

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.33

DICIEMBRE DE 2022

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

1. INTRODUCCIÓN

La Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales – **Asoenergía** – agrupa a los grandes consumidores colombianos de energía de carácter industrial y comercial, propende por la competitividad de la industria en temas energéticos, impulsando un mercado 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 diciembre del año 2022, el cual incluye una mirada, al proyecto Hidroituango, el cual entró en operación el pasado mes de diciembre, luego de superar las pruebas de rechazo a máxima potencia; de igual manera se analizan los resultados de la primera fase de la hoja de ruta de transición energética justa, la cual fue socializada en un evento en el que se contó con la participación de varios expertos y agentes de sector energéticos del país; de igual manera, se resaltan los nombramientos de la nueva presidenta de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, Clara Liliana Guatame Aponte y del nuevo director de la UPME Carlos Adrián Correa Flórez, quienes ya trabajan para el cumplimiento de los objetivos del nuevo gobierno en materia energética; finalmente, se hace un análisis del informe publicado por la ANH, en el que se presenta un balance de los contratos de hidrocarburos y el abastecimiento de los mismos hasta el año 2050.

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 mes tuvimos la entrada en operación de Hidroituango, planta de generación que tal como lo manifestaron XM y EPM a través de sus comunicados está ya en funcionamiento con dos unidades. Se superaron las pruebas de rechazo a máxima potencia. Pruebas que se realizaron el pasado 14 de diciembre con la evacuación preventiva de cerca de 5200 personas de los municipios de Ituango, Briseño, Tarazá y el corregimiento de Puerto Valdivia. Se resalta que la licencia Ambiental sigue condicionada y las actividades de construcción y operación se hacen bajo el paraguas de prevención de riesgo del proyecto.

Se comunicó que las pruebas comenzaron a las 9 AM con la unidad 1, posteriormente a la 11:30 AM se inició la prueba de la unidad 2. Estas pruebas consistían en iniciar las máquinas para sincronizarlas al Sistema Interconectado Nacional SIN, aumentando la potencia hasta 260 MW y luego realizando un paro inercial para evaluar la exigencia y el comportamiento de las condiciones eléctricas, mecánicas, hidráulicas y en general de todo el sistema.

Tras esto, se manifestó una alerta de posible riesgo con la entrada en operación de las dos unidades, esto debido a un estudio realizado por el Servicio Geológico Colombiano a petición de la Unidad Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres UNGRD, el cual advirtió que existe un problema

de estabilidad y erosión en las áreas subterráneas, que con las vibraciones de las turbinas podrían tener efectos externos en el macizo rocoso. Sin embargo, el gerente de EPM, Jorge Carrillo afirmó que no hay riesgo y se han seguido todas las medidas de seguridad.

Con la entrada en operación a pleno de las dos unidades de Hidroituango se esperaba que el kW pasara de estar a \$400 a reducir entre \$100 y \$200, esto según palabras de Carrillo. Sin embargo, como ya lo había manifestado nuestra directora Sandra Fonseca en varios medios de comunicación, esto dependería de las ofertas y disponibilidades declaradas y su efecto en el precio de mercado, pero esta reducción no se pudo ver en este mes, de hecho, desde la entrada en operación de las dos unidades el precio de la energía en bolsa ha aumentado significativamente, preocupando a industriales y consumidores en general. Lo que es claro, es que la entrada en operación de estas unidades es un primer paso en el cumplimiento de la expansión que se encamina en aportar la confiabilidad necesaria para el sistema, esperando que se siga ampliando para cubrir la demanda incluso cuando el aporte de lluvias baje.

Por otra parte, otro de los asuntos que preocupa a la demanda es el plan de gobierno para la transición energética, éste gira en torno a la hoja de ruta de la transición energética justa, que impulsa un cambio de paradigma en la forma en la que se hacen proyectos de energía eléctrica. El pasado mes de diciembre culminó la primera fase con un evento en el que se compartieron los resultados, se dio un diálogo entre expertos y protagonistas del sector en el panel “Desafíos sociales, políticos y económicos para impulsar la transición energética justa” sobre los caminos que se deben tomar y las necesidades que tiene el país en temas energéticos y finalizó con un taller denominado “Capacidades actuales para el despliegue de las energías renovables en Colombia”.

El evento dio inicio con las palabras de la Ministra de Minas y Energía Dr. Irene Vélez, quien nuevamente resaltó los cuatro ejes que debe tener la transición energética justa, la equidad como eje fundamental de la transición, la transición segura y progresiva, en donde se busque la descarbonización de la energía, así como de la demanda; como tercer eje resaltó la participación vinculante, en donde se quiere que las comunidades decidan junto con las autoridades el destino de los territorios, y como cuarto eje se habló de la intensificación del conocimiento, en donde se busque una articulación con el SENA y las instituciones de educación secundarias para que haya una participación más activa en la investigación para responder a los retos tecnológicos que se presentan.

En el panel “Desafíos sociales, políticos y económicos para impulsar la transición energética justa” se realizó la importancia de la transmisión como factor fundamental para lograr la transición y brindar acceso al servicio a todos los colombianos, de igual manera, se enfatizó en la importancia del gas natural, como ese energético que permitirá hacer una transición limpia y confiable, con precios justos y que no perjudique a la demanda, tanto residencial como industrial. También se habló de la importancia de hidrógeno, como energético vector, que permita el almacenamiento de las energías de las fuentes renovables no convencionales y hacia donde se deben dirigir los esfuerzos una vez culminado el proceso de la transición. Entendiendo que se sigue en la misma línea, esperamos las decisiones de política, a través de las leyes como el Plan de Desarrollo, los decretos normativos y la regulación pertinente.

El pasado mes de diciembre se hicieron dos nombramientos importantes para el sector energético, uno es el nombramiento de Clara Liliana Guatame Aponte como presidenta de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, quien es geóloga de la Universidad Nacional de Colombia y tiene una

maestría en Ciencias de la misma institución, cuenta con más de 25 años de experiencia en el sector público y privado, viene de trabajar en el Servicio Geológico Nacional y tiene como objetivos: implementar las estrategias encaminadas a garantizar la autosuficiencia en el país, obtener la viabilidad de los contratos suspendidos y apoyar la ejecución de los contratos vigentes, así como, fortalecer las relaciones con las comunidades.

El otro nombramiento fue el de Carlos Adrián Correa Flórez como director de la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, él es Ingeniero Electricista y Magister en Ingeniería Eléctrica en el área de planeación de sistemas eléctricos de la Universidad Tecnológica de Pereira y cuenta con un PhD. en energía y procesos de la Universidad Paris Sciences et Lettres; el Dr. Correa se desempeñaba como director de la Maestría de Energía y Sostenibilidad en la Pontificia Universidad Javeriana y como asesor de política energética del plan de energización rural sostenible del Cauca, cuenta con más de 17 años de experiencia en el sector energético.

Finalmente, el Gobierno nacional entregó un balance de cómo está la situación en materia de hidrocarburos, esto a través del informe publicado por la ANH "Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa" en donde se resalta que el país podrá autoabastecerse hasta el año 2037, esto con los recientes descubrimientos offshore de Uchuva y el bloque integrado de evaluación COL-5, así como algunos descubrimientos onshore, que representan importantes recursos para el país.

Si bien el número de contratos en sí no es un buen indicador de la situación, según el análisis hecho por la ANH, se espera que con la técnica de recobro mejorado se puedan incrementar la producción nacional, factor que para el país está en 21,7%, mientras que el promedio internacional es de aproximadamente 35%, con esto y con la reactivación de los 35 contratos suspendidos de los cuales 32 tienen áreas con compromisos exploratorios para la búsqueda de nuevos recursos de hidrocarburos, se esperaría tener el autoabastecimiento e incrementar la producción.

Ilustración 1. Proyección balance de Gas Natural

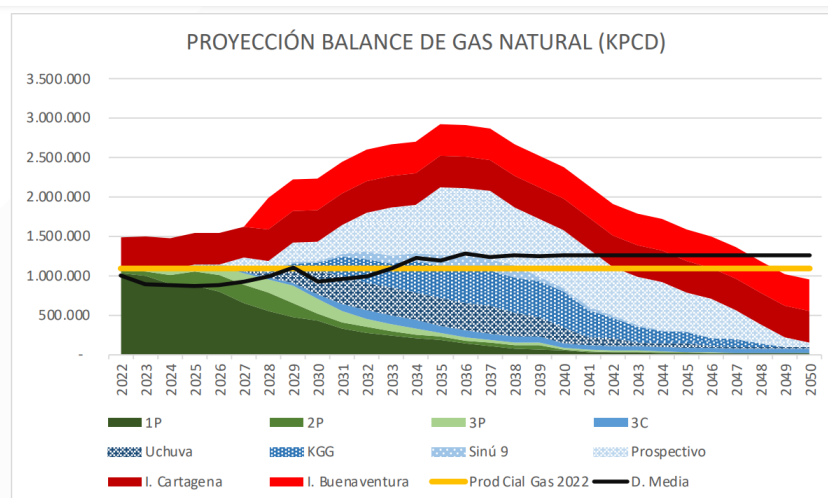


Figura 8. Proyecciones del balance de gas natural - incorporación de volúmenes de petróleo a las reservas probadas actuales

Fuente: ANH

Como se puede ver en la gráfica, se espera que con los proyectos ya confirmados se pueda abastecer la demanda proyectada hasta el año 2037, y con los descubrimientos posteriores se logre

el autoabastecimiento hasta el año 2042. Sin embargo, esto es bajo varios escenarios con supuestos bastante favorables, entre los que destaca que todas estas proyecciones se hacen en un escenario alto, en el que se puedan incorporar un 50% de la oferta nacional, así como se asume que se tenga un 100% de cumplimiento en las etapas contractuales de los proyectos, sin mencionar que, se estima que a partir del año 2034 el crecimiento de la demanda sea mínimo, asunto que difiere de las proyecciones hechas por la UPME para años posteriores.

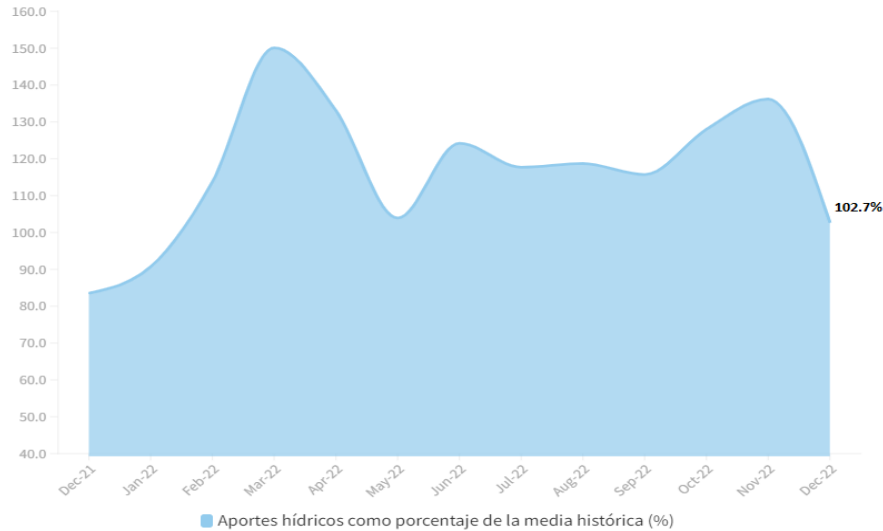
El documento al analizar los contratos en ejecución con oportunidad de tener una Declaración de Comercialidad muestra 118 contratos en ejecución con seguimiento por la ANH, de los cuales 110 tienen fecha de finalización de su etapa de exploración a partir del presente año y hasta el 2032. Si bien se puede solicitar extensiones de esos plazos contractuales, se tiene que 70 de los contratos suscritos en años anteriores tienen compromisos exploratorios para finalizar entre 2027 y 2032. Se aclara que la Declaración de Comercialidad es un hito en los contratos de E&P que se da como consecuencia de tener un hallazgo del recurso, sea crudo y/o gas; realizar un programa de evaluación exitoso, que determine la comercialidad de dichos recursos por parte de las compañías operadoras; y desarrollar una infraestructura de producción y transporte. Termina con una advertencia de que estos contratos tienen un inherente riesgo exploratorio y operativo, incluso en el evento de un hallazgo ya que la decisión final de inversión para la comercialidad del recurso se da solo por intención de los socios contratistas y puede darse o no, al final de una etapa exploratoria.

Cabe destacar que se estima que, estos proyectos tienen un tiempo promedio para entrar en comercialización de 8,6 años después de haber firmado el contrato, y 2,7 años luego de haber ejecutado el programa de evaluación, con esto, se tienen 29 contratos para gas natural priorizados, los cuales son importantes no solo por su efecto en el mercado de gas sino en el Mercado Mayorista de Energía, que incorporan oferta que contribuyen a la seguridad energética nacional. La polémica sobre asignación o no de nuevos contratos de exploración continúa dada la consideración del tiempo para avanzar en la transición y la posibilidad de seguir generando reservas mientras se necesiten.

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. HIDROLOGÍA DEL SIN

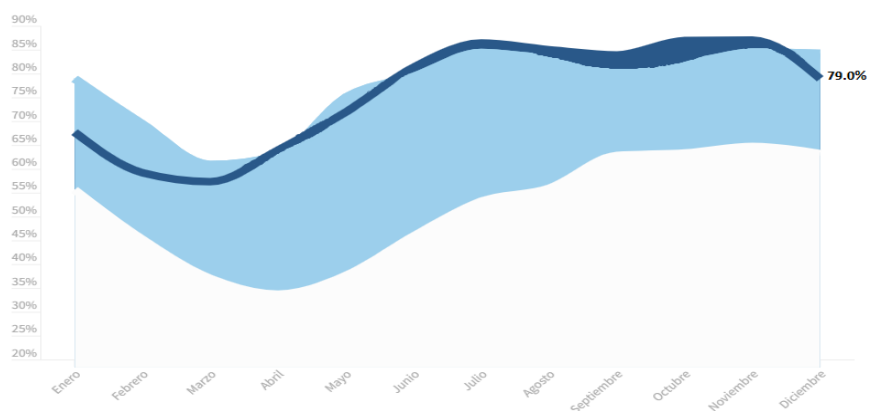
Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo anterior, la Ilustración 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 diciembre los aportes hídricos continuaron por encima de la media histórica; no obstante, en este mes hubo una reducción de 33,5 p.p.¹ con respecto al mes de noviembre de 2022. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor promedio de 199,27 GWh-día, reflejando un nivel de 102,7% 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 altos dadas las favorables condiciones hídricas en el año, y desde el mes de junio de 2022 se mantiene por encima de su comportamiento histórico². En la Ilustración se observa el nivel del embalse en el mes de diciembre de 2022, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

Ilustración 3. Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2022


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

¹ Puntos porcentuales.

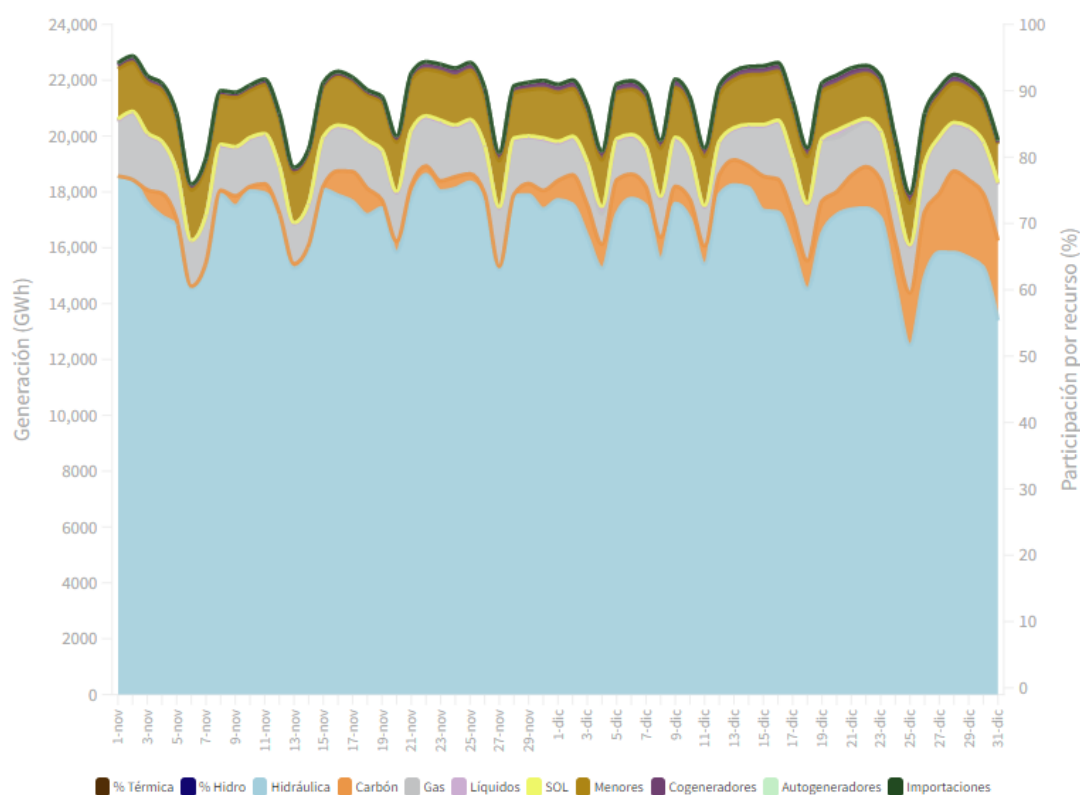
² Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1991 hasta 2021.

Para el mes de diciembre de 2022 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 79,0%, presentando una disminución de 8,1 p.p. con respecto al mes de noviembre donde el nivel se había situado en 87,1% finalizando el mes.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de diciembre de 2022 la generación de electricidad presentó una disminución en su valor con respecto al mes de noviembre del mismo año. 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 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 diciembre de 2022 alcanzó un valor de 213,7 GWh-día, presentando una disminución de 0,3% con respecto al mes de noviembre de 2022, aumentando un 7,3% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 76,7%, mientras que el aporte térmico aumentó en 4,2 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 14,0% para el mes de diciembre de 2022³. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural cambió de rumbo, y disminuyó 8,3% en el último mes, respecto al mes anterior, llegando a 16,3 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón, presentó un aumento como no se veía desde los primeros meses del

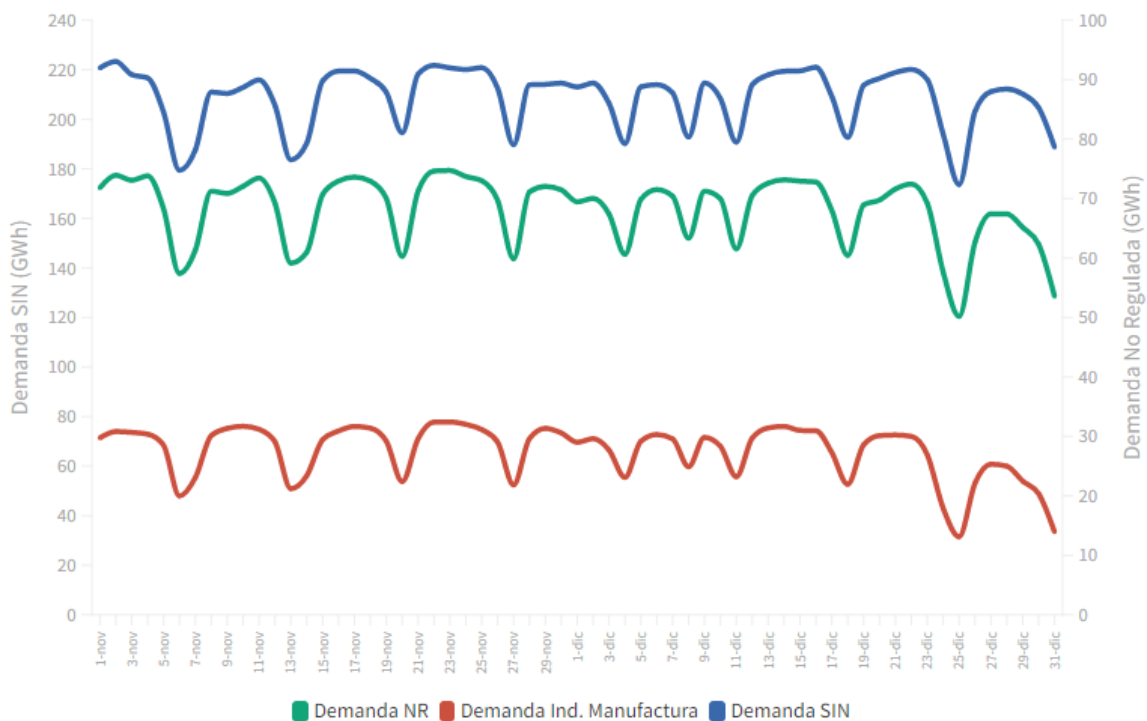
³ La participación hidráulica y térmica señalada no incluye a las plantas menores.

2022, tuvo un aumento de 297,8% con respecto al mes de noviembre, alcanzando un valor de 13,3 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía que para el mes de diciembre de 2022 tuvieron un decrecimiento de 0,2%, alcanzando 3,79 MWh-día. Es importante considerar que, dado que el aporte de las importaciones a lo largo de 2022 ha sido relativamente bajo, su cambio se calcula sobre una base reducida, y cualquier variación representa un aumento o caída destacada. La energía eléctrica proveniente de Ecuador se ha mantenido en el año 2022 entre un valor mínimo mensual de 3,79 MWh-día (diciembre) y un máximo de 2.024,5 MWh-día en el mes de marzo de 2022; por otra parte, las exportaciones de energía para el mes de diciembre de 2022 tuvieron un crecimiento de 32,4% respecto al mes de noviembre, alcanzando 5,8 MWh-día.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de diciembre de 2022 la demanda eléctrica disminuyó en 1,0% con respecto al valor del mes de noviembre del mismo año. La Ilustración 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 diciembre de 2022 fue de 207,9 GWh-día, creciendo un 0,3% de manera interanual. La demanda No Regulada disminuyó en 3,9% de manera mensual y aumento 3,0% de carácter interanual, llegando a 66,9 GWh-día. La demanda correspondiente a las

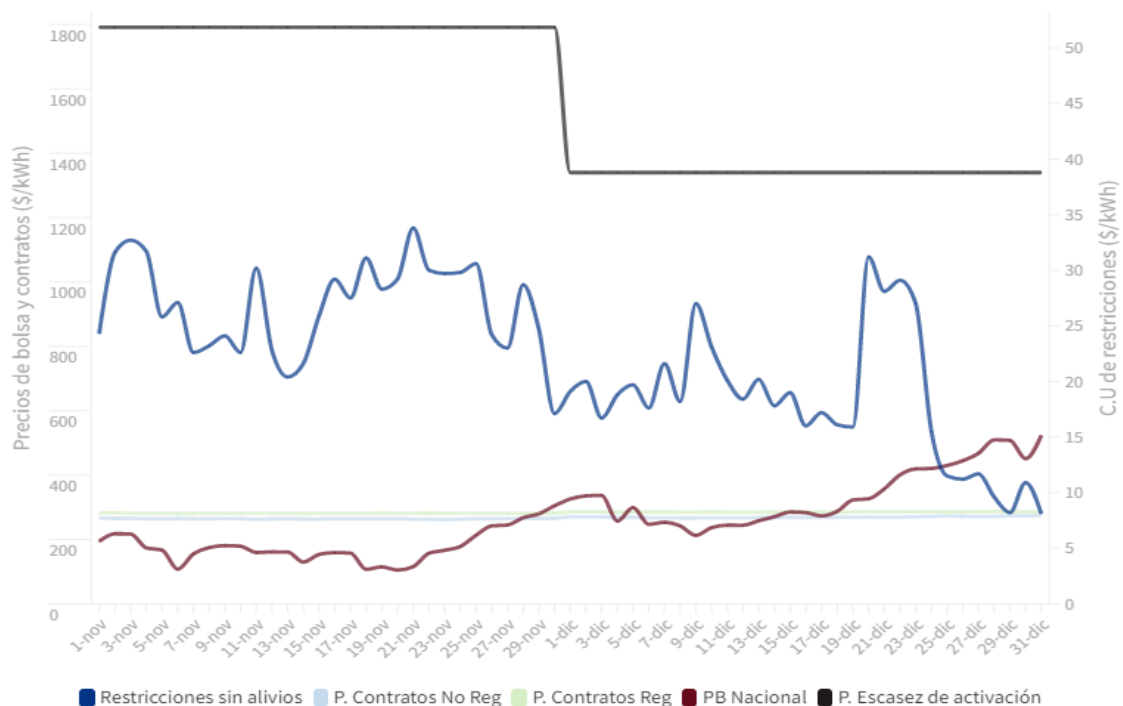
industrias manufactureras disminuyó 9,0% con respecto al mes de noviembre, y disminuyó 4,1% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 26,3 GWh-día.

La demanda del mes de diciembre se ubicó 4,4% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁴ para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 6,5% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 2,2% por debajo 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 diciembre 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 diciembre de 2022, junto a su evolución a partir del mes de noviembre del mismo año. 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 diciembre de 2022 el PB se mantuvo más alto con respecto a los niveles del mes de noviembre, y por gran parte del mes de diciembre se mantuvo por encima de los precios de los

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%.

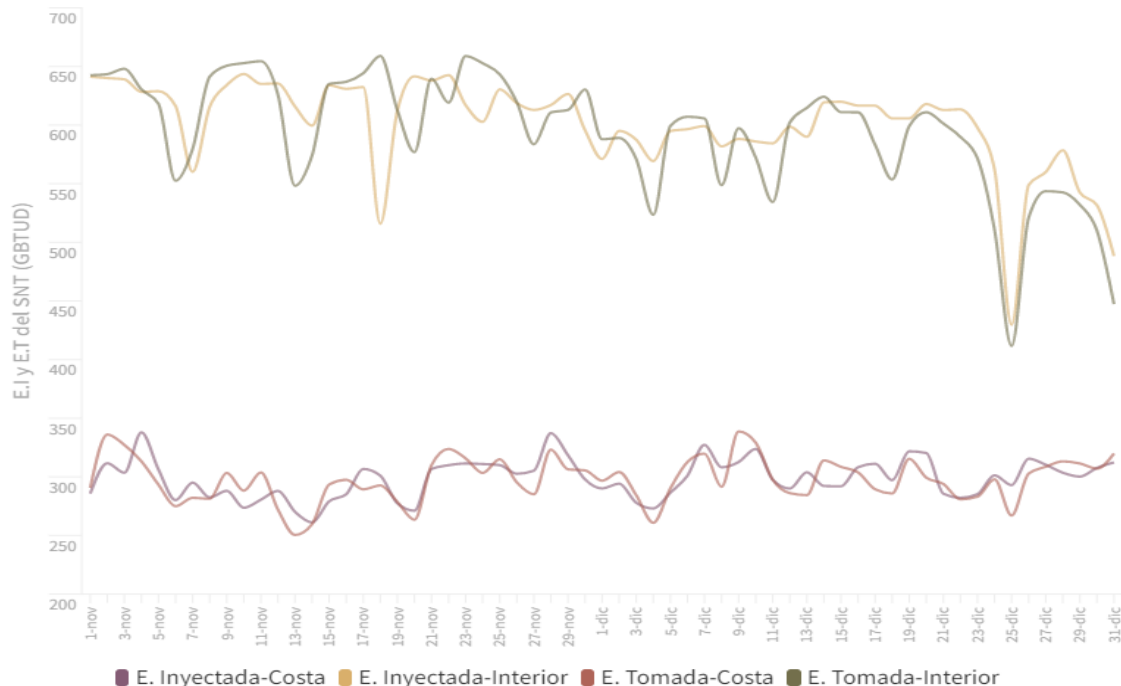
contratos, tanto del mercado regulado como del no regulado. En el último mes el PB tuvo un incremento mensual de 89,6% y un aumento interanual de 0,7%, alcanzando un valor de 337,8 \$/kWh. El valor máximo del PB se situó en 430,4 \$/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual se ubicó en 1.339 \$/kWh y, en caso de ser superado por el PB, obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiabilidad por parte de los generadores.

El componente de restricciones presentó un decrecimiento llegando a un valor promedio de 18,2 \$/kWh, disminuyendo 32,0% de manera mensual y subiendo 11,7 % de carácter interanual. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 285,4 \$/kWh evidenciando un crecimiento de 1,3% con respecto al mes anterior, igual comportamiento que tuvieron los precios de los contratos del mercado No Regulado, donde la subida fue de 2,0%, llegando a 269,6 \$/kWh⁵.

4. GAS NATURAL

Para el mes de diciembre de 2022 las nominaciones de gas natural disminuyeron mensualmente (26,1%) e interanual disminuyo (24,1%), ubicándose en 598,6 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 noviembre y diciembre de 2022. 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)

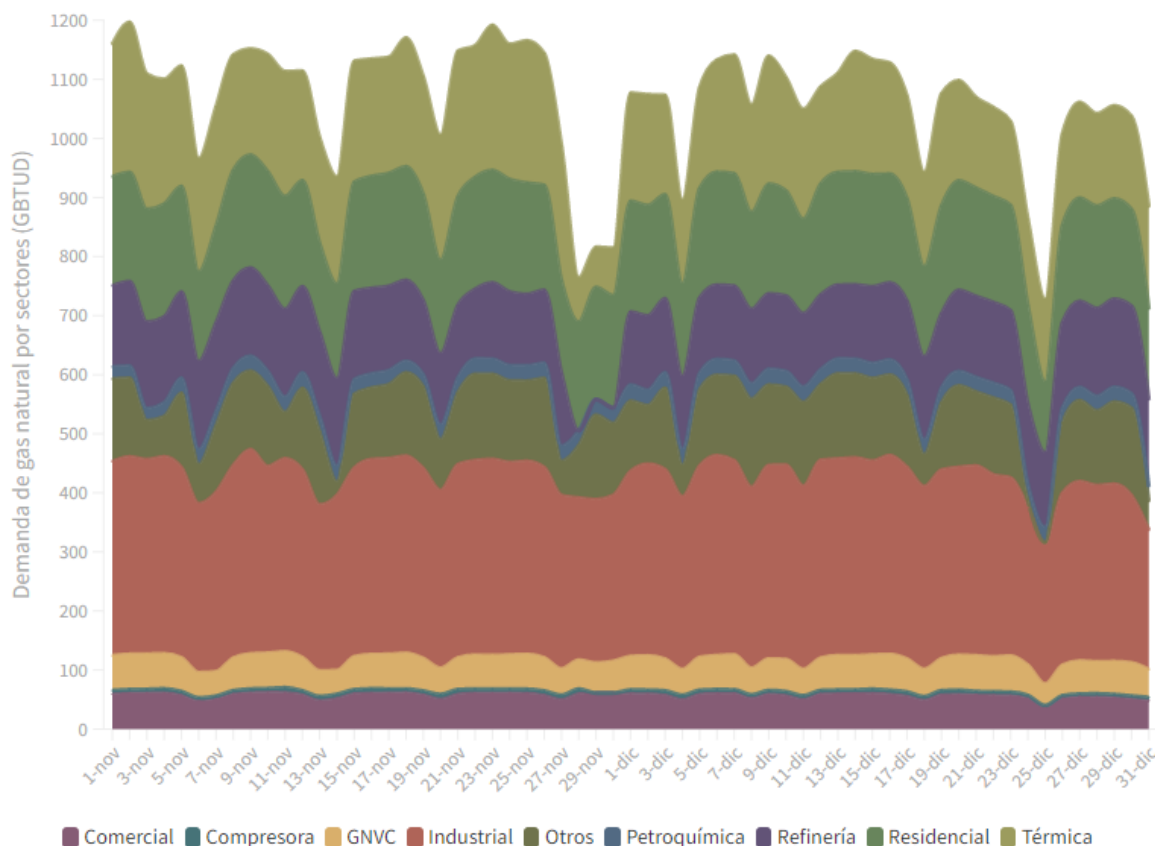


Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

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 diciembre fue de 881,8 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 7,4%; de la misma manera, la energía tomada del SNT disminuyó en 7,0% llegando a un valor de 865,3 GBTUD⁶. Para el mes de diciembre de 2022 el 99,7% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 0,3%. 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 natural⁷ en diciembre de 2022 fue de 1046,7 GBTUD, presentando un aumento de 5,5% interanual y una disminución de 2,9% con respecto al mes de noviembre. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 671,5 GBTUD lo que representó una disminución mensual de 0,9% y una reducción de 1,2% con respecto al mismo mes en el 2021. Finalmente, la demanda industrial registrada disminuyó 1,5% comparado con el mes de noviembre y aumento en

⁶El 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.

1,7% de manera interanual, la demanda industrial de gas en diciembre fue de 335,3 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, quienes presentaron incrementos en su consumo fueron el sector de comercial (20,3%), el sector residencial (1,3%) e industrial sin incluir la petroquímica (1,9%); por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo mes en 2021, el sector de refinería (3,1%), el sector térmico (31,1%) y el sector de GNVC (5,8%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados⁸ decreció 52,0% de manera interanual, y se ubicó en 290,6 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 47,7% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁹ 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 48,9% y 46,5% 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 diciembre de 2022 y su variación con respecto al mes de noviembre. 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-Energetica, 2022) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2022)

Ilustración 9. Precios de combustibles en el mes de diciembre de 2022.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - DICIEMBRE DE 2022							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Diciembre de 2022	6,0	5,8	32,7	30,0	35,5	81,5	76,7
vs último mes	-3,0%	-10,0%	15,1%	4,0%	0,4%	-10,5%	-9,0%

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

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%.

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
- Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI*. Bogotá
- Consejo Nacional de Operación de Gas Natural. (10 de 2022). *CNO-Gas*. Obtenido de <https://www.cnogas.org.co/asp/eventos.asp?id=1507>
- Empresas Publicas de Medellín. (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 Estratégica* . 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-construccion-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 . (01 de Diciembre de 2022). *Ministerio de Minas y Energía* . Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-petro-anuncia-cu%C3%A1les-ser%C3%A1n-los-primeros-pasos-para-la-construcci%C3%B3n-de-la-hoja-de-ruta-para-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-colombia/>
- Unidad de Planeación Minero-Energetica . (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

Resolución CREG 105 004 de 2022	Gas natural. Por la cual se señala el porcentaje de la contribución especial que deben pagar las personas prestadoras del servicio de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP), sometidas al ámbito de regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2022 y se dictan otras disposiciones.
Resolución CREG 105 005 de 2022	Energía eléctrica. Por la cual se prorrogan las formulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales estrato 1 y 2.
Resolución CREG 101 035 de 2022	Energía eléctrica. Por la cual se modifican unos plazos establecidos en la resolución CREG 101 010 de 2022.
Resolución CREG 701 023 de 2022	Energía eléctrica. Por la cual se permite la realización de convocatorias públicas de las que trata la resolución CREG 130 de 2019 para compras de energía provenientes de fuentes no convencionales de energía renovable - FNCER, con el fin de dar cumplimiento a las obligaciones señaladas en el artículo 3 de la Resolución MME 40715 de 2019 y el artículo 3 de la Resolución 40060 de 2021.
Resolución CREG 502 026 de 2022	Gas natural. Por la cual se ajustan los cargos regulados para los gasoductos Chicoral - Flandes, Buenos Aires - Ibagué y Neiva - Hobo, pertenecientes al sistema de transporte de PROGASUR S.A. E.S.P.
Resolución CREG 501 061 de 2022	Energía eléctrica. Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por GENSA S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 501 041 de 2022.
Resolución CREG 501 053 de 2022	Por la cual se decide un recurso de reposición contra la Resolución CREG 501-033 de 2022 por la que se decide la actuación administrativa iniciada por la presunta existencia de discrepancias en valores reportados por ISAGEN S.A E.S.P., planta MIEL I. Expediente No. 2021-0037
Resolución CREG 501 052 de 2022	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. contra la Resolución CREG 501 036 de 2022.
Resolución CREG 501 049 de 2022	Por la cual se aprueba la inversión en proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables del mercado de comercialización atendido por Codensa S.A. E.S.P., para el año 2022.
Resolución CREG 501 041 de 2022	Por la cual se determina el cargo máximo de generación para sistemas de acumulación para el mercado relevante de comercialización de la cabecera municipal de Inírida en el Departamento del Guainía.
Resolución CREG 501 024 de 2022	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 168 de 2021.
Resolución CREG 101 032 de 2022	Por la cual se establecen los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local