el escenario de la Transición Energética Justa, en el que plantean la inclusión de energéticos estratégicos para la descarbonización, de igual manera, se estima una gestión eficiente de la energía, para lo cual se modela un crecimiento económico por el despliegue de la nueva industria. Para este escenario se plantean estrategias a partir de la integración de supuestos e hitos en periodos de tiempo específicos, adaptación tecnológica, madurez de las tecnologías, desarrollo del mercado y la reconversión laboral. Entre estos hitos y supuestos, los más destacados son los siguientes:

Tabla 1. Hitos y supuestos considerados para el sector industrial en el Escenario TEJ

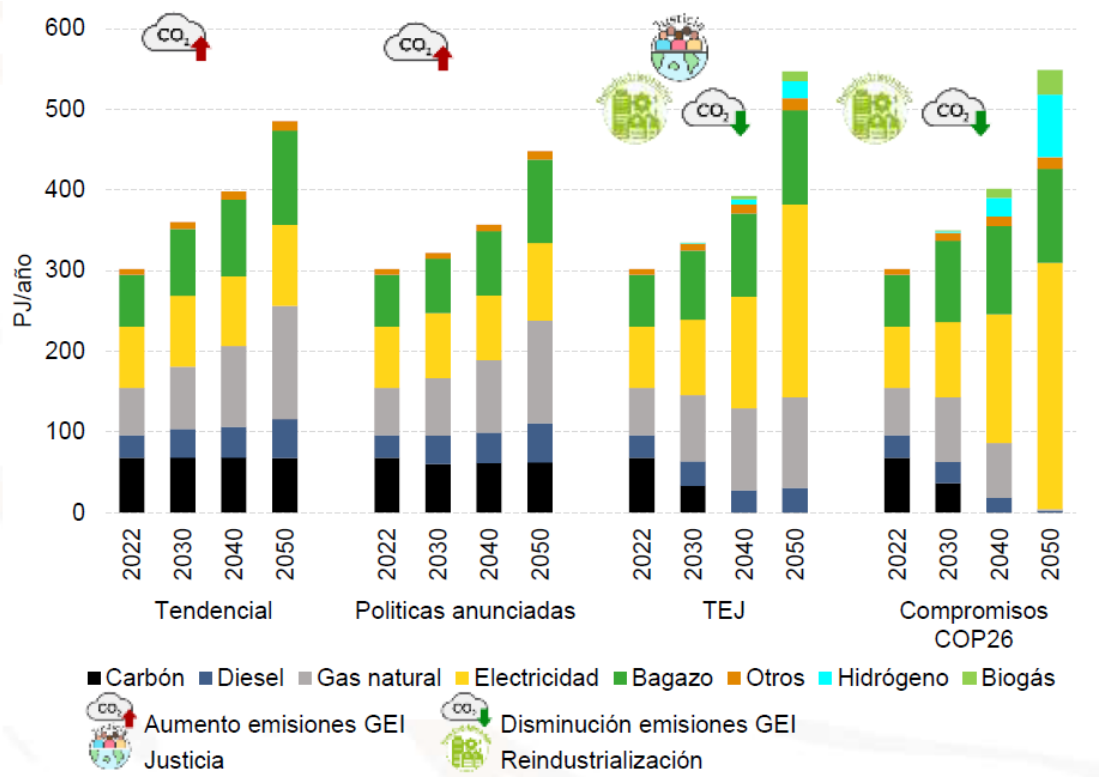
2023 - 2026	• Divulgación de resoluciones que beneficien la gestión eficiente de la energía. • Se implemente un programa de gestión energética para identificar oportunidades y se llegue a una implementación entre el 20% y 25% basados en el PAI-PROURE. • Sustitución parcial del carbón por biomasa. • Sustitución gradual de otros combustibles por GLP en procesos industriales en ZNI o rurales.
2036 - 2030	• Continuar la sustitución del carbón por biomasa. Buscando alcanzar el 100%. • Sustitución progresiva del diésel, combustóleo y gasolina por gas natural en procesos industriales.
2030 - 2040	• Incluir el hidrógeno en procesos de calentamiento directo. • Impulsar la electrificación en los procesos industriales. • Inclusión de biogás para procesos de calentamiento directo. • Actualización tecnológica de equipos antiguos e ineficientes en la industria. • Inicio de la reindustrialización del país, apoyando la modernización en los sectores tradicionales de la industria manufacturera.
2040 - 2050	• Electrificación progresiva de los hornos de combustión y calderas. • Fortalecimiento de la industria manufacturera tradicional. • Continuar la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno y biogás en los procesos industriales.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Otro escenario planteado en la Hoja de Ruta es el que refleja los compromisos adquiridos en la COP26, en el que se espera una participación cercana al 0% de combustibles fósiles para el año

2050, en donde, la electrificación y la producción de hidrógeno serían fundamentales para el uso de calor de alta temperatura. De igual manera, la implementación de los programas de eficiencia energética es fundamentales en este escenario, así como la actualización tecnológica se espera proporcione equipos más eficientes que permitan el menor consumo de energía en los procesos.

Ilustración 3. Comparación de consumo de energía del sector industrial en diferentes escenarios



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

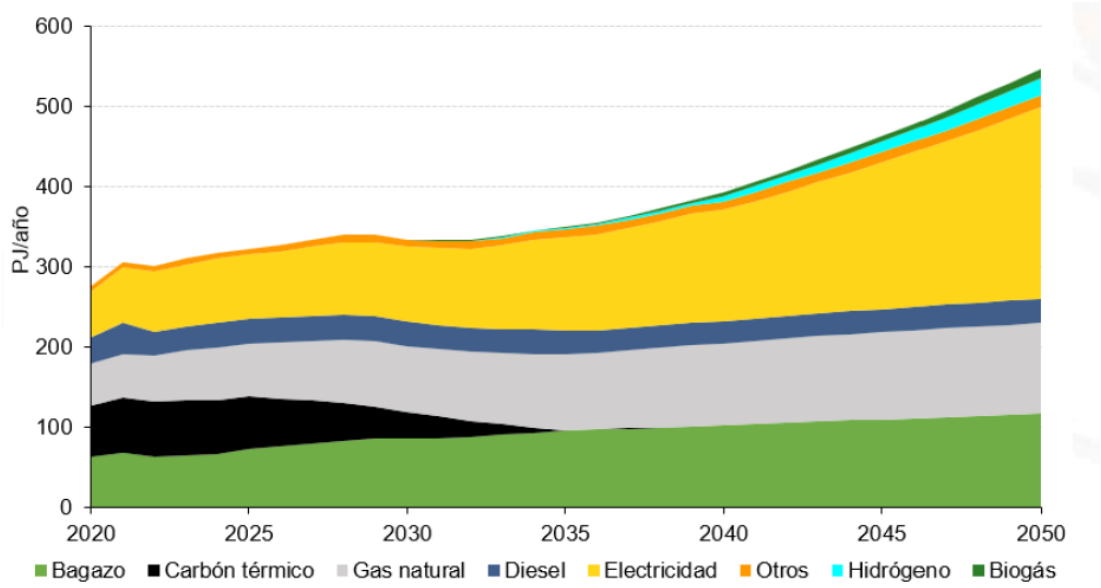
En torno al escenario de la TEJ se resalta el papel importante que tienen la electrificación, la producción de hidrógeno y la eficiencia energética, en donde para el periodo comprendido entre los años 2023 y 2030 se espera una reducción en el consumo de carbón, pasando de 68PJ a 35PJ, por otro lado, el uso de gas aumentaría en un 27%, impulsado por la sustitución de combustibles líquidos en procesos de calor directo e indirecto, así como por la actualización de equipos, junto con la implementación de estrategias de eficiencia energética.

Entre los años 2030 y 2040 se sustituiría en su totalidad el carbón en procesos industriales, teniendo en cuenta que este logro no tiene en cuenta el uso de carbón en la industria siderúrgica, ya que es fundamental en esta industria, sin embargo, se esperaría que para esos años se desarrollen tecnologías que permitan el cambio por energéticos más limpios, como el hidrógeno verde. Se plantea la implementación de diversas tecnologías para la generación de calor a partir de la electrificación, que puedan ser utilizadas en industrias que requieran altas temperaras para su producción, gracias a esto se podría pasar de una participación de energía eléctrica del 28% para el 2030 a un 35% para el 2040, también se incorporaría hidrógeno verde mediante la mezcla del 2% con gas natural. Debido a la electrificación, se espera que la participación de los

combustibles fósiles pase de 43% en el 2030 a un 33% para el 2040, la electricidad tendría una participación del 35%, mientras que la bioenergía tendría un 28% y el hidrógeno verde un 1,6%.

Para el periodo comprendido entre los años 2040 y 2050 se espera un aumento considerable de la energía, producto de la reindustrialización, en este periodo incrementaría el uso de la electricidad, hidrógeno y en menor medida el biogás. Para el 2050 la matriz energética tendría una participación de 26% fósil, siendo el gas natural el principal entre ellos con una participación del 20%, la electricidad tendría una participación del 44%, mientras que la bioenergía tendría un 26% y el hidrógeno verde tendría una participación de 3,8%.

Ilustración 4. Consumo final de energía en el sector industrial en el Escenario de Transición Energética Justa.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

El trabajo expuesto en los diferentes escenarios tratados en el documento y los sectores de consumo deja una serie de recomendaciones para la demanda de energía categorizadas entre políticas, programas, normativo y regulatorio, incentivos y financiación, infraestructura, reindustrialización, justicia social y ambiental, digitalización y modernización. Estas recomendaciones son hechas y están divididas en tres sectores principales, como lo son el transporte, industria y terciario. De igual manera, se hacen recomendaciones en torno a la generación de energía agrupadas en las mismas categorías, en los que se incluye el sector de la electricidad, hidrocarburos, carbón; y se agregan como sectores generales el hidrógeno y los biocombustibles, siendo estos los ejes fundamentales en lo que se plantea en términos energéticos.

En la Hoja de Ruta para la TEJ se espera que el país pueda pasar de una economía basada en extraer energéticos para exportar a poder usar esa energía para generar productos de valor, y en torno a esto, se espera que el país para el 2030 triplique su capacidad de generación eléctrica, casi exclusivamente con FNCER. Sin embargo, en el planteamiento de escenarios se tienen dos grupos, uno que abarca los escenarios tendencial y políticas declaradas, el cual sigue las políticas y medidas que el país venía desempeñando, pero no alcanza para llegar a las metas de descarbonización

previstas en el plazo establecido, y por otro lado, se presentan los escenarios en torno a los compromisos adquiridos en la COP26, este enfoque condiciona todo el proceso de transición a la medición de la emisión de Gases de Efecto invernadero, en el cual se advierte se corre el riesgo de no tener en cuenta a las comunidades ni a las personas.

Finalmente, en el último documento se presenta el potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos de energía final, en donde se hace un análisis del potencial de producción de energía a partir de FNCER, en el que se muestra cada tipo de fuente y se analiza su potencial en cada una de las zonas del país, de igual manera, se analiza por cada sector de consumo. Con todo esto se busca contribuir a la planificación regional y generar una visión de desarrollo sostenible en cada territorio. Así como, se quieren brindar las herramientas para promover tecnologías eléctricas más limpias y eficientes en el sector terciario, desarrollando los distritos energéticos en centros comerciales y zonas industriales.

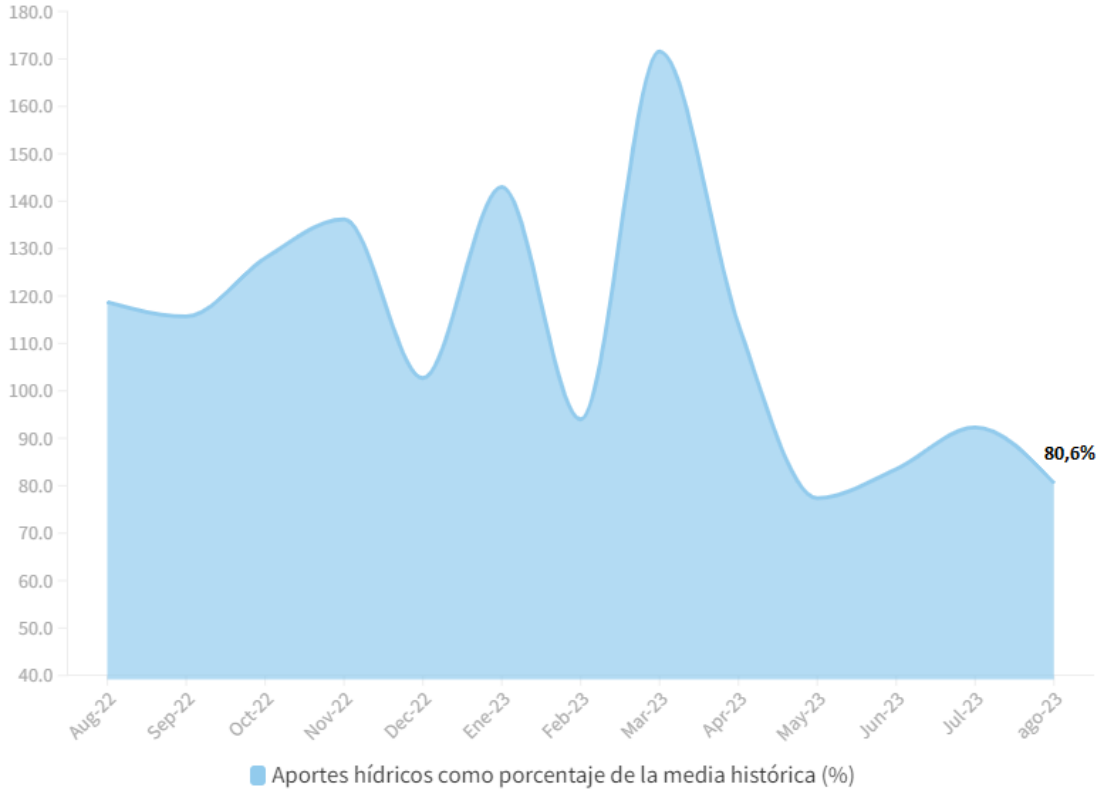
Para el sector industrial del país es fundamental tener una oferta de energía confiable en términos de acceso y continuidad, así como a un costo asequible que permita tener un crecimiento apropiado; desde este punto de vista, observamos que se plantea una reindustrialización, sin embargo, se proyectó un consumo energético que desciende para la década de 2030, lo cual no hace mucho sentido. Si bien un cambio tecnológico permitiría una eficiencia en el consumo de energía, hay que tener en cuenta que al esperar una creciente industria pensar que el consumo de energía va a disminuir no sería sustentable, esta visión se ve muy ligada al informe sobre contratos de hidrocarburos que expidió el Ministerio de Minas y Energía a finales del año 2022, en el que proyectaban de igual manera una reducción en el consumo de energéticos. Si bien apoyamos la idea de buscar una descarbonización, esperamos que esta no sacrifique la confiabilidad del sistema energético, en el suministro tanto de electricidad como de gas natural, es importante para la industria poder acceder a un portafolio amplio y seguro de energéticos que brinden confiabilidad ante eventuales situaciones de déficit, y que este portafolio energético permita hacer una gestión integral y efectiva del consumo energético, muy ligado a los planteamientos en la Hoja de Ruta de la TEJ.

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



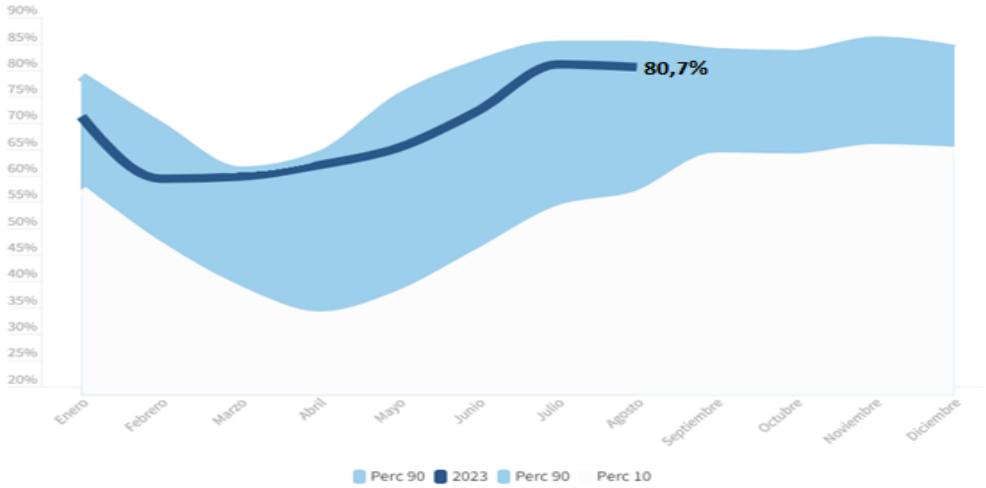
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de agosto los aportes hídricos aumentaron con respecto a la media histórica, luego de una subida en el último mes; en este mes hubo una disminución de 11,6 p.p.[1] con respecto al mes de julio de 2023. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor promedio de 182,21 GWh-día, reflejando un nivel de 80,6% 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 mantiene por encima de su comportamiento histórico[2] con leves aumentos en los últimos meses y una disminución en el último mes. En la Ilustración se observa el nivel del embalse en el mes de agosto de 2023, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

[1] Puntos porcentuales.
[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 6. Volumen útil del embalse agregado del SIN



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

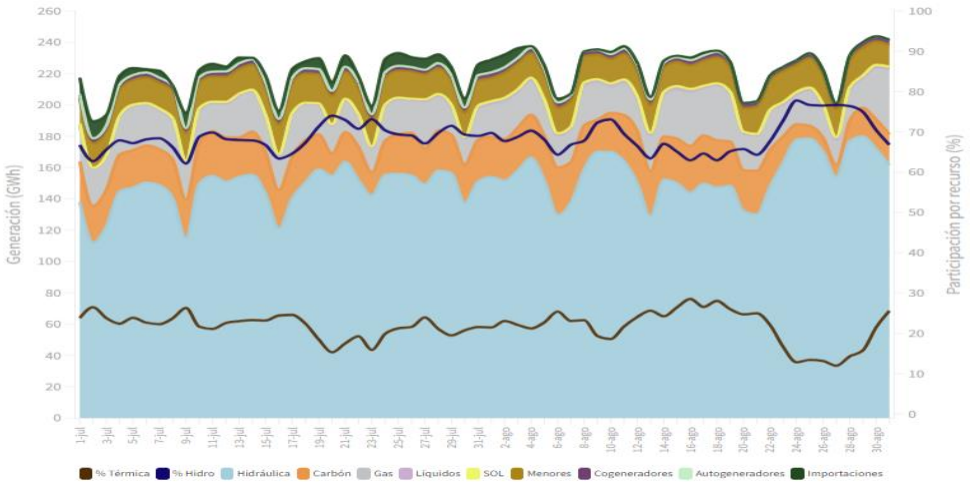
Para el mes de agosto del año 2023 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 80,7%, presentando una disminución de 0,5 p.p. con respecto al mes de julio de 2023 donde el nivel se había situado en 81,2% finalizando el mes.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

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

Ilustración 7. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)



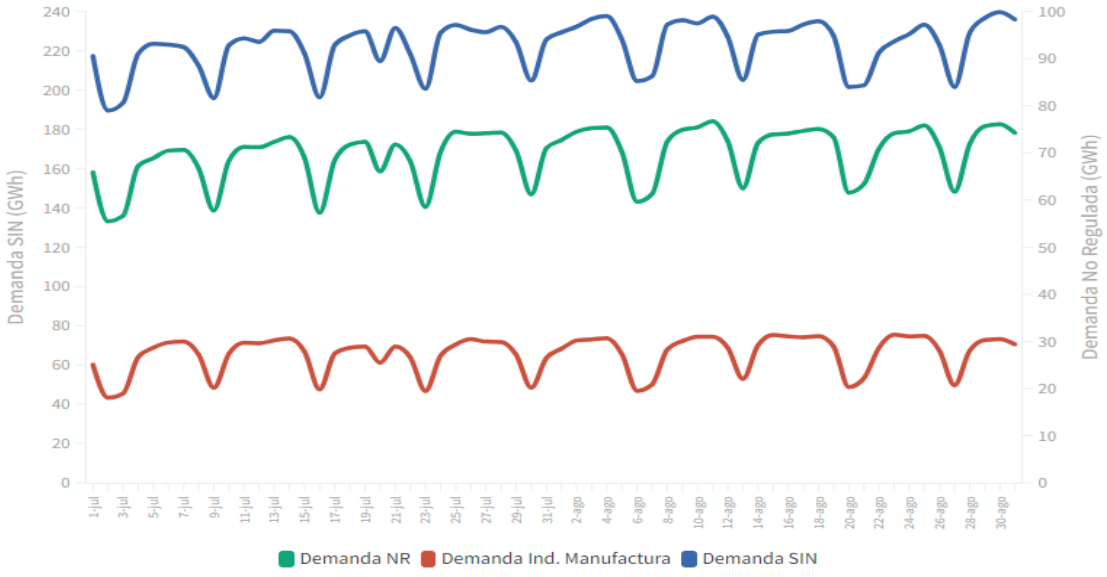
Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La generación de electricidad promedio en el mes de agosto de 2023 alcanzó un valor de 225,0 GWh-día, presentando un aumento de 5,4% con respecto al mes de julio de 2023, aumentando un 5,5% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 69,1%, mientras que el aporte térmico disminuyo en 0,3 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 21,6% para el mes de agosto de 2023[3]. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural aumento 8,6% en el último mes, respecto al mes anterior, llegando a 24,4 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón, presento una disminución de 2,2% con respecto al mes de julio de 2023, alcanzando un valor de 23,6 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), para el mes de agosto de 2023 se importó 1.362,3 MWh-día. La energía eléctrica proveniente de Ecuador se ha mantenido en lo corrido del 2023 entre un valor mínimo mensual de 4.487,8 MWh-día (febrero) y un máximo de 4.487,6 MWh-día en el mes de mayo; por otra parte, las exportaciones de energía para el mes de agosto de 2023 tuvieron un aumento de 7049,7% respecto al mes de julio de 2023, alcanzando 723,3 MWh-día.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de agosto de 2023 la demanda eléctrica aumento en 3,0% con respecto al valor del mes de julio 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 8. 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 agosto de 2023 fue de 226,0 GWh-día, creciendo un 5,8% de manera interanual. La demanda No Regulada aumento en 5,1% de manera mensual y aumento 1,9% de carácter interanual, llegando a 71,6 GWh-día. La demanda correspondiente a las

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

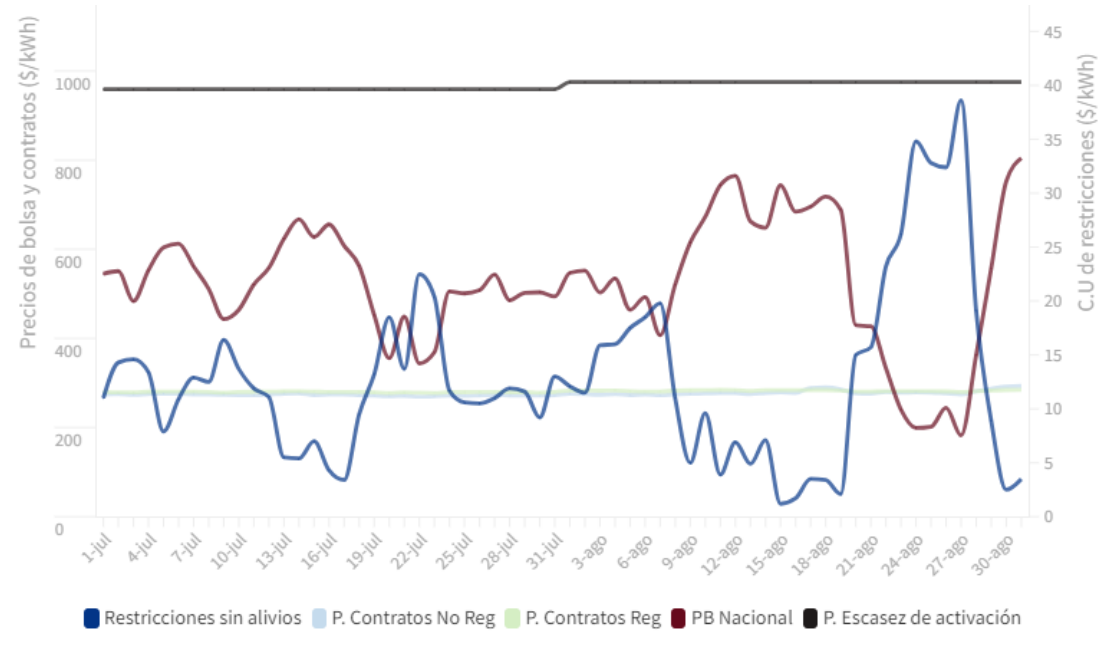
industrias manufactureras aumento 5,7% con respecto al mes de julio de 2023, y disminuyó 4,0% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 28,2 GWh-día.

La demanda del mes de agosto se ubicó 1,4% 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 1,7% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 4,6% por encima de lo estimado por el planeador.

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 agosto de 2023, junto a su evolución a partir del mes de julio 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 9. Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre ($/kWh)



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

En el mes de agosto de 2023 el PB se mantuvo en su mayoría por encima de los precios de los contratos, tanto del mercado regulado como del no regulado, con una tendencia alcista en los últimos días del mes. En el último mes el PB tuvo un aumento mensual de 1,4% y un aumento interanual de 250,6%, alcanzando un valor de 528,9 $/kWh. El valor máximo del PB se situó en

[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%.

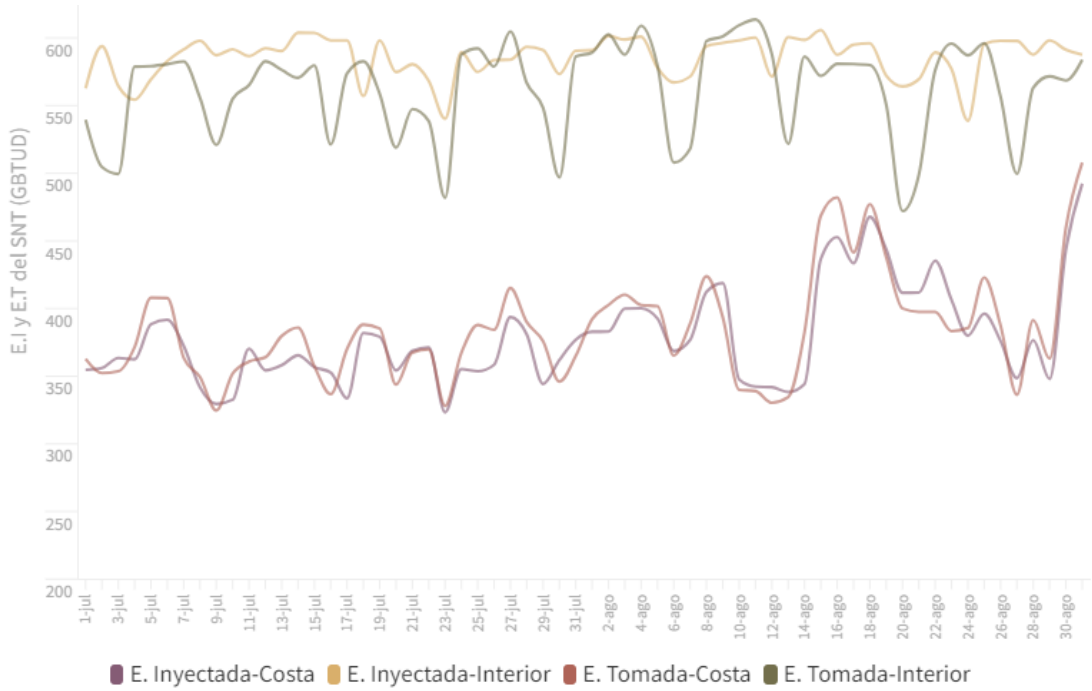
804,1 $/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual se ubicó en 975,2 $/kWh y, en caso de ser superado por el PB, obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiablidad por parte de los generadores.

El componente de restricciones presentó una disminución llegando a un valor promedio de 13,7 $/kWh, aumentando 16,8% de manera mensual y disminuyendo 59,4 % de carácter interanual. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 282,7 $/kWh evidenciando un aumento de 1,1% con respecto al mes anterior y una disminución de 1,6% con respecto al mismo mes del año anterior, mismo comportamiento que tuvieron los precios de los contratos del mercado No Regulado, donde el aumento fue de 2.1% con respecto al mes de julio de 2023 y un aumento de 5,3% con respecto al mes de agosto de 2022, llegando a 279,0 $/kWh[5].

4. GAS NATURAL

Para el mes de agosto de 2023 las nominaciones de gas natural disminuyeron mensualmente (1,6%) e interanual disminuyeron (0,4%), ubicándose en 831,6 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 julio de 2023 y agosto 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 10. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)

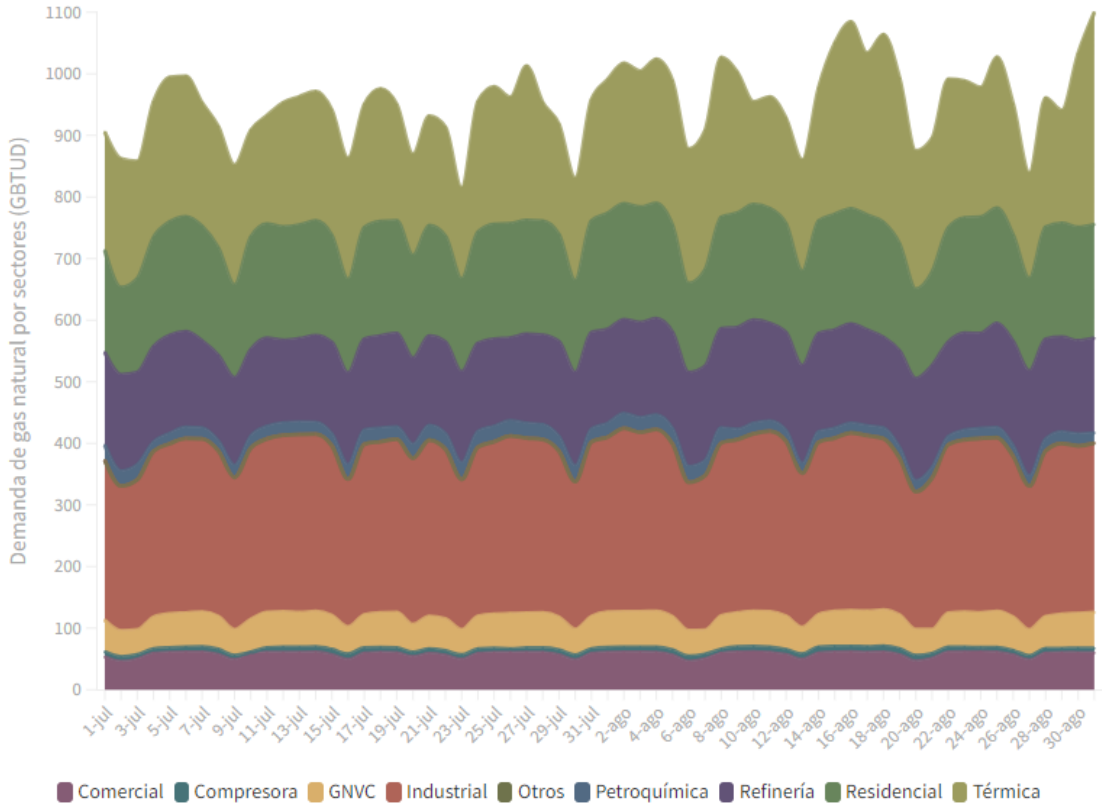


Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

[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 agosto fue de 984,9 GBTUD, representando un cambio interanual positivo de 2,5%; de la misma manera, la energía tomada del SNT aumento en 1,3% llegando a un valor de 970,8 GBTUD[6]. Para el mes de agosto de 2023 el 93,9% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 6,1%. 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 11. 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 agosto de 2023 fue de 978,2 GBTUD, presentando una reducción de 4,8% interanual y un aumento de 5,3% con respecto al mes de julio de 2023. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 174,5 GBTUD lo que representó un aumento mensual de 6,8% y un aumento de 3,4% con respecto al mismo mes en el 2022. Finalmente, la demanda industrial registrada una disminución de 0,6% comparado con el mes de julio de 2023 y disminuyo en 14,4% de manera interanual, la demanda industrial de gas en agosto fue de 291,3 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, los sectores refinería (5,1%), térmico (2,2%) y comercial (0,1%) presentaron un incremento; por otro lado, los sectores que tuvieron una caída,

[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.

con respecto al mismo mes en 2022 fueron, el sector de industrial sin petroquímico (15,9%), el sector residencial (0,7%), GNVC (4,3%) y el sector de compresores (2,7%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados[8] decreció 54,4% de manera interanual, y se ubicó en 296,8 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 47,1% 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 48,6% y 45,5% 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 agosto de 2023 y su variación con respecto al mes de julio 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 12. Precios de combustibles en el mes de agosto de 2023.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES -AGOSTO DE 2023							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Agosto de 2023	5.3	2.6	12.5	9.7	11.4	85.2	81.4
vs último mes	-10.0%	-0.5%	9.6%	19.4%	18.3%	6.5%	7.6%

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

101 021 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se amplían los pazos para las actividades pendientes en el proceso de subasta de asignación de las obligaciones de energía en firme del cargo por confiabilidad para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, convocada mediante Resolución CREG 101 034ª de 2022.

101 020 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual modifican algunas disposiciones de la Resolución 075 de 2021.

Resolución 000538 de 2023

Energía Eléctrica. Por la cual se selecciona al consultor que adquiere el derecho a suscribir el Contrato de Interventoría derivado de la Convocatoria Pública UPME 01-2022 "Selección de una inversionista y un interventor para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la nueva subestación Huila 230kV y líneas de transmisión asociadas".

Resolución 000588 de 2023

Gas natural. Por la cual se declara desierta la Convocatoria Pública UPME GN 001-2022. cuyo objetivo es la "Selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL regasificación transporte de gas natural y servicios asociados de la infraestructura de importación de Gas del Pacifico".