

ASOENERGÍA

# INFORME SECTORIAL No.31

OCTUBRE DE 2022

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

## 1. INTRODUCCIÓN

La Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales – **Asoenergía** – agrupa a los grandes consumidores colombianos de energía de carácter industrial y comercial, propende por la competitividad de la industria en temas energéticos, impulsando un mercado eficiente que permita contar con precios de energía competitivos, considerando que, para la demanda, el precio competitivo incluye calidad, disponibilidad y seguridad.

En su objetivo de realizar un constante seguimiento al sector energético, al comportamiento del mercado, y especialmente a los indicadores que interesan a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Mensual Sectorial. Este documento presenta el informe correspondiente al mes de octubre del año 2022, el cual se caracteriza por un aspecto principal, relacionado con el balance de la primera etapa de las propuestas del Ministerio de Minas y Energía para mitigar los fuertes incrementos en las tarifas de energía eléctrica que afronta el país, así mismo el balance que representó para el país el mantenimiento programado de Cusiana, las medidas que se tomaron y el impacto que tuvo finalmente.

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

Luego del anuncio hecho por el Ministerio de Minas y Energía sobre el pacto por la justicia tarifaria, que incluiría además de los comercializadores, distribuidores y transmisores, a los actores de la cadena de producción de generación de energía eléctrica con el fin de reducir las tarifas, el pasado 12 de octubre se dieron a conocer los resultados de la primera etapa, producto de acuerdos logrados auspiciados por el gobierno nacional, por parte de transportadores, distribuidores y comercializadores del sector eléctrico. Redundante, pero necesario, hay que aclarar que los generadores son comercializadores y atienden a otros comercializadores para demanda regulada, y mayormente a usuarios no regulados directamente. Si bien, la información de sus resultados del proceso fue precaria, y solo se anunció que a este pacto se unieron cerca de 82 empresas del sector, se aclaró que se sumaron de manera voluntaria con el fin de lograr una reducción en las tarifas.

Como lo manifestó el gobierno nacional, esta esperada reducción es el resultado que se pudiera producir por medio de básicamente dos mecanismos, el primero, como medida a corto plazo, a través de la renegociación de manera voluntaria por parte de las empresas comercializadoras-generadoras, y el acogimiento a los propuesto por la CREG para empresas transportadoras, distribuidoras y comercializadoras de los cargos tarifarios y en los precios de los contratos de energía ya existentes. La variable ajustada en este caso, como mecanismo o medida a mediano plazo, buscaba modificar el indexador que actualiza el precio de los componentes del costo unitario de energía tomando como base el indexador IPP de finales de 2020 o el menor índice entre el Índice de Precios de Consumidor IPC y el índice de Precios de Productor IPP, o cualquier otra

alternativa, supuestamente mejor, buscando de esta manera reducir un poco el impacto de la inflación al mediano plazo.

Aunque la regulación solo habría un espacio de acuerdo, no actuó directamente en ninguna variable o componente de manera directa y clara, generó una amplia expectativa que de ser aplicada en cada uno de los componentes y de la manera sugerida habría alcanzado valores de disminución al menos de entre 18% al 20% para toda la demanda, en un contexto de incrementos cercanos al 48 % por indexación en el mismo periodo.

Según el ministerio, en esta primera etapa se lograron renegociar 952 contratos de los cuales el 46% pertenece al mercado no regulado y con esto se atendería la corrección sobre la inequidad que se venía presentando, y que de manera recurrente hemos manifestado en nuestros informes, un aumento significativo en las tarifas de energía. Los resultados en términos de número de contratos ajustados, no indica para nada el éxito de la sugerida negociación, porque en realidad, no se ajustaron significativamente, ni los precios base, ni el indexador a mediano plazo, ni el tiempo suficiente para lograr un cambio. Sin justificación se excluyó de la medida los contratos de largo plazo de FERN, y aplicaba supuestamente a todos los demás contratos que benefician a todos los sectores del SIN. Sin embargo, es claro enfatizar en que estas medidas para los usuarios No Regulados no pasaron de ajustes entre el 0,5% y cerca del 1% y no son el gran cambio que necesita la totalidad del mercado. Es necesario y evidente que se requiere regulación por parte del estado, tomar acción y ejercer una responsabilidad regulatoria para tomar decisiones que impacten en eficiencia, disponibilidad y oportunidad los precios y cargos tarifarios de manera integral con cumplimiento a la ley.

De igual manera el gobierno nacional manifestó que se espera que las tarifas se reduzcan entre un 4 y 8%, esto en relación con los Usuarios Regulados, cifra muy inferior a la mínima esperada como ya se anotó. Siendo este un escenario muy limitado y que no refleja la solución que necesita el mercado, que en concreto esperaría una reducción equiparable al incremento de ingresos de los prestadores por este solo efecto de indexación. Seguimos a la espera de la definición clara y rápida del indexador sectorial y los demás ajustes posibles en los diferentes componentes del CU, que no debe estar sujeto a acuerdos sino al cumplimiento de los criterios tarifarios de la ley y a la actuación de la CREG y de la SSPD.

En resumen, los ajustes propuestos en generación a los UNR fueron limitados en impacto y tiempo, solo ajustando el indexador por cerca de pocos meses, para ser retomado inmediatamente, sin un cambio estructural, que para esta demanda industrial solo representa para los meses de octubre, noviembre y diciembre una disminución marginal entre 1.4 \$/kwh a 5.8 \$/kwh en el mejor de los casos, cuando por IPP el incremento promedio para el año es de cerca de 55\$/kwh. Claramente y a partir de los resultados, el efecto de estas resoluciones<sup>1</sup> fue prácticamente inocuo y sí generó una expectativa sin cumplimiento, dañina para la confianza de la demanda en el sector. El efecto real se debió más a la acción de los transportadores en todo el mercado, y de algunos distribuidores para algunos tipos de usuarios y en algunos mercados específicos, por solo un periodo anual.

Pasando al gas, sector que también sufre impacto por la indexación, aunque a una menor escala, el pasado mes de octubre se llevó a cabo el mantenimiento programado del yacimiento de gas natural de Cusiana, el cual es uno de los más importantes del país y representa aproximadamente

---

<sup>1</sup> Resoluciones CREG 102-027 y CREG 101-029 de 2022.

270 millones de pies cúbicos de gas natural producidos diariamente. Este mantenimiento está dentro del marco del mantenimiento preventivo que se realiza al pozo cada 5 años con el fin de garantizar el suministro de gas y prevenir cualquier inconveniente que pueda cortar el suministro de manera imprevista. Este mantenimiento fue profundo y largo para la demanda del interior del país, además de que operativamente en el restablecimiento presentó fallas e indisponibilidades, que implicaron no solo los doce días de cortes, sino 5 días más de indisponibilidad por fallas en un evento de fuerza mayor. Resaltamos la disposición del productor para mitigar el impacto y la respuesta del Ministerio de Minas y Energía, junto con la CREG para establecer una regulación que evitara el costo adicional de no contar con el suministro, y además de tener que asumir los costos de los sustitutos, y eventualmente haber tenido que pagar transporte de gas no utilizado, como en anteriores eventos. Como demanda celebramos enormemente que la Comisión cumpla con su función de corregir las fallas del mercado de gas natural y, en ese sentido, en evitar o controlar cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional. En este contexto, aunque con una Resolución temporal que esperamos se aplique de manera general, la corrección de las ineficiencias del mercado que han asumido los usuarios finales a través de sobrecostos en la tarifa de gas natural se logró evitar en esta ocasión. Lo anterior, con aplicación de una regulación justa, limitando los cobros inapropiados de ciertos agentes de la cadena durante los eventos eximentes asociados a las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas en las actividades de suministro y/o de transporte.

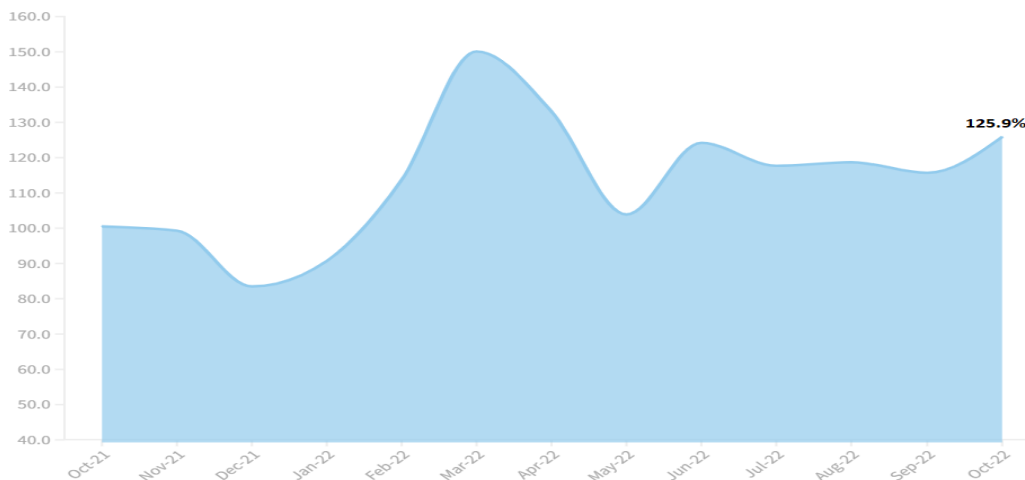
En este contexto, relacionado con el mantenimiento, inicialmente se presentó una alerta entre las comunidades de los municipios de Aguazul, Tauramena, Monterrey y Villanueva, los cuales podrían presentar cortes en el suministro, sin embargo, Cusiana gas a través de un comunicado dio parte de tranquilidad al confirmar que no se iba a suspender el servicio de gas natural en los días de mantenimiento del yacimiento. El trabajo conjunto entre el gobierno nacional, Ecopetrol (Empresa que opera el pozo), comercializadores y actores del mercado garantizaron un menor impacto en el servicio de gas natural durante el evento ya programado, esto gracias a un plan conjunto que incluyó el uso de combustibles sustitutos, la disminución del consumo en las refinerías e importaciones en la costa caribe.

Sin embargo, la demanda no regulada, tuvo que enfrentar incrementos en sus costos de producción por mayores valores de los energéticos sustitutos, cortes y paradas de producción y afectaciones en su productividad y competitividad.

### 3. ENERGÍA ELÉCTRICA

#### 3.1. HIDROLOGÍA DEL SIN

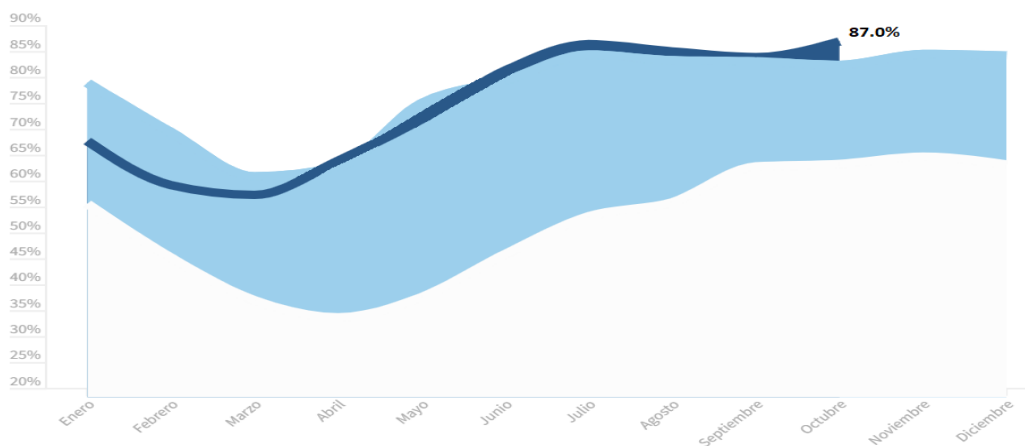
Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo anterior, la Ilustración 1 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en los últimos doce meses.

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


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de octubre los aportes hídricos continuaron por encima de la media histórica; no obstante, en este mes hubo un aumento de 10,2 p.p.<sup>2</sup> con respecto al mes de septiembre de 2022. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor promedio de 203,64 GWh-día, reflejando un nivel de 125,9% como porcentaje de la media histórica.

El período de verano en Colombia inicia en el mes de diciembre, finaliza normalmente en el mes de abril, y a partir de los meses de mayo y junio se tiene la expectativa de recuperación del nivel de los embalses. El volumen útil 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 histórico<sup>3</sup>. En la Ilustración 1 se observa el nivel del embalse en el mes de octubre de 2022, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

**Ilustración 1.** Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2022


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

<sup>2</sup> Puntos porcentuales.

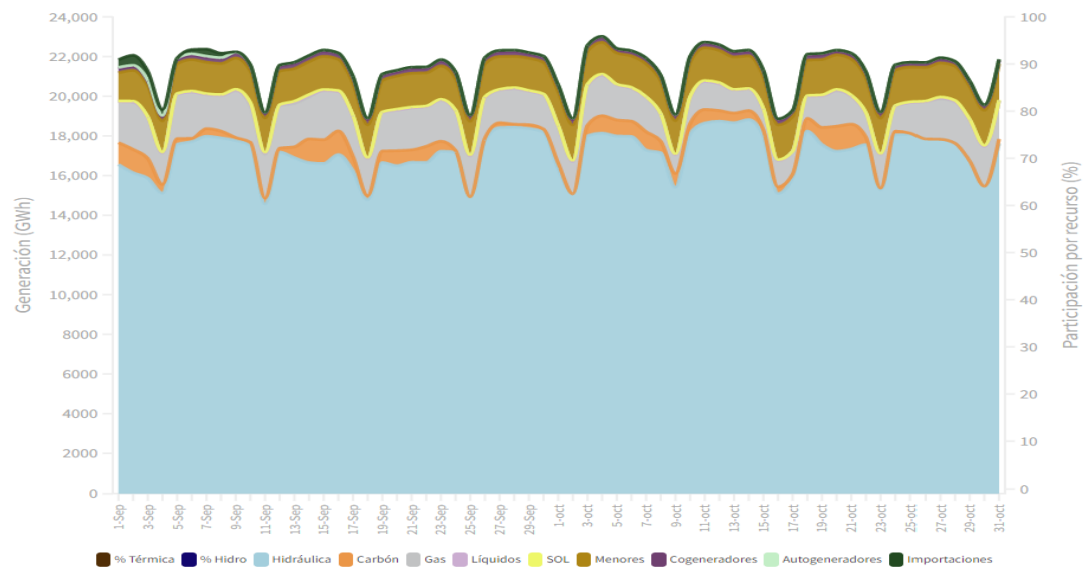
<sup>3</sup> Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1991 hasta 2021.

Para el mes de octubre de 2022 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 87,0%, presentando un aumento de 3 p.p. con respecto al mes de septiembre donde el nivel se había situado en 84,0% finalizando el mes.

### 3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de octubre de 2022 la generación de electricidad presentó un crecimiento en su valor con respecto al mes de septiembre del mismo año. En la Ilustración 2 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 2.** 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 octubre de 2022 alcanzó un valor de 214,0 GWh-día, presentando un crecimiento de 0,01% con respecto al mes de septiembre de 2022, aumentando un 0,2% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 81,1%, mientras que el aporte térmico se redujo en 2,4 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 9,4% para el mes de octubre de 2022<sup>4</sup>. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural continúa a la baja, y disminuyó 22,5% en el último mes, respecto al mes anterior, llegando a 15,7 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón, presentó un decrecimiento como se venía dando en la mayoría de meses de este año, tuvo un decrecimiento de 10,2%, alcanzando un valor de 4,5 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía que para el mes de octubre de 2022 tuvieron un decrecimiento de 98,4%, alcanzando 12,8 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

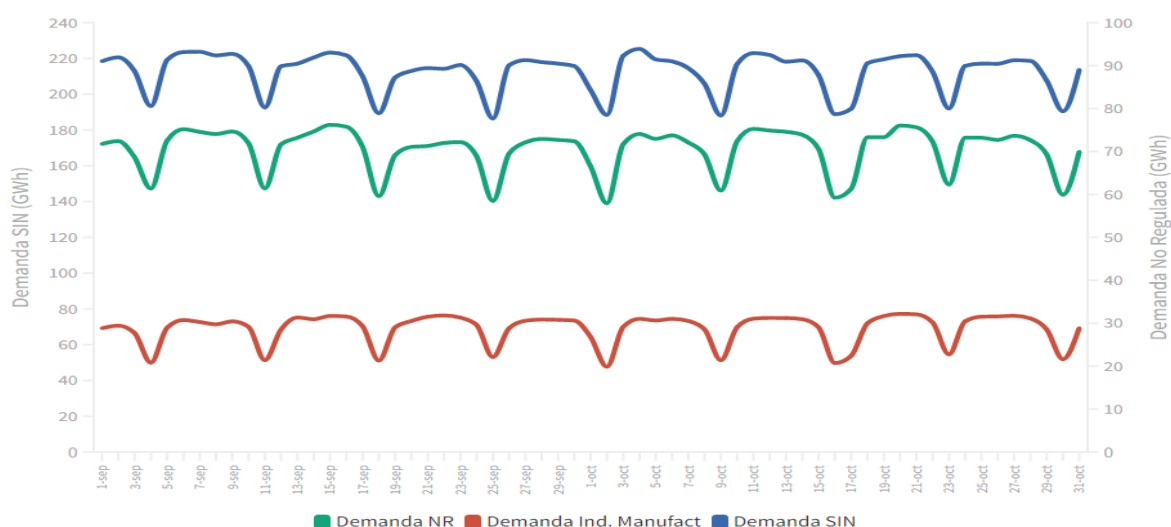
<sup>4</sup> La participación hidráulica y térmica señalada no incluye a las plantas menores.

año 2022 entre un valor mínimo mensual de 0,4 MWh-día (febrero) y un máximo de 2.024,5 MWh-día en el mes de marzo de 2022.

### 3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de octubre de 2022 la demanda eléctrica disminuyó en 1% con respecto al valor del mes de septiembre del mismo año. La Ilustración 3 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 3.** 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 octubre de 2022 fue de 211,5GWh-día, creciendo un 1,0% de manera interanual. La demanda No Regulada disminuyó en 0,7% de manera mensual y aumento 4,0% de carácter interanual, llegando a 70,3 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras se redujo 1,1% con respecto al mes de septiembre, y 3,2% con respecto al mismo mes del año interior, ubicándose en 28,7 GWh-día.

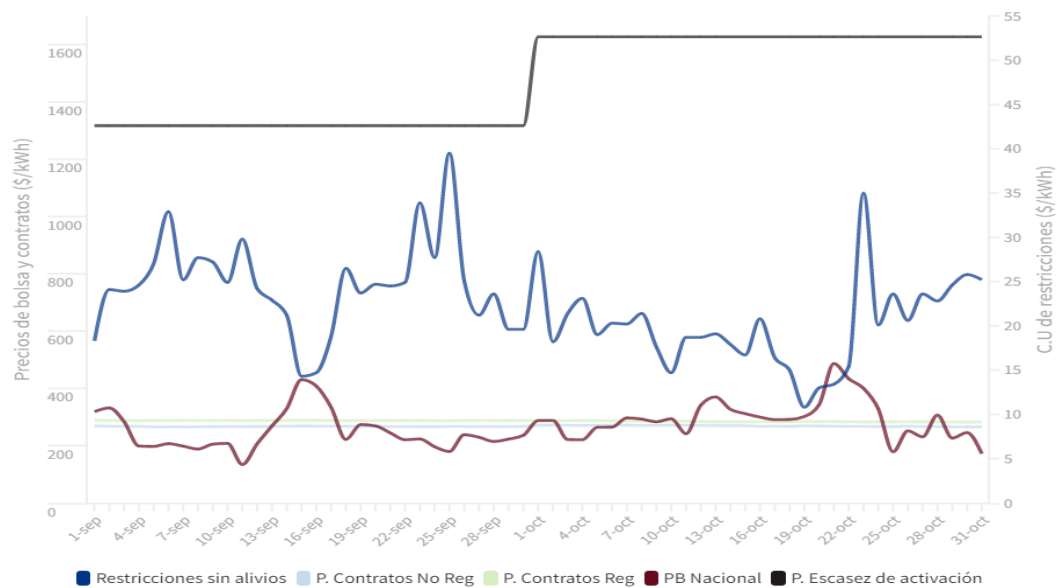
La demanda del mes de octubre se ubicó 1,9% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME<sup>5</sup> para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 4,1% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 0,3% por encima de lo estimado por el planeador.

<sup>5</sup> La UPME publicó en el mes de julio de 2022 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 - 2036', las proyecciones del valor esperado se proponen bajo el escenario medio para la demanda energética acompañado de dos intervalos de confianza del 68% y 95%.

### 3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

Tras los contextos mencionados anteriormente con la hidrología, la generación de electricidad y la demanda de electricidad, las transacciones del mercado mayorista se han visto impactadas en el mes de octubre con gran volatilidad especialmente para las restricciones sin alivios. La Ilustración 4 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el mes de octubre de 2022, junto a su evolución a partir del mes de septiembre 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 4.** Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre (\$/kWh)



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

En el mes de octubre de 2022 el PB se mantuvo cercano a los niveles del mes de septiembre, y por dos períodos de tiempo superó los precios de los contratos, tanto del mercado regulado, como del no regulado. En el último mes el PB tuvo incrementos mensuales e interanuales de 18,7% y de 182,6%, respectivamente, alcanzando un valor de 293,1 \$/kWh, siendo el promedio mensual más alto desde el mes de febrero de 2022. El valor máximo del PB se situó en 486,6 \$/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual se ubicó en 1.627,3 \$/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 de 20,1 \$/kWh, cayendo 18,3% de manera mensual de 38,9% de carácter interanual. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 284,3 \$/kWh evidenciando un decrecimiento de 1,1% con

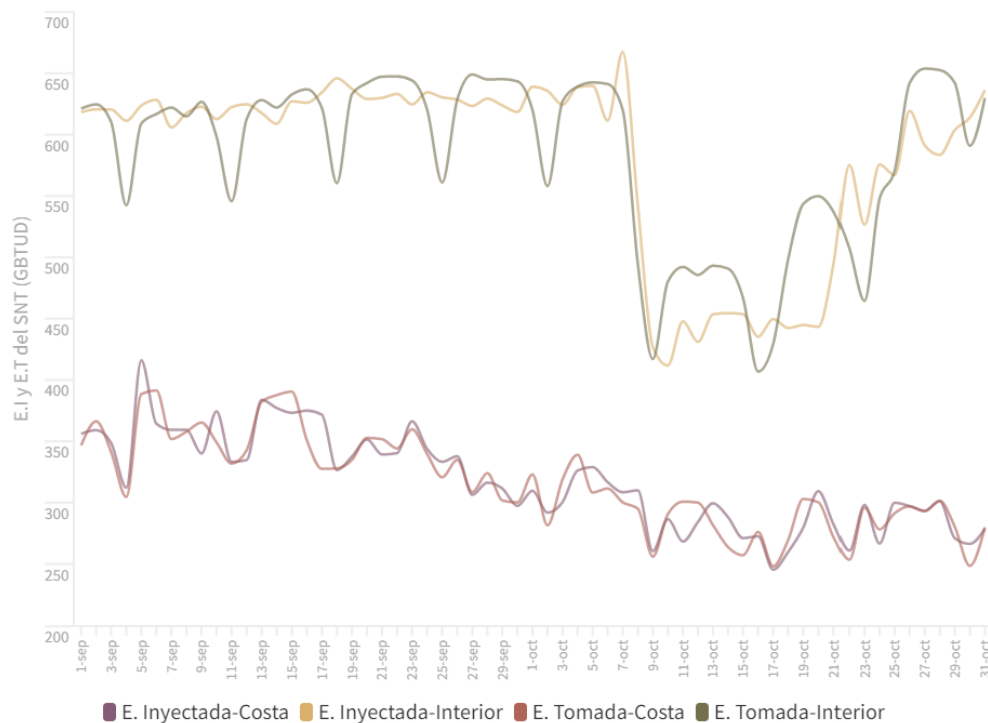


respecto al mes anterior, contrario al comportamiento que tuvieron los precios de los contratos del mercado No Regulado, donde el incremento fue de 0,8%, llegando a 268,9 \$/kWh<sup>6</sup>.

## 4. GAS NATURAL

Para el mes de octubre de 2022 se observa una baja en la inyección del hidrocarburo en el mercado del interior, esto debido al mantenimiento programado del yacimiento de Cusiana. Las nominaciones de gas natural aumentaron tanto mensual (14,1%) como interanual (18,1%), ubicándose en 986,5 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración 5 se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de septiembre y octubre 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 5.** Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)



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

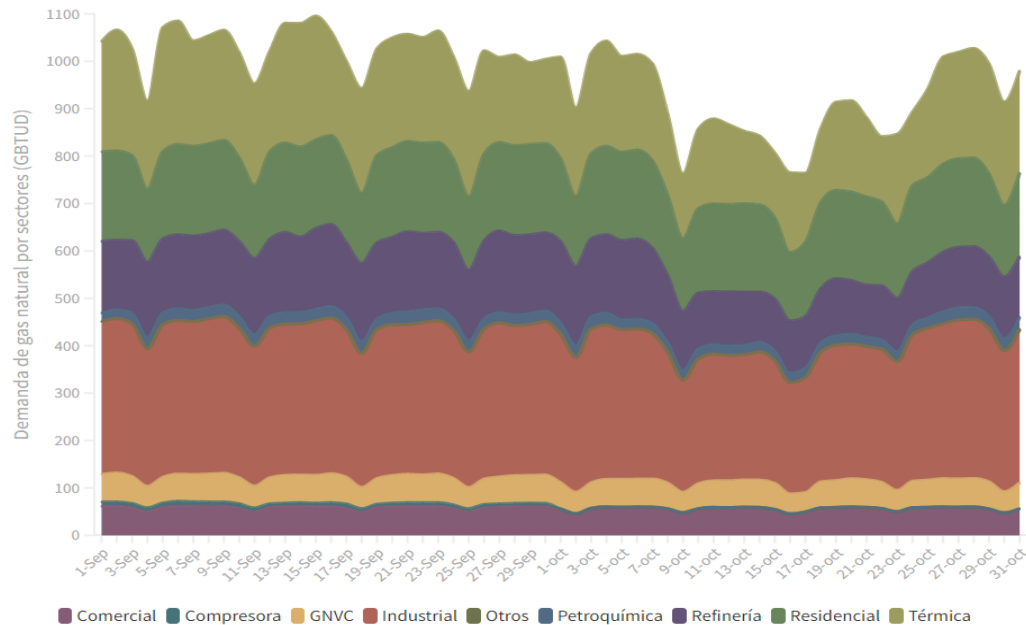
La energía inyectada promedio en el mes de octubre fue de 826,2 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 10,3%; de la misma manera, la energía tomada del SNT disminuyó en 7,7% llegando a un valor de 837,1 GBTUD<sup>7</sup>, acorde con el mantenimiento y eventos ya comentados. Para

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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.

el mes de octubre de 2022 el 99,6% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 0,4%. En consecuencia, en la Ilustración 6 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

**Ilustración 6.** 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<sup>8</sup> en octubre de 2022 fue de 913,1 GBTUD, presentando una reducción interanual de 6,4% y de 11,2% con respecto al mes de septiembre, dadas las limitaciones de oferta por los eventos presentados. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 658,4 GBTUD lo que representó una disminución mensual de 4,8% y un aumento de 0,9% con respecto al mismo mes en el 2021. Finalmente, la demanda industrial registrada decreció 8,0% comparado con el mes de septiembre y decreció en 6,6% de manera interanual, la demanda industrial de gas en octubre fue de 313,0 GBTUD, igualmente por el mismo efecto. En cuanto a los sectores específicos, quienes presentaron incrementos en su consumo fueron el sector de refinería (18,9%), el sector comercial (20,7%), y el sector residencial (0,4%); por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo mes en 2021, el sector industrial sin incluir la petroquímica (7,4%), el térmico (26,4%), y el de GNVC (6,8%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados<sup>9</sup> decreció 53,5% de manera interanual, y se ubicó en 286,5 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 48,8% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME<sup>10</sup> 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

<sup>8</sup> 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.

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

<sup>10</sup> 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%.

inferior), que evidenciaron valores de 50,0% y 47,6% por debajo de los valores estimados por el planeador.

En la Ilustración 7 se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de octubre de 2022 y su variación con respecto al mes de septiembre. 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.

**Ilustración 7.** Precios de combustibles en el mes de septiembre de 2022.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES -OCTUBRE DE 2022							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Octubre de 2022	6,4	6,8	37,3	31,0	50,0	91,8	85,4
vs último mes	0,6%	-13,4%	-21,6%	-33,2%	-15,2%	1,3%	1,7%

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*.

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>

Correjón. (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.

GNL Global. (2021). *Resumen de noticias GNL Global – Edición junio de 2021*.

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

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

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

XM. (2021). *Portal BI*. Medellín.

## ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

