ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.38

MAYO 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 ---------- 11

- Hidrología del SIN ---------- 11
- Generación de electricidad ---------- 12
- Demanda de electricidad ---------- 13
- Precios y restricciones ---------- 14

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

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

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 mayo del año 2023, el cual incluye una mirada a las principales disposiciones del Plan Nacional de Desarrollo PND en materia energética, así como el informe de reservas y recursos contingentes que el pasado mes de mayo la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH dio a conocer.

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

La energía juega un papel fundamental en el desarrollo socioeconómico de nuestro país, siendo un motor clave para la productividad, la competitividad y el bienestar de la población. Es por esto por lo que en el marco del Plan Nacional de Desarrollo PND se han establecido una serie de medidas y políticas que han sido cuanto menos controversiales en la articulación necesaria con las políticas sectoriales, por lo que en el presente informe presentaremos las principales disposiciones que interesan a los Usuarios No Regulados UNR, en general al sector de la demanda.

El PN fue aprobado mediante la Ley 2294 del 19 de mayo de 2023, "Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026", "Colombia Potencia Mundial de la Vida", en el cual se determina entre otros que la financiación del Estado tiene que realizarse con criterios de progresividad, como los que inspiraron la última reforma tributaria. La política monetaria debe favorecer las necesidades de financiación inherentes a la transformación de la matriz energética; por ello, las decisiones de la autoridad monetaria se tienen que coordinar con las políticas de producción y empleo. Adicionalmente, el plan refuerza la reindustrialización vinculada con la productividad industrial y la transformación energética tienen que partir del reconocimiento de los servicios ecosistémicos, los recursos naturales y el trabajo, como los factores primarios de la producción. Es bueno tener un Plan de Desarrollo marco general de las políticas, sin embargo a pesar de mencionar una intención de Transición Energética, no se adoptaron instrumentos claros para llevarla a cabo.

El plan incluye entre sus ejes de transformación la transformación productiva, internacionalización y acción climática, promueve actividades que aprovechen el capital natural y profundicen en el uso de energías limpias.

Bajo este eje, tenemos el artículo 235, el cual aumenta el tamaño de los que se consideran pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, pasando de 10 MW a 50 MW, permitiendo que más

plantas de generación puedan acceder a los beneficios fiscales de que estas disponen y promoviendo la inversión; este artículo modifica el numeral 10 de la Ley 1715 de 2014, la cual define la energía asociada a pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y añade que esta debe ser instalada a filo de agua, y que su capacidad de ser menor a 50MW. Sin embargo, aunque esta medida es muy buena para la energía hidroeléctrica, promoviendo su inversión, es claro resaltar la importancia y necesidad que tiene el país en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de gran tamaño, que puedan aumentar de manera considerable la capacidad de almacenamiento y autonomía de energía del país.

Se agregan varias definiciones que permitirán al Gobierno Nacional incorporar nuevas alternativas energéticas a la matriz y promover nuevas tecnologías. Una de las principales definiciones agregadas es la modificación de la definición del numeral 23 de la Ley 1715 de 2014, en donde se agrega a la definición de hidrógeno verde nuevas fuentes de donde puede ser obtenido, como la autogeneración con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable FNCER y la energía tomada de la red, siempre y cuando la energía autogenerada con esta fuente entregada al sistema sea mayor a la tomada de la red. También se agrega la definición de hidrógeno blanco como FNCER, el cual es el que se produce de manera natural y que se encuentra como gas libre en diferentes ambientes geológicos.

De igual manera, se añade a la Ley 1715 de 2014 la definición de comunidades energéticas en donde se estipula que estas comunidades pueden ser constituidas para generar, comercializar y usar energía de forma eficiente e incluye el uso de FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, con lo cual las comunidades pueden beneficiarse de recursos públicos y serán la Unidad de Planeación Minero Energética UPME y el Ministerio de Minas y Energía los encargados de definir la capacidad instalada, la dispersión en áreas urbanas y rurales y el mecanismo de sostenibilidad, finalmente serán la CREG la encargada de definir las condiciones para la prestación del servicio en dichas comunidades y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD la encargada de inspeccionar, controlar y vigilar a dichas comunidades.

Añadido a esto, en el artículo 238 se modifica el objeto del programa de normalización de redes eléctricas, estipulado en la Ley 117 de 2006, añadiéndole la instalación de sistemas de autogeneración a pequeña escala en barrios subnormales a partir de FNCER, en el marco de legalización de usuarios, la adecuación de las redes y los reglamentos técnicos vigentes. Estos programas son financiados por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas, en un porcentaje de su recaudo hasta un 20%.

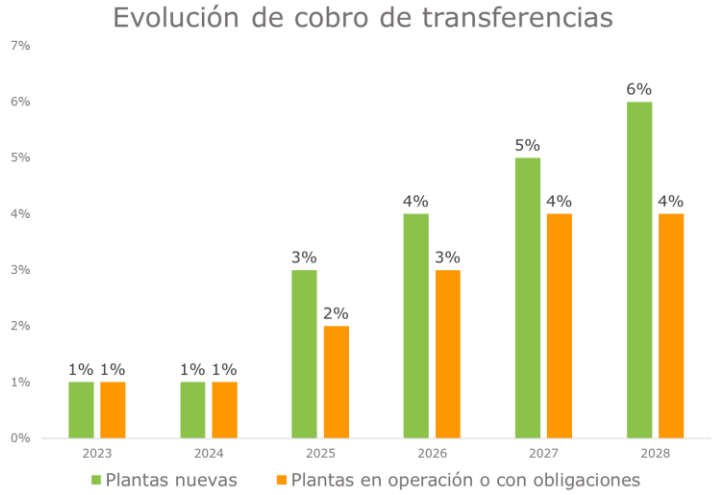
En el artículo 267 se establece que los proyectos de transmisión energética justa podrían adelantar sus procesos de licenciamiento ambiental allegando el acto administrativo en el que se defina la procedencia o no procedencia de la consulta previa expedida por la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa DANCP.

Junto a lo anterior, en el artículo 264 se modifica el parágrafo primero del artículo 22 de la Ley 2099 de 2021, añadiendo dentro de las definiciones de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) el conjunto de procesos tecnológicos cuyo propósito es reducir las emisiones de carbono en la atmosfera capturando el CO_2 para almacenarlo en el subsuelo o usarlo como insumo en diferentes procesos productivos o en la prestación de servicios, previamente, se incluía la captura de CO_2 para almacenamiento en el subsuelo, pero no se incluía como insumo. Esta disposición amplía el abanico de posibilidades a la hora de financiar proyectos

de CCUS y permite que se incluyan proyectos que puedan ser autosustentables al agregar el uso como materia prima, esto generando ingresos para este tipo de proyectos y debe ir acompañado de una política que incentive la inversión en este campo.

Otra de las disposiciones en el PND es lo estipulado en el artículo 233, en donde gradualmente se aumentará la contribución de FNCER superiores a 10 MW que se encuentren en áreas que dispongan de más de 5 kWh/m^2/día para plantas solares fotovoltaicas y 4 m/s a 10 m de altura para plantas eólicas, pasando del 1% al 4% para plantas en operación o con obligaciones y 6% para plantas nuevas, tal como se muestra en la Ilustración 1.

Ilustración 1. Evolución de cobro de transferencias a plantas FNCER solar y eólica



Fuente: Departamento Nacional de Planeación – Elaboración **Asoenergía**

Estos recursos serán destinados a proyectos que las comunidades afectadas decidas y se repartirán en un 60% para comunidades étnicas y un 40% para los municipios. Con esto, las plantas de FNCER pasarán a tener más cobro de transferencias que las plantas termoeléctricas que tienen un cargo del 4%, sin embargo, respecto a esto, el Gobierno Nacional señaló que esta disposición permitirá que las comunidades sean más dadas a negociar en los procesos de consulta, ya que tienen unos recursos definidos que se destinarán a proyectos que ellos mismos decidan. A pesar de esto, es latente la preocupación de que esto tiene un efecto negativo en el incentivo de la inversión en proyectos de alto impacto con FNCER y se envía la señal contraria a los inversionistas al incrementar la carga impositiva. Conforme a esto, esperamos que el efecto esperado por el Gobierno Nacional en materia de facilitar las consultas previas y permitir que se desarrollen los proyectos en menos tiempo y con mayor facilidad.

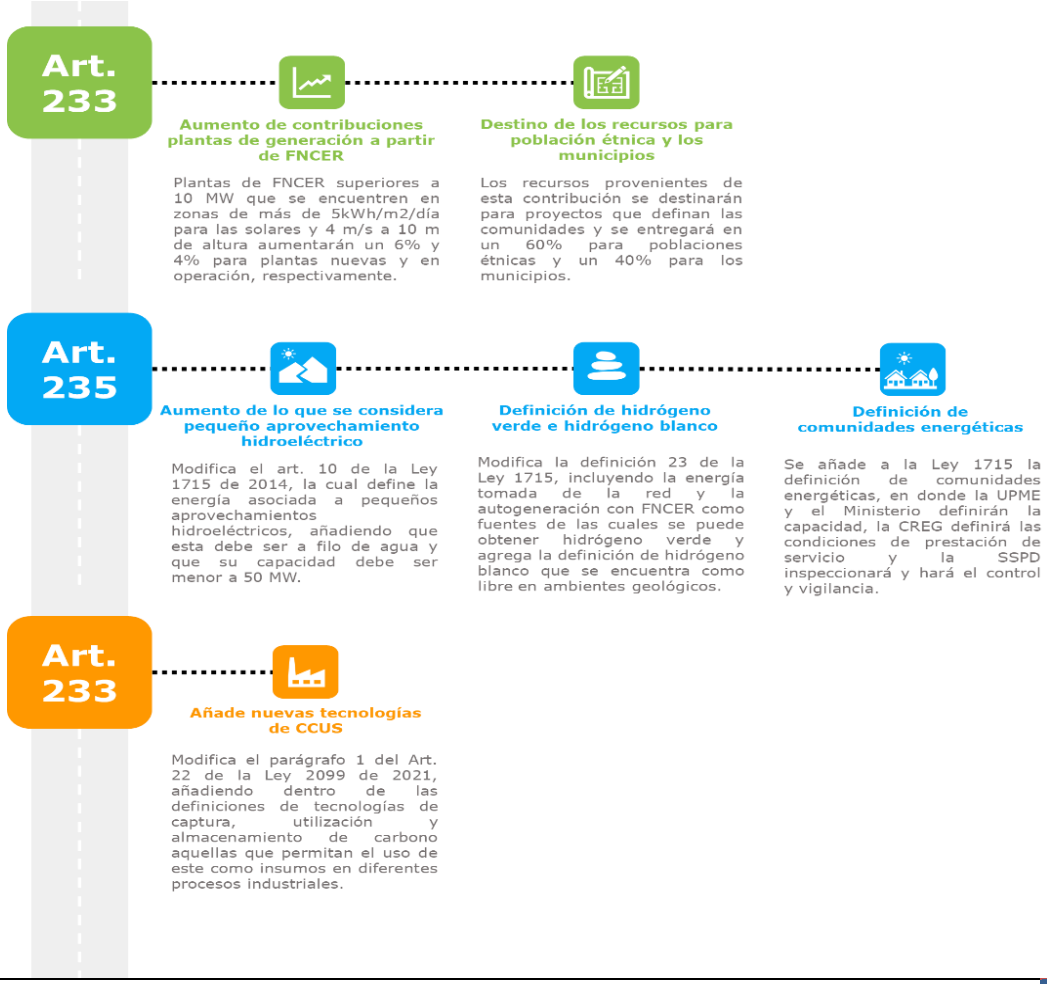
Por otro lado, en el artículo 373 se deroga el parágrafo tercero del artículo 167 de la Ley 142 de 1994 y el parágrafo tercero del artículo 32 de la Ley 143 de 1994, ambos estipulan que, la empresa encargada del servicio de interconexión no podrá participar en actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad. Con esto se da cabida a que ya no exista ninguna barrera legislativa para la integración vertical de empresas de transmisión de energía, por lo que en varios casos se podría generar un conflicto de interés, sumado a lo estipulado en el artículo 266 del PND, que define la financiación de la UPME, entidad encargada de la asignación de puntos de

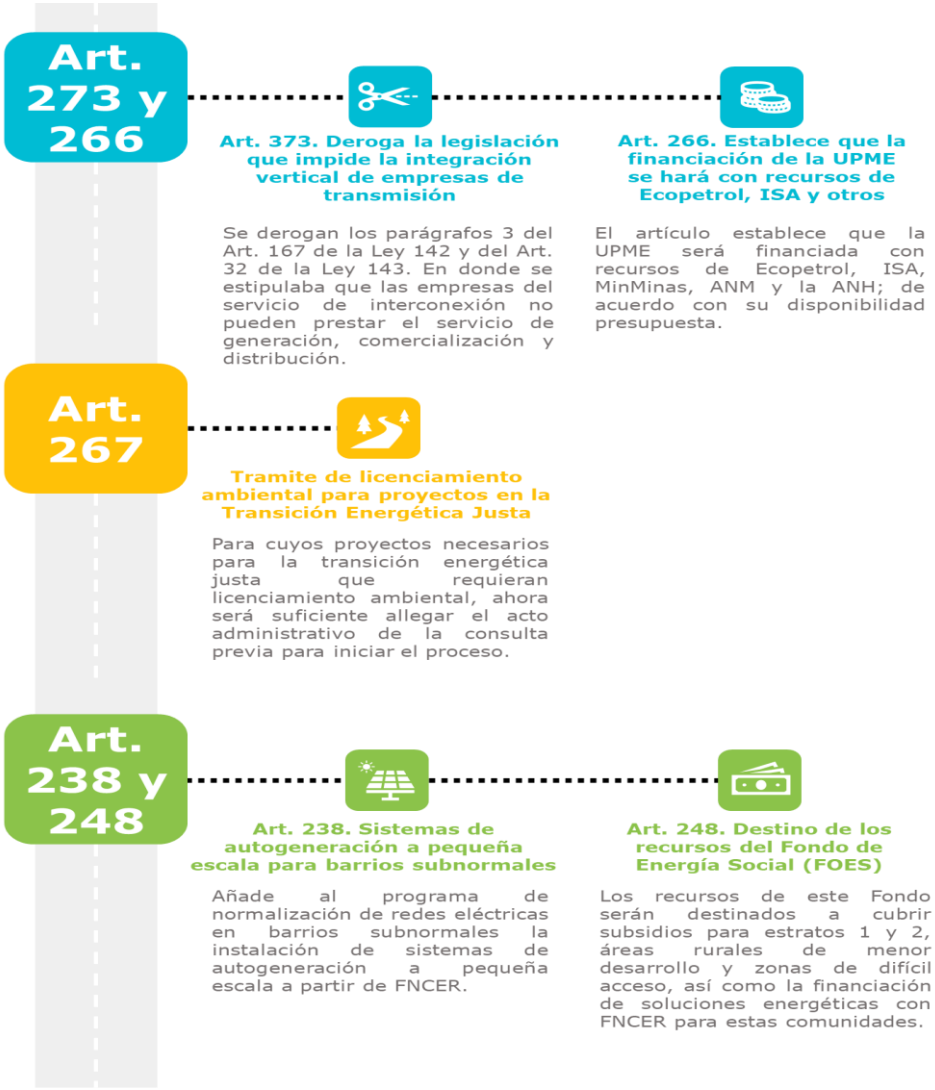
conexión al Sistema de Transmisión Nacional STN, la cual será financiada con recursos de Ecopetrol, ISA, el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Minería ANM y la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. Presentando un gran conflicto de interés entre Ecopetrol, empresa propietaria de la mayoría accionaria de ISA e ISA, ya que con esto se pretende que Ecopetrol pueda ser una empresa generadora de energía a partir de FNCER y dejar de ser solo un auto generador, que a su vez tendría el control de la mayor empresa de transmisión de energía del país y financia a la entidad que asigna los puntos de conexión, permitiéndole tener un gran poder de mercado y poniendo en desventaja a las otras empresas del sector, desfavoreciendo el libre mercado que busca el sector.

No debe olvidarse que, el actual modelo de energía eléctrica y gas natral parte de la desintegración vertical, la competencia donde sea posible y la regulación de monopolios de servicios de red. Si se quiere cambiar este modelo, porque se buscan objetivos que pudieran justificarse en bien de la ampliación de servicio a los usuarios o inversiones en infraestructura, debe aplicarse entonces a todas las empresas y a todos los agentes, no discriminatoriamente.

Esto implica cambiar completamente la ley y no solo en casos particulares, porque se podría terminar con un sistema hibrido sin control, en contra de los usuarios. Cualquier decisión siempre debería estar basada en soportes técnicos, económicos y sociales válidos.

Ilustración 2. Artículos del PND relacionados con energía





Fuente: Departamento Nacional de Planeación – Elaboración **Asoenergía**

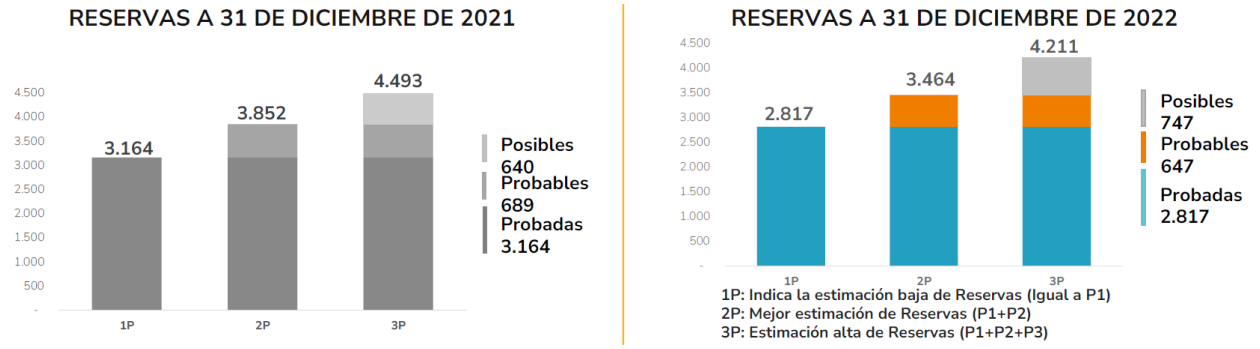
Por su parte, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH dio a conocer el informe anual de reservas y recursos contingentes, el cual es expedido anualmente generalmente en el mes de mayo. En el informe se hace un inventario de las reservas y recursos contingentes de hidrocarburos, conforme a la información reportada por 62 empresas del sector, lo que corresponde a 474 campos, de los cuales 305 son de petróleo, 76 de petróleo y gas, 38 solo de gas, y 55 reportaron en cero.

La información relacionada con gas natural se presente en tres partes principales, la primera muestra las reservas de gas natural reportadas por las empresas, la segunda hace referencia a los recursos contingentes, y la tercera hace referencia a los recursos contingentes off-shore y on-shore con los que dispone el país.

Cuando se habla de reservas, se hace referencia a aquellas cantidades de hidrocarburos que cumplen con los siguientes criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes; bajo este criterio las reservas se clasifican en reservas P1, las cuales son reservas probadas y tiene una probabilidad de ser explotables del 90%, reservas P2, las cuales son reservas probables y tienen

una probabilidad de ser explotadas del 50%, finalmente tenemos las reservas posibles P3, las cuales tienen una probabilidad de ser explotadas del 10%. Conforme a esto, la ANH presentó el comparativo que se muestra en la Ilustración 3, se evidencia que al cierre del 2022 las reservas probadas disminuyeron 347 giga pies cúbicos, las probables disminuyeron 42 giga pies cúbicos y las reservas posibles aumentaron 107 giga pies cúbicos con respecto al cierre del año 2021.

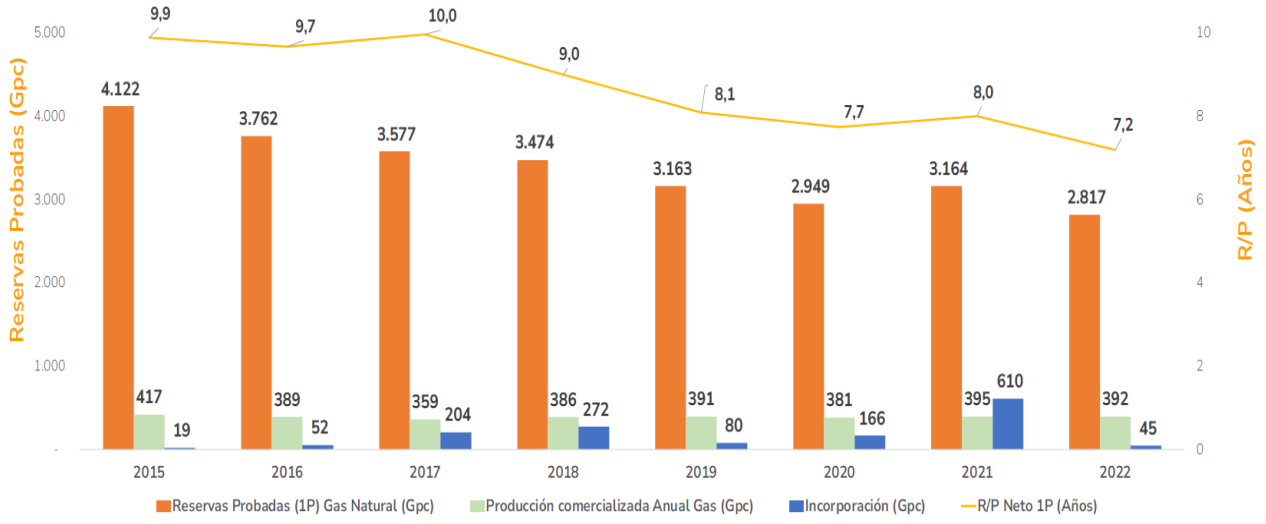
Ilustración 3. Reservas de gas natural 2021 y 2022



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Con esto Colombia presenta una disminución en la autonomía energética, debido a que sus reservas probadas alcanzan para 7,2 años en la relación de reservas probadas a la producción de gas, tal como se puede ver en la Ilustración 4. Sigue la tendencia en disminución de las reservas probadas, tendencia que se había interrumpido en el año 2021 gracias a la importación de gas, ya que en este año casi se duplicó la máxima cantidad de gas importado que se había tenido en los últimos 8 años, lo cual muestra que se deben aumentar las oferta, por importación o mayor exploración, si se quiere seguir con la autonomía energética. Actualmente, para contrarrestar la disminución en las reservas se ha aumentado la importación de gas, pero esto puede resultar en suministro en valores entre 2 a 5 veces más costoso.

Ilustración 4. Histórico de reservas probadas



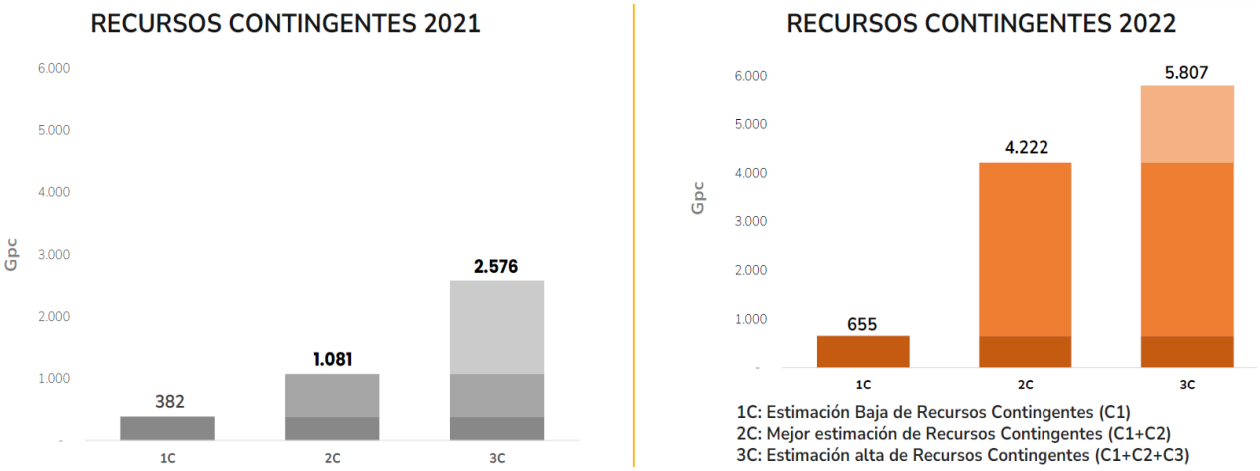
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

En segundo lugar, se presentó la cantidad de recursos contingentes, esta clase de recursos son aquellas cantidades de hidrocarburos estimadas que actualmente no son consideradas comerciales, debido a una o más contingencias, ya sean ambientales, sociales, técnicas, económicas, de asuntos legales, contractuales o de financiación.

Estos recursos se dividen en C1, los cuales tienen una alta certidumbre de ser recuperables, estos recursos se basan en datos geológicos y técnicos confiables, pero aún requieren evaluaciones adicionales y de un entorno económico que sea favorable para su explotación, los recursos C2 que son los cuales tiene una certidumbre media de ser recuperables, se basan en estudios menos confiables que de recursos C1, pero que aún muestran un potencial considerable de ser extraídos y comercializados; y finalmente los recursos C3, los cuales tienen una baja certidumbre de ser recuperables, se basan en datos geológicos y técnicos limitados y su viabilidad comercial es incierta en muchos casos.

La ANH presentó un comparativo entre los recursos contingentes comparando el año 2021 y el año 2022 el cual se muestra en la Ilustración 4, donde se puede observar que aumentaron hasta 5,8 tera pies cúbicos. Sin embargo, su gran aumento se presentó en los recursos C2, los cuales muestran una certidumbre media. El Gobierno Nacional dice que centrará sus esfuerzos en trabajar para que estos recursos contingentes superen sus limitaciones y puedan ser comercializables, permitiendo de esta manera aumentar las reservas del país sin conceder nuevos contratos de exploración.

Ilustración 4. Recursos contingentes 2021 y 2022



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Conforme a esto el Gobierno Nacional ha incluido los recursos contingentes off-shore en el informe, con el propósito de que estos se puedan agilizar y conseguir superar las limitaciones que impiden su comercialización, ya que, como se puede ver en la Ilustración 4, ascienden a 2,95 terapíes cúbicos, que de concretarse aumentaría las reservas del país a poco más del doble.

Ilustración 5. Recursos contingentes on-shore y off-shore.

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Desde el punto de vista de la demanda es importante tener un portafolio de oferta suficiente, eficiente y seguro a precios competitivos. Contar con reservas prospectivas o contingentes, que son inciertas no es suficiente. Mas allá de cuantos contratos hay, nuevos o existentes, que no es lo relevante, para los usuarios lo importante es como soportar reservas comercializables a largo plazo para definir suministros que soporten el desarrollo económico y social. Se requiere aumentar en tiempo y en cantidad las reservas de gas, no solo por la Transición Energética sino para optimizar el portafolio energético de la demanda.

Las posibilidades de racionamiento de gas se acercan más cuando hay Fenómeno del Niño, y más voluble ante eventos coyunturales como el reciente desabastecimiento en el área occidental[1]. Se requiere buena información, manejo claro de las prioridades y costos, de sustitución y seguridad. Los soportes se dan con mayores reservas comercializables, con responsabilidad de los transportadores y distribuidores y no con inversiones desproporcionadas sino tecnológicas y estratégicas.

Son los usuarios industriales los que, ante un evento de racionamiento, sufren más en términos de tiempo, precios y cortes de producción que no se han valorado y que no se consideran por el

[1] TGI y Gases de Occidente informaron restricción en el área total debido a un **incremento de temperatura por encima de 600°C en la Vía Mariquita – Letras**, en el sector Cerro Bravo. La situación anormal se presentó desde la noche del viernes 19 de mayo. La tubería de TGI en el sector mencionado se encuentra a 1,5 metros de longitud y 1,8 metros de profundidad del punto del hallazgo. Por "esta condición anormal que podría llegar a afectar la integridad de la tubería, aproximadamente en el PK 57+800 **correspondiente al gasoducto Mariquita – Cali,** la Transportadora de Gas Internacional decide de manera preventiva aislar el tramo expuesto". Esta infraestructura alimenta el servicio para **Caldas, Tolima, Risaralda, Quindío, Valle del Cauca y Cauca.**

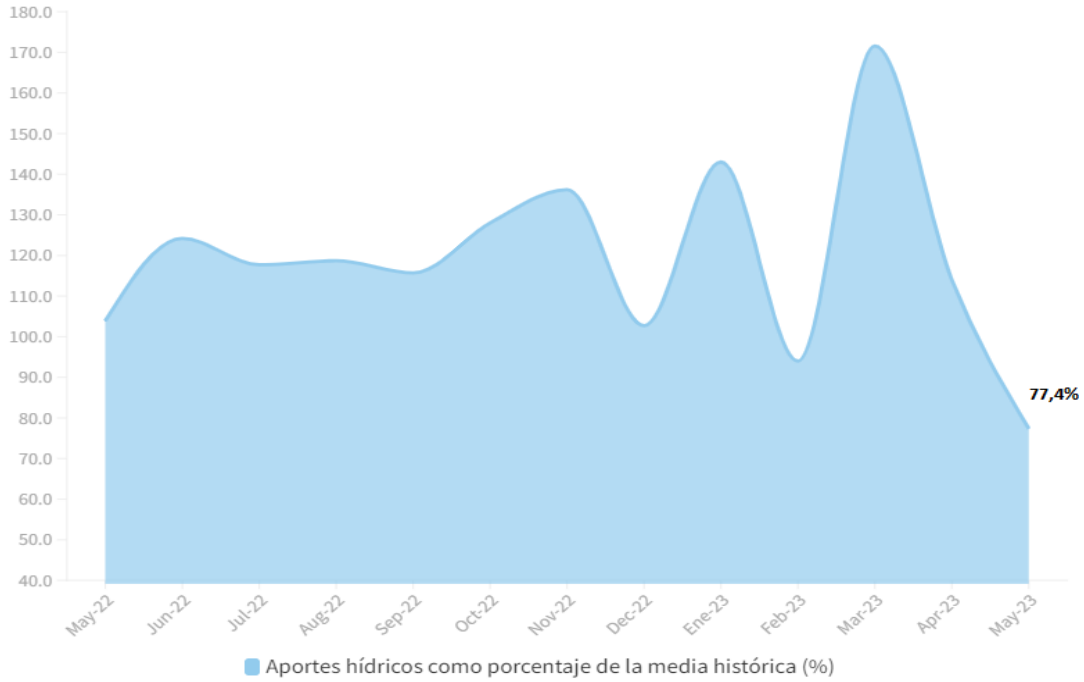
gobierno. Esto no es consistente ni con la Transición ni con la reindustrialización, ni con la competitividad. Las soluciones de confiabilidad no pueden ser costosas, porque pueden destruir demanda, como lo que se prevé puede pasar con la planta de regasificación de buenaventura y la falta de una tarifa de transporte no discriminatoria, cuando los eventos de confiabilidad de corto plazo se pueden solucionar en pocos días y bajo costo como se planteó en esta situación con una tubería flexible, por ejemplo.

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



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

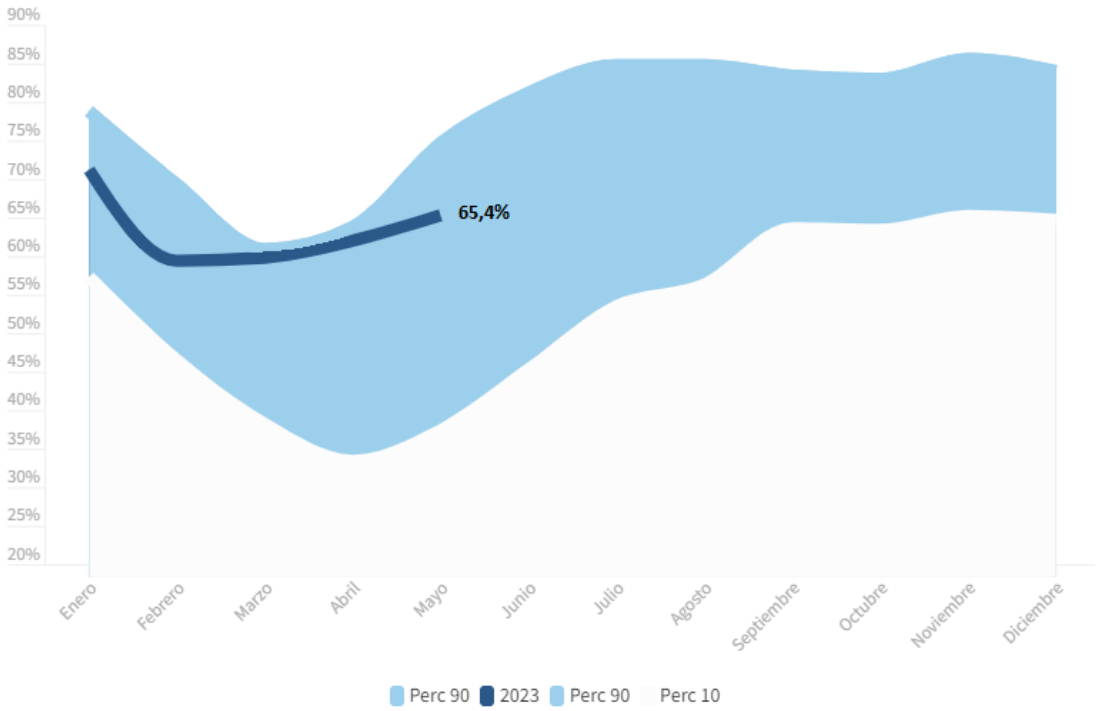
En el mes de mayo los aportes hídricos disminuyeron con respecto a la media histórica, luego de una bajada en el último mes; en este mes se siguió la tendencia y hubo una disminución de 36,6 p.p.[2] con respecto al mes de abril de 2023. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor promedio de 283,83 GWh-día, reflejando un nivel de 77,4% como porcentaje de la media histórica.

[2] Puntos porcentuales.

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[3] con leves aumentos en los últimos meses. En la Ilustración se observa el nivel del embalse en el mes de mayo de 2023, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

Ilustración 7. Volumen útil del embalse agregado del SIN.



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Para el mes de mayo de 2023 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 65,4%, presentando un aumento de 3,3 p.p. con respecto al mes de abril de 2023 donde el nivel se había situado en 62,1% finalizando el mes.

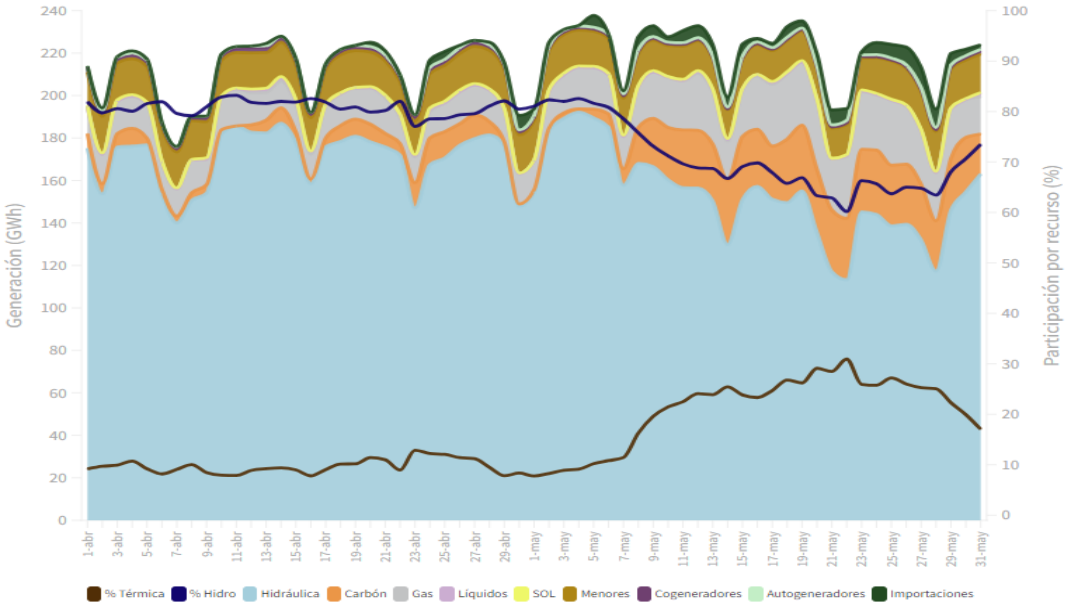
3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

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

[3] 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 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 8. 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 mayo de 2023 alcanzó un valor de 216,4 GWh-día, presentando un aumento de 2,5% con respecto al mes de abril de 2023, aumentando un 2,3% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 70,6%, mientras que el aporte térmico aumento en 11,4 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 20,9% para el mes de mayo de 2023[4]. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural aumento 62,9% en el último mes, respecto al mes anterior, llegando a 23,3 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón, presento un aumento de 266,6% con respecto al mes de abril de 2023, alcanzando un valor de 21,5 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), para el mes de mayo de 2023 se importó 4.487,6 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 mayo de 2023 tuvieron un aumento de 992,3% respecto al mes de abril de 2023, alcanzando 266,48 MWh-día.

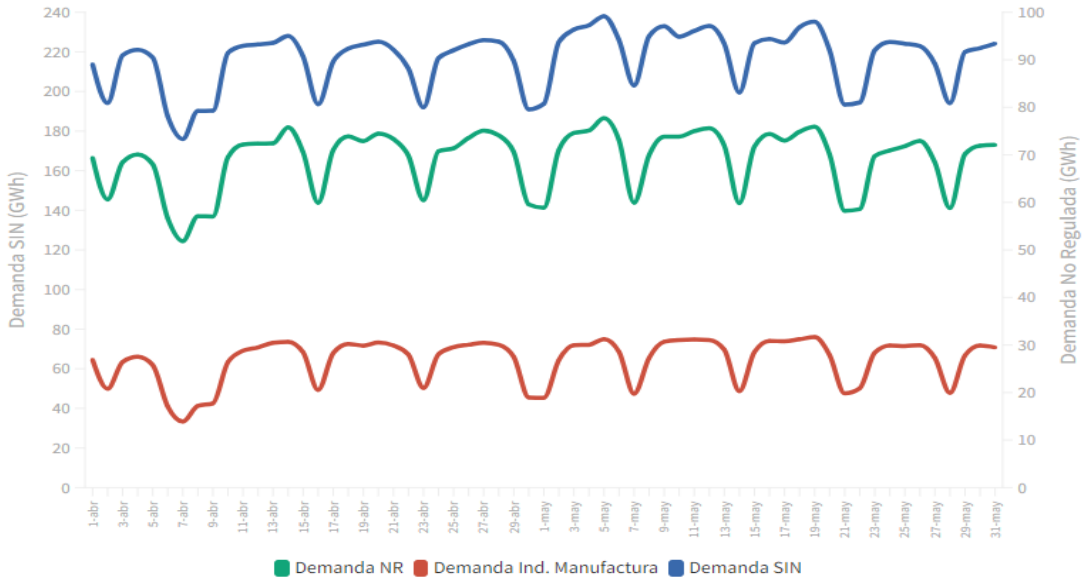
3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de mayo de 2023 la demanda eléctrica aumento en 4,0% con respecto al valor del mes de abril de 2023. La Ilustración 9 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de

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

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 9. 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 mayo de 2023 fue de 220,8 GWh-día, creciendo un 4,1% de manera interanual. La demanda No Regulada aumento en 3,0% de manera mensual y aumento 3,0% de carácter interanual, llegando a 70,1 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras aumento 6,6% con respecto al mes de abril de 2023, y disminuyó 5,4% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 27,7 GWh-día.

La demanda del mes de mayo se ubicó 2,2% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[5] para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 0,7% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 5,2% por encima de lo estimado por el planeador.

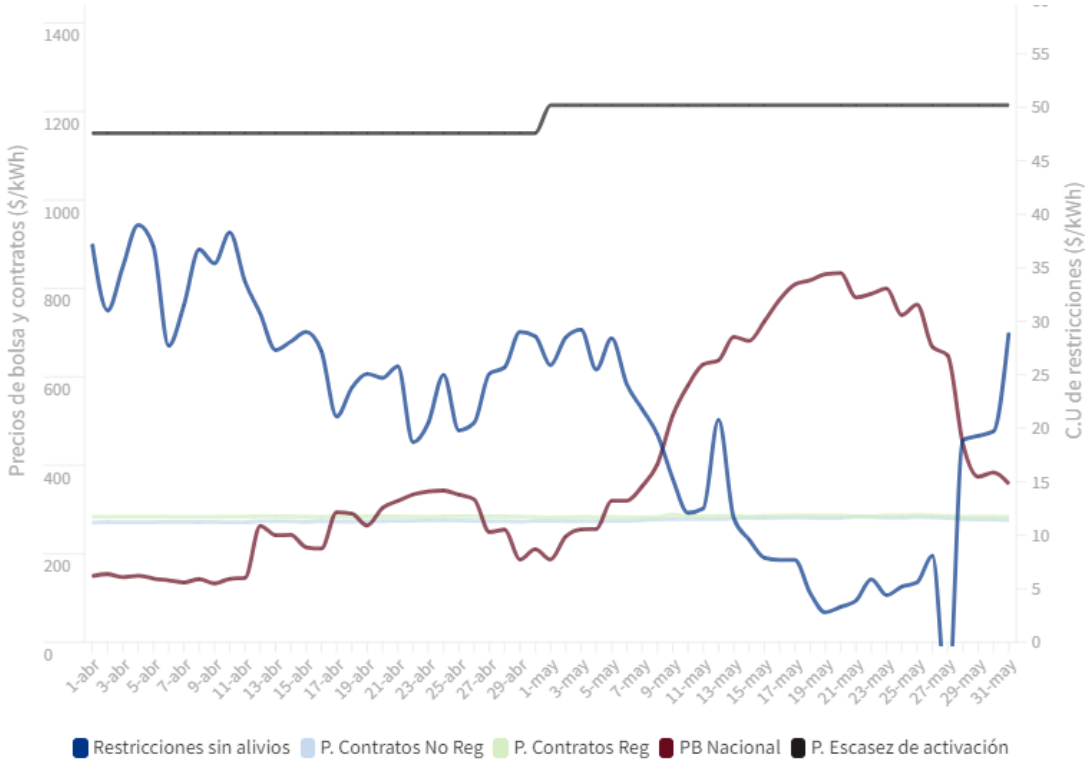
3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

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 mayo de 2023, junto a su evolución a partir del mes de abril de 2023. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos regulados y No Regulados,

[5] 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%.

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



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

En el mes de mayo de 2023 el PB se mantuvo más alto con respecto a los niveles del mes de abril de 2023, y por el mes de mayo se mantuvo en su mayoría por encima de los precios de bolsa, tanto del mercado regulado como del no regulado, con una tendencia a la baja en los últimos días del mes. En el último mes el PB tuvo un aumento mensual de 150,3% y un aumento interanual de 439,6%, alcanzando un valor de 568,1 $/kWh. El valor máximo del PB se situó en 835,1 $/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual se ubicó en 1.214,3 $/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 y la demanda estaría pagando este precio de escasez sí esta descubierta.

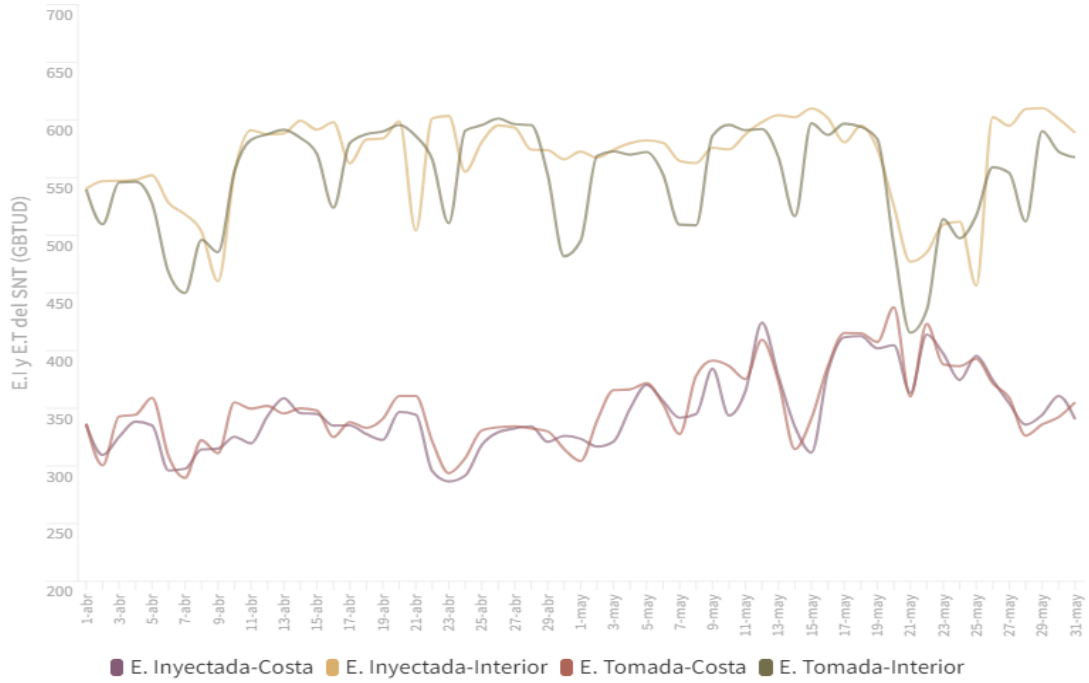
El componente de restricciones presentó una disminución llegando a un valor promedio de 14,0 $/kWh, disminuyendo 51,2% de manera mensual y disminuyendo 68,2 % de carácter interanual. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 285,0 $/kWh evidenciando un aumento de 0,2% con respecto al mes anterior y un amento 1,5% 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 2,2% con respecto al mes de abril de 2023 y un aumento de 7,9% con respecto al mes de mayo de 2022, llegando a 279,2 $/kWh[6].

4. GAS NATURAL

Para el mes de mayo de 2023 las nominaciones de gas natural aumentaron mensualmente (4,1%) e interanual disminuyeron (3,8%), ubicándose en 820,3 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración 11 se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de abril de 2023 y mayo 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 11. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)

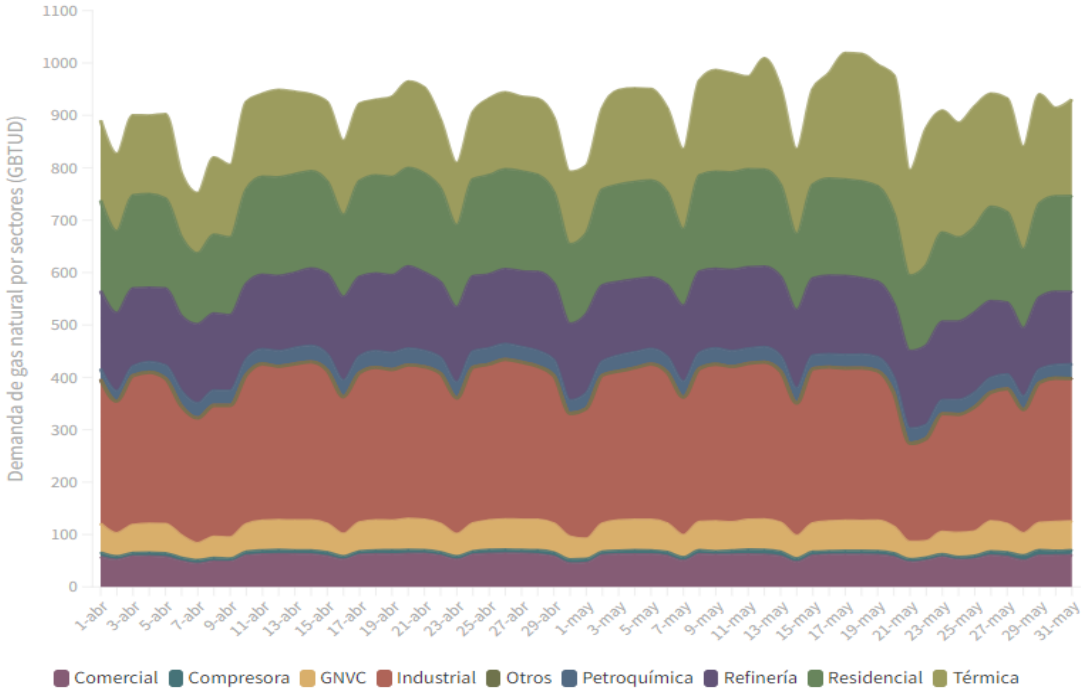


Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

La energía inyectada promedio en el mes de mayo fue de 935,2 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 4,3%; de la misma manera, la energía tomada del SNT disminuyo en 5,6% llegando a un valor de 918,8 GBTUD[7]. Para el mes de mayo de 2023 el 97,5% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 2,5%. En consecuencia, en la Ilustración 12 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

[6] 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.
[7]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.

Ilustración 12. 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[8] en mayo de 2023 fue de 929,8 GBTUD, presentando una reducción de 11,1% interanual y un aumento de 4,1% con respecto al mes de abril de 2023. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 670,43 GBTUD lo que representó un aumento mensual de 5,9% y una reducción de 6,2% con respecto al mismo mes en el 2022. Finalmente, la demanda industrial registrada disminuyó 0,1% comparado con el mes de abril de 2023 y disminuyó en 6,4% de manera interanual, la demanda industrial de gas en mayo fue de 331,2 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, los sectores refinería (2,6%) y comercial (16,4%) presentaron un incremento; por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo mes en 2022 fueron, el sector de industrial sin petroquímico (17,9%), el sector residencial (3,2%), GNVC (7,1%), el sector de compresores (12,3%) y el sector térmico (23,1%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados[9] decreció 55,2% de manera interanual, y se ubicó en 289,8 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 47,6% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[10] 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 49,0% y 46,1% por debajo de los valores estimados por el planeador.

[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 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%.

En la Ilustración 13 se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de mayo de 2023 y su variación con respecto al mes de abril 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 13. Precios de combustibles en el mes de mayo de 2023.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES -MAYO DE 2023							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Mayo de 2023	6.0	2.3	10.4	7.9	10.1	75.6	71.6
vs último mes	-4.5%	5.2%	-16.5%	-28.7%	-25.7%	-8.8%	-9.5%

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.*

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. AVANCESREGULATORIOS

702 002 de 2023

Gas Natural. Por la cual se ajusta y se modifica la Resolución 102 008 de 2022 "Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural".

701 012 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se adoptan medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones de energía mayorista y sobre aplicación del procedimiento de limitación de suministro

701 010 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se amplían los plazos para las actividades pendientes en el proceso de subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, convocada mediante Resolución CREG 101 034A de 2022, y se define una oportunidad para acogerse al mecanismo de tomadores del cargo por confiabilidad.

701 009 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se determinan unos parámetros de cálculo y se define la tasa de descuento para la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas, SISFV.

701 013 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se modifica para el año 2023 el cronograma de asignación de capacidad de transporte establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 para los proyectos clase 1 de conexión de generación y de cogeneración al SIN

701 011 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022

701 008 de 2023

Energía eléctrica. Reglas generales de integración vertical en la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica

501 008 de 2023

Energía Eléctrica. Por la cual se resuelve la solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 219 de 2021 con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021, mediante la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.

101 014 de 2023

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

101 010 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se modifica el artículo 12 de la Resolución CREG 101 032 de 2022 y se establece otra disposición sobre el cronograma del año 2022 de las verificaciones de calidad del servicio en los SDL

101 012 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se regula lo dispuesto en el parágrafo 4 del artículo 10 de la Ley 2277 de 2022

101 016 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se adoptan medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista.

501 005 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se actualiza el agente encargado de la representación de la subestación El Río, 220 kV, del Sistema de Transmisión Nacional

501 006 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se actualiza la base de activos de Intercolombia S.A. E.S.P

501 008 de 2023

Energía Eléctrica. Por la cual se resuelve la solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 219 de 2021 con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021, mediante la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.

502 024 de 2022

Gas Natural. Por la cual se resuelve una actuación administrativa y se ajustan los cargos regulados del sistema de transporte de TGI S.A. E.S.P.

502 035 de 2022

Gas Natural. Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos por las empresas TGI S.A. E.S.P. y VANTI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 024 de 2022