

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.13

ABRIL DE 2021

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 propuestas que lleven a un mercado eficiente que permita contar con precios de energía competitivos, pues 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 abril de 2021, el cual se caracteriza por una serie de aspectos, principalmente relacionados con el desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), la expansión del sistema energético a nivel local y mundial, y las expectativas sobre el sector minero.

Este informe considera la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, los principales cambios regulatorios que impactan a los Usuarios No Regulados (UNR), y los indicadores de oferta, demanda y precios de la energía. 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 propuesta de PERGT¹ que es indicativa en expansión en generación y obligatoria en transmisión fue puesta en consulta. La UPME publicó una versión preliminar del Plan de Expansión de Referencia para el período 2020 – 2034. Entre sus considerandos la entidad de planeación tiene 10 escenarios, dependientes de la entrada en operación del proyecto Ituango, del Fenómeno de El Niño, el desarrollo de las energías renovables, impuestos verdes, entre otros. A partir de dichos escenarios, se planteó la expansión que se observa en la Ilustración 1.

Asoenergía considera que el PERGT no cumple ni con el criterio de confiabilidad ni con el de seguridad energética, y si bien apoya las FNCR, cree firmemente que la expansión debe ser balanceada dentro de un portafolio que maximice no solo la sostenibilidad sino la sustentabilidad para la demanda.

¹ PERGT: Plan de expansión de Generación y transmisión.

Ilustración 1. Escenarios de expansión – UPME

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Escenario 0.1 (Sin Expansión Adicional)	Escenario 1	Escenario 3 (Atraso Ituango)	Escenario 5 (Fenómeno El Niño)	Escenario 7 (Impuesto CO2)	Escenario 9 (Caudal Ambiental)
Hidráulica	11,122	1,200	0	380	380	262	380	541
Gas	3,726	762	0	0	0	0	0	0
Carbón	1,623	0	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0	0
Menores	911	42	0	455	438	455	455	455
Biomasa	22	0	0	35	35	35	35	35
Cogeneración	117	0	0	120	120	120	120	120
Eólica	18	2,042	0	2,526	2,526	2,536	2,526	2,536
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	50
Solar GE	18	713	0	2,492	2,170	2,680	2,492	3,355
Solar D	15	594	0	0	0	0	0	0
Total	17,660	5,391	0	6,008	5,668	6,088	6,008	7,092
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Escenario 0.2 (Sin Expansión Adicional)	Escenario 2	Escenario 4 (Atraso Ituango)	Escenario 6 (Fenómeno El Niño)	Escenario 8 (Impuesto CO2)	Escenario 10 (Caudal Ambiental)
Hidráulica	11,122	2,400	0	0	0	163	0	425
Gas	3,726	762	0	0	0	0	0	0
Carbón	1,623	0	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0	0
Menores	911	42	0	185	224	455	203	455
Biomasa	22	0	0	25	25	35	25	35
Cogeneración	117	0	0	60	60	120	60	120
Eólica	18	2,042	0	1,658	1,658	2,526	1,662	2,526
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar GE	18	713	0	700	900	1,849	700	2,492
Solar D	15	594	0	0	0	0	0	0
Total	17,660	6,591	0	2,628	2,867	5,148	2,650	6,053

Fuente: UPME

Como lo ha comentado **Asoenergía** a la Unidad, el Plan está limitando la generación posible a los proyectos registrados, con lo cual la expansión adicional a gas es mínima, el Plan elimina la generación a carbón, y genera una desviación a favor de las eólicas y solares, tanto que la mitad de los escenarios resultantes son prácticamente iguales y recargados hacia las FNCER, sin respaldo hidráulico o térmico. En este escenario que asume la mitad de la capacidad de Hidroituango, este efecto puede causar una sensación de proyecciones artificialmente bajas de precios marginales, un cumplimiento exagerado en el límite de emisión de gases efecto invernadero, y una expansión sin un cumplimiento de la ENFICC suficiente para asegurar la confiabilidad. Este último efecto se evidencia en un desbalance desde el año 2028, cuando el escenario de planeamiento con seguridad energética debería estar cubierto hasta el año 2034. Esto es evidente cuando se observan los escenarios con Hidroituango pleno, donde la necesidad de expansión de FNCER se reduce básicamente a un tercio de los escenarios anteriores, solo incrementándose en Niño con proyectos además únicamente de FNCER.

La falta de expansión térmica contrasta y no guarda sentido con otros hechos paralelos, como la definición del gas como "energético de transición", e incluso la intención de ampliar el acceso al mercado internacional del mismo. Igualmente se desestima la ampliación de plantas a carbón que pudieran implementar mejores prácticas operacionales para reducir su impacto ambiental. Finalmente, el Plan de Transmisión presentado vislumbra algunos avances o continuación de proyectos estratégicos ya asignados, pero su análisis de largo plazo no realiza una evaluación o estimación de la eliminación de las restricciones, factor que impacta negativamente a los Usuarios No Regulados. El resultado es un plan que fácilmente llevará a la sobre instalación general para

cumplir con la seguridad energética en generación, y a un mayor costo de inversión y total del sistema; sin solución final a las restricciones.

En otro tema relacionado, en el mes de abril el Grupo Renovatio adjudicó un acuerdo de compraventa producto de la Primera Subasta Privada de Energía Renovables, la cual había sido lanzada por la comercializadora en el mes de noviembre de 2020. El acuerdo incluye la entrega de cerca de 23 GWh-año durante un período de doce años, el cual iniciaría en el segundo trimestre de 2022. El contrato se celebró en pesos colombianos con la empresa MPC Energy Solutions, quien entregará energía a través del Parque Solar Los Girasoles, el cual tiene una capacidad de 9.5 MW. De acuerdo con el Gerente General de Renovatio, la subasta aún se encuentra abierta.

Otro proceso que se llevó a cabo en el mes de abril fue la subasta de futuros de energía convocada por Derivex. El proceso de participación fue anónimo y sin restricción para las fuentes de oferta. Si bien la subasta no logró adjudicación, hubo intención de compra de 32 contratos por 138.4 GWh y de 10 contratos de venta por 43.2 GWh. Los precios de compra para los próximos tres años fueron de 233, 220 y 229 \$/kWh, respectivamente, mientras que los precios de venta fueron de 257, 235 y 232 \$/kWh. La compañía anunció que para el próximo 26 de mayo habría una nueva subasta, en la que se introducirían algunos cambios en el diseño para hacerla más atractiva para nuevos agentes y lograr la celebración de contratos.

Una novedad importante en el último mes fue la inauguración de un sistema de baterías de almacenamiento a gran escala a cargo de Enel – Emgesa. La empresa generadora y comercializadora inicio operaciones en el primer sistema de baterías de este tipo en el país, situado en la Central Termozipa. Con esta incorporación, la planta térmica incrementa su capacidad de generación al almacenar 7.0 MW de potencia y 3.9 MWh de energía. La inversión en el proyecto fue de cerca de USD 6.8 millones para una vida útil de quince años.

Otro suceso del último mes fue la publicación del Decreto 421 de 2021 por parte del Ministerio de Minas y Energía, el cual reglamenta las transferencias que deberán pagar los proyectos renovables no convencionales a municipios de las áreas de influencia, con el objetivo de fortalecer la inversión en infraestructura, servicios públicos, saneamiento básico y agua potable. De acuerdo con el decreto, las plantas de generación con una potencia nominal instalada total que supere los 10 MW tendrían que transferir el equivalente al 1% de las ventas brutas de energía; además, el decreto expresa que en el momento en que las FNCER representen el 20% capacidad instalada de generación total del país, la tarifa incrementará al 2%. Finalmente, el decreto expresa que el 40% de los recursos serán para los municipios ubicados en el área de influencia del proyecto de generación, mientras que el 60% restante se entregará en partes iguales a comunidades étnicas, a partir de una reglamentación que será expedida posteriormente.

Finalmente, en el mes de abril el productor Canacol Energy anunció los primeros resultados de una evaluación prospectiva independiente para evaluar el desarrollo de exploración y producción de Yacimientos no Convencionales (YNC) en el país, en los bloques VMM 2 y VMM 3, ubicados en la cuenca del Magdalena Medio, una de las principales zonas identificadas para desarrollar pilotos de fracking en Colombia. De acuerdo con la entidad, la evaluación reafirma la materialidad y el potencial significativo de los bloques de petróleo de esquisto no convencionales de Canacol, quien aseguró que mantiene contacto para asegurar socios como ConocoPhillips Colombia, ExxonMobil y Shell, para emprender la eliminación de riesgos del potencial de recursos de petróleo de esquisto de los tres bloques.

En cuanto al mercado de LNG, la demanda mundial se vio impulsada por el incremento en el consumo europeo de gas natural, el cual de acuerdo con la agencia LNG Global, se disparó en 45% en abril 2021. El incremento en el consumo de gas natural se debe a las bajas temperaturas, las más frías registradas en los últimos 35 años, que impulsaron el consumo de gas natural residencial y comercial. En cuanto al mercado americano, las exportaciones semanales se mantuvieron estables durante prácticamente todo el mes de abril, de acuerdo con la Energy Administration Information (EIA), y promediaron unas 21 embarcaciones semanales, representando un aumento de al menos dos cargamentos con respecto al promedio semanal registrado durante marzo 2021. El precio del LNG Japón – Corea en el mes de abril de 2021 fue de 7.8 USD/MBTU, representando una caída de 21.1% con respecto al tercer mes de 2021².

Por el lado del carbón, en el mes de marzo de 2021 las exportaciones del país tuvieron una fuerte caída interanual de 43.4% alcanzando un total de 3.4 Mton³. El precio del carbón cerró el mes de marzo en 60.4 USD/Ton, teniendo una disminución de cerca de 2.6% con respecto al precio de cierre en marzo de 2021⁴. La expectativa de la Asociación Colombiana de Minería (ACM) es una recuperación en la medida en que se normalice la producción de carbón, se impulse la reactivación de proyectos de infraestructura y construcción, el aumento en la demanda internacional de bienes de lujo y el impulso a nuevos proyectos auríferos en diferentes zonas del país. El PIB minero se redujo 26.0% en el año 2020, y se espera que la recuperación para el 2021 sea de 15.0%, gracias a una producción que se espera alcance las 60.0 Mton⁵.

En función de los contextos mencionados, a continuación, se presentan los principales indicadores energéticos del mes de marzo de 2021 correspondientes a los mercados de electricidad y gas; además, en el Anexo I se encuentran los avances regulatorios destacados a lo largo del mes y que son de especial interés para la demanda No Regulada.

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evolución que han tenido los principales indicadores del mercado eléctrico en el mes de abril de 2021 tras los eventos de interés mencionados anteriormente.

3.1. HIDROLOGÍA DEL SIN

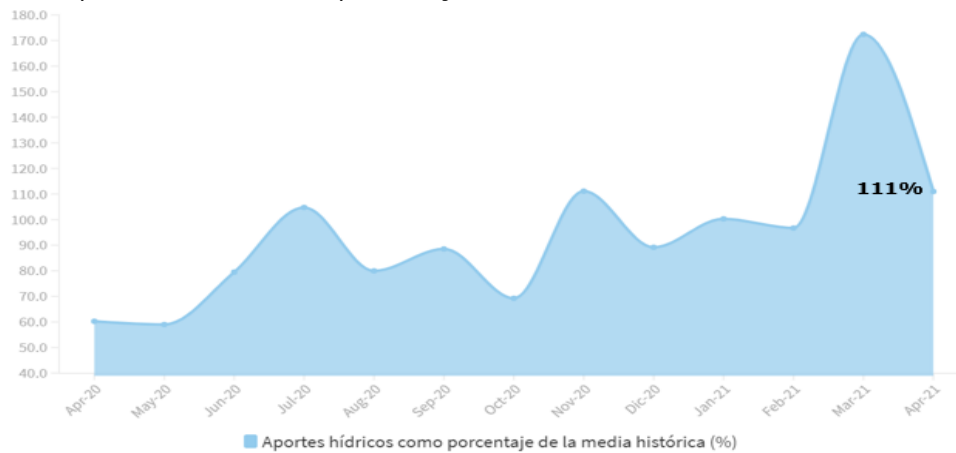
Colombia cuenta hasta ahora con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hídrico. En función de lo anterior, la Ilustración 2 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en el año 2020 y los primeros meses del año 2021.

² Fuente: BMC – Portal BI Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia.

³ DANE Exportaciones – Marzo 2021.

⁴ Precio FOB Puerto Bolívar publicado por Cerrejón. Este valor no incluye costo de transporte desde Puerto Bolívar hacia los destinos de venta. Este costo de transporte puede llegar a representar entre 8 y 13 dólares adicionales.

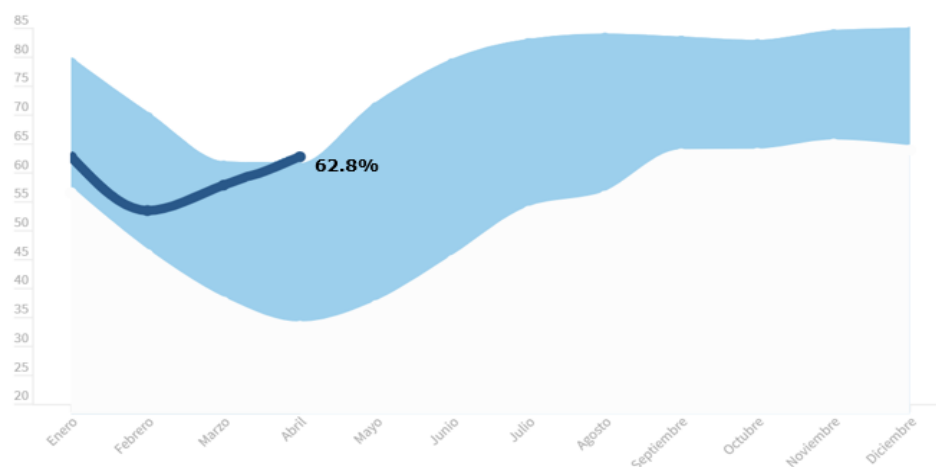
⁵ Minería en Colombia espera crecer 15 % en 2021

Ilustración 2. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica con corte a abril del año 2021


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de abril los aportes hídricos se mantuvieron por encima de la media histórica, siguiendo la tendencia del mes de marzo. El nivel de los aportes hídricos alcanzó un valor de 186.3 GWh-día en el último mes, reflejando un nivel de 111.0% 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 que en noviembre alcanzó un valor pico de 76.5% había disminuido desde entonces; sin embargo, dadas las favorables condiciones hídricas en el mes de marzo volvió a incrementar, efecto que contrasta con el comportamiento que tiende a presentar y que se refleja en sus niveles históricos. En la Ilustración 3 se observa el nivel del embalse en lo corrido del año 2021, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico⁶ de este indicador.

Ilustración 3. Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2021


Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

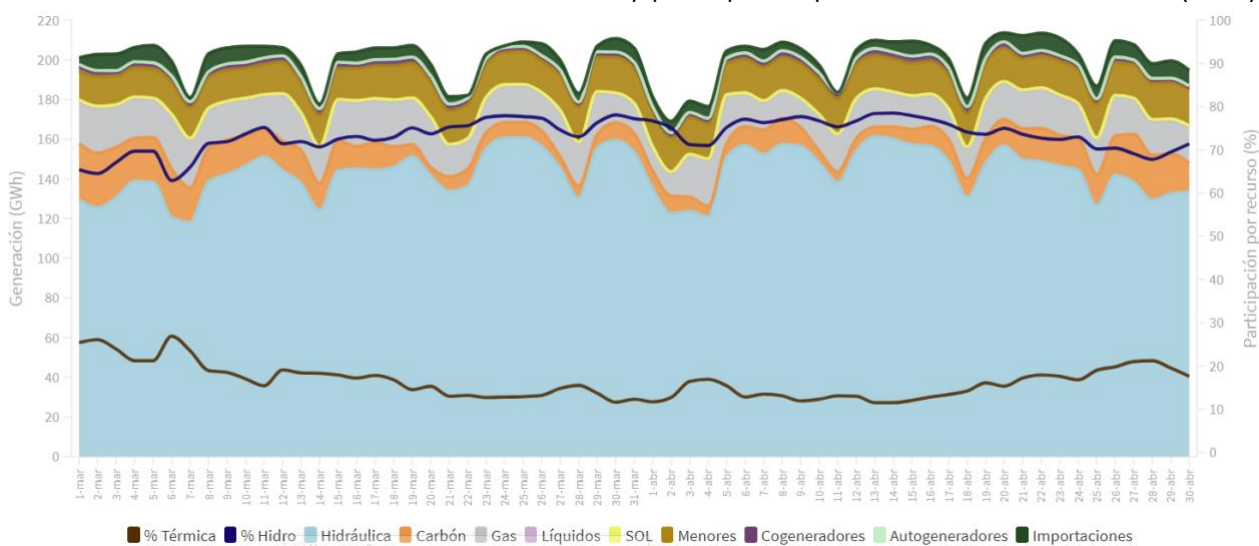
⁶ Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1998 hasta 2020.

Durante el mes de abril el nivel del embalse agregado continuó con tendencia al alza y se ubicó incluso por encima de lo que había sido su comportamiento histórico hasta el año 2020. El volumen útil cerró el mes de abril en 62.8%, incrementándose 4.9% con respecto al mes de marzo, y regresando al nivel de comienzos de año. La tendencia del nivel del embalse es de enorme crecimiento, pues pasados los diez primeros días del mes de mayo el nivel ya alcanza incluso el 72.4%. Se espera que la bonanza del recurso hídrico se pueda ver reflejada en una gestión óptima del recurso por parte de los agentes.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En el mes de abril la demanda y la generación de electricidad se mantuvieron en niveles similares a los del tercer mes del año, debido a que el país aún no se recupera tras algunas restricciones ocasionadas por la pandemia del COVID-19 y la tercera ola que hace presencia en el país, afectando la recuperación de la actividad industrial y comercial. En la Ilustración 4 se presenta el comportamiento de la generación de electricidad del SIN por tecnología y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total durante los meses de marzo y abril de 2021.

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



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

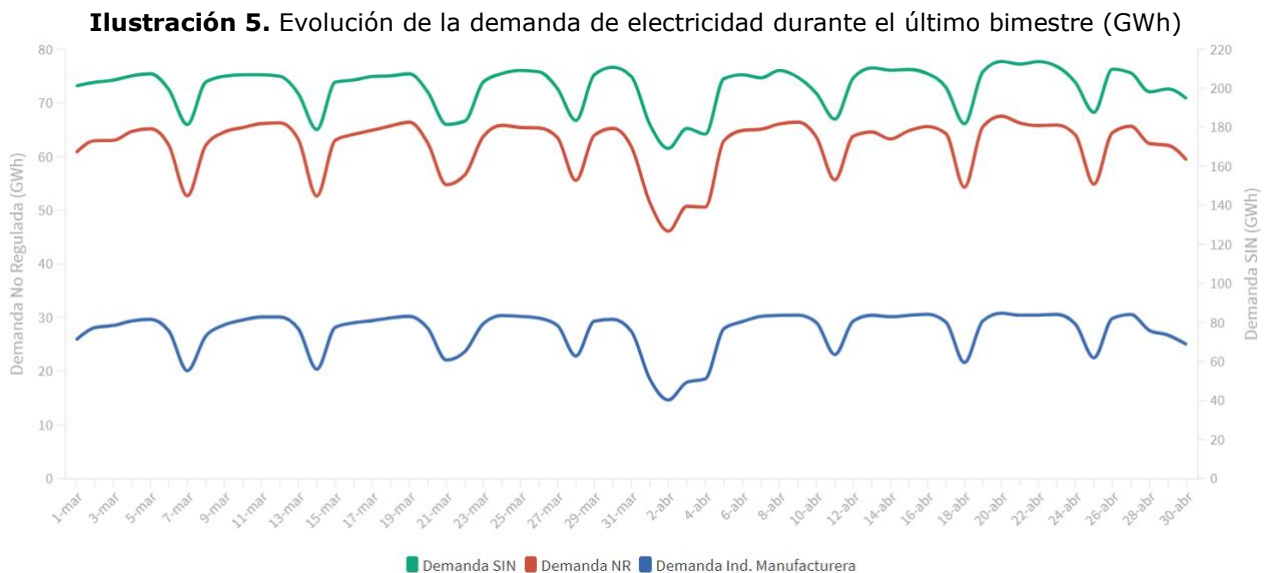
En el mes de abril del año 2021 la generación de electricidad se mantuvo casi constante con respecto al mes de marzo, como bien lo ilustra la anterior imagen. La participación hidráulica en el último mes se situó en 74.2%, incrementándose 1.6% con respecto al tercer mes del año, mientras que el aporte térmico fue de 15.3%, reduciendo su aporte en 2.1%. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, tanto el aporte del gas natural como el del carbón tuvieron una caída en el mes de abril; el aporte del carbón se redujo 13.0% con respecto al mes de marzo, alcanzando un aporte total de 11.8 GWh-día, mientras que el aporte del gas natural se situó en 17.7 GWh-día, habiendo reducido su aporte en 12.8%.

La generación de electricidad promedio en el mes de abril del año 2021 fue de 194.2 GWh-día, presentando un destacado incremento interanual de 16.6%, pero una caída de 0.7% con respecto

al mes de marzo. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), en el mes de abril la energía eléctrica proveniente de Ecuador se situó en 5.8 GWh-día, mientras que las exportaciones mantuvieron un nivel bajo con un promedio de 1.4 MWh-día.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el último mes la demanda eléctrica se mantuvo en el mismo nivel del mes anterior, pero, como era de esperarse, se evidenció un destacado incremento con respecto al mes de abril de 2020, en el cual la reducción en el consumo energético fue más fuerte con motivo de la cuarentena adoptada en su momento por el Gobierno Nacional. La Ilustración 5 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad en el último bimestre, la gráfica presenta la demanda del SIN en el eje derecho, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje izquierdo.



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

La demanda del SIN en el mes de abril fue de 200.1 GWh-día, incrementándose 15.4% con respecto al mismo mes en el 2020 y reduciendo levemente su valor en 0.5% con respecto al tercer mes del año. La demanda No Regulada aumentó 34.5% de carácter interanual llegando a 61.6 GWh-día y se redujo 1.6% con respecto al mes de marzo. Por su lado, la demanda correspondiente a las industrias manufactureras evidenció un destacado incremento de 60.5% interanual y se redujo 2.1% con respecto al mes de marzo, alcanzando un consumo de 27.1 GWh-día.

La demanda del mes de abril se ubicó por primera vez por encima de las proyecciones realizadas por la UPME en junio del año 2020. En el último mes la demanda del SIN se situó 4.9% por encima de lo proyectado en el escenario base de la UPME⁷ para dicho mes.

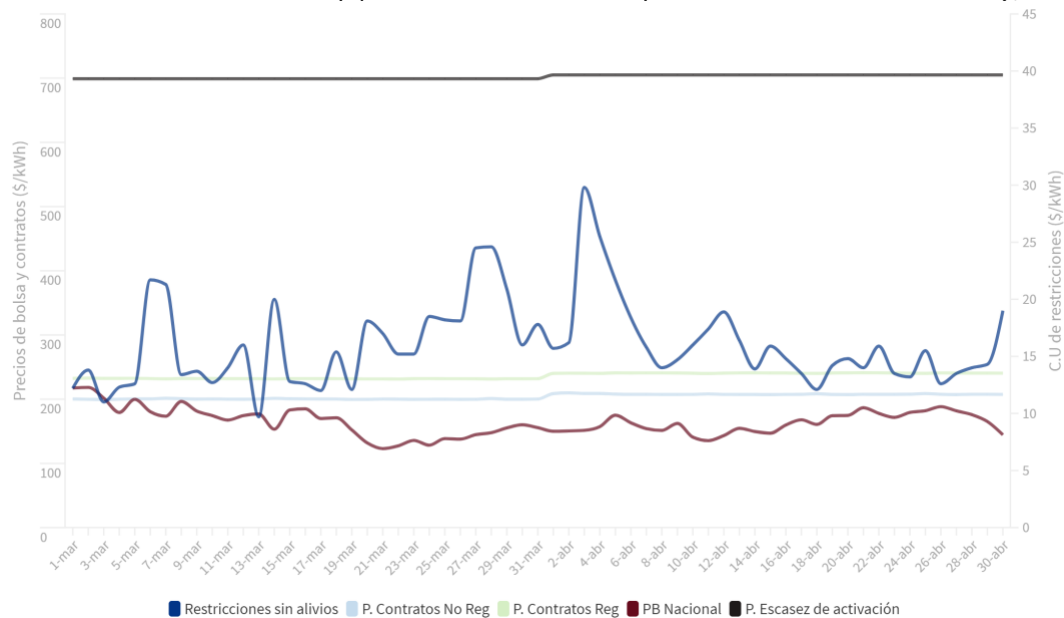
⁷ La UPME publicó en el mes de junio el documento 'Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. Estos escenarios fueron expuestos en el Informe Sectorial No. 3 de junio de 2020. La demanda eléctrica de abril además se encuentra 3.2% por encima del escenario de proyección optimista, 6.3% por encima del escenario pesimista y 0.5% por encima del escenario resultante propuesto por la UPME. Esto para el caso en que se presentan avances en la conexión de Grandes Consumidores Especiales y el desarrollo de Vehículos Eléctricos.

El comportamiento de la demanda en el mes de mayo es incierto debido a la situación social que atraviesa el país, la cual ha afectado el suministro de combustibles y la operación de algunas industrias y comercios en algunas regiones; sin embargo, puede esperarse que haya un incremento interanual, debido a que durante el mes de mayo de 2020 aún surtían efecto los impactos negativos en el consumo energético, con motivo de las medidas de mitigación contra la pandemia.

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 último mes. La Ilustración 6 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el cuarto mes del año 2021, junto a su evolución a partir del mes de marzo. 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)⁸



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

En el mes de abril de 2021 el PB presentó una caída de 2.0% con respecto al tercer mes del año y de 35.5% con respecto al mismo mes de 2020. Por su lado el componente de restricciones se mantuvo estable en 15.9 \$/kWh, incrementándose 98.7% de manera interanual y manteniendo el mismo nivel del mes de marzo. El promedio del PB en marzo de 2021 fue de 162.5 \$/kWh, y su valor máximo fue de 188.3 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 705.0 \$/kWh y el cual en caso de ser superado por el PB obligaría a hacer efectivas las OEF

⁸ Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

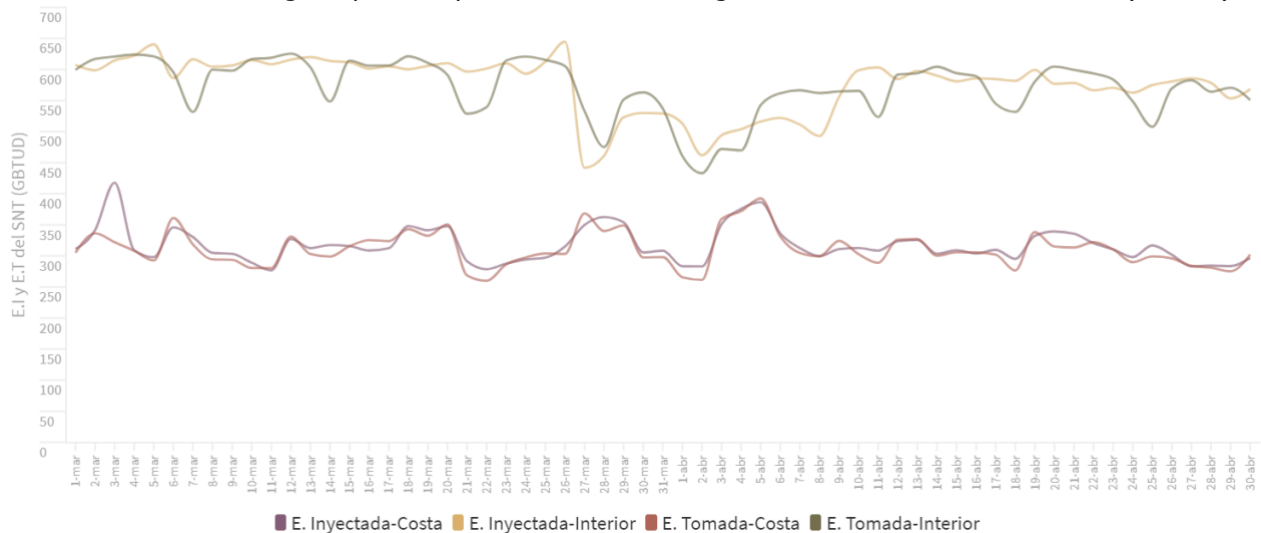
del Cargo por Confiabilidad por parte de los generadores. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 240.6 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado alcanzó un valor de 207.8 \$/kWh.

4. GAS NATURAL

En el mercado de gas natural los indicadores de oferta y demanda presentaron reducciones a lo largo del mes de abril. En el último mes las nominaciones de gas natural se incrementaron 46.5% de manera interanual, mientras que se redujeron 5.3% con respecto al mes de abril, ubicándose en 788.1 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

En la Ilustración 7 se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de marzo y abril del año 2021. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

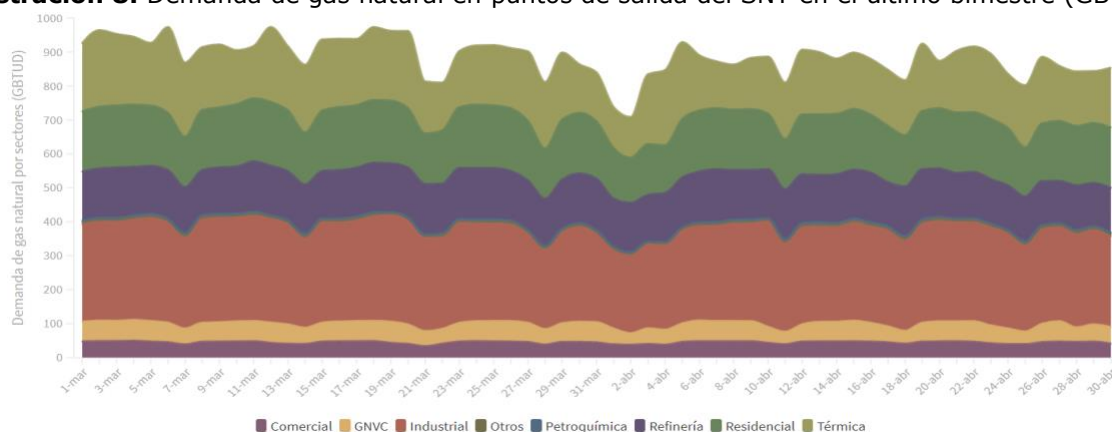
Ilustración 7. Energía inyectada y tomada del SNT de gas natural en el último bimestre (GBTUD)



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

La energía inyectada promedio en el mes de abril fue de 873.7 GBTUD, representando un incremento interanual de 19.8%, similar a la energía tomada del SNT que se incrementó en 19.2% llegando a un valor de 863.4 GBTUD⁹. En abril el 99.6% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 0.4% correspondió a gas natural importado. En consecuencia, en la Ilustración 8 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

⁹El 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 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 natural¹⁰ en abril del año 2021 fue de 860.3 GBTUD, presentando un incremento interanual de 17.7%, pero una caída de 5.6% con respecto al mes de marzo. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 615.3 GBTUD, incrementándose 17.9% con respecto al mismo mes en el 2020, y cayendo 6.3% con respecto al tercer mes del año. Finalmente, la demanda industrial tuvo una destacada recuperación y se incrementó 41.9% de manera interanual, pero tuvo una leve reducción de 4.1% comparado con el mes de marzo, el nivel alcanzado en abril fue de 280.6 GBTUD. En cuanto a los otros sectores, el que demostró una mayor recuperación fue el sector de GNVC, que tuvo un incremento de 117.1% de carácter interanual, seguido del sector industrial ya mencionado, el sector comercial que tuvo un incremento de 37.5%, el sector de refinerías que se incrementó 20.9%, y el sector residencial que tuvo un incremento de 10.5%. Por su lado, la demanda térmica de gas cayó 19.0%. Finalmente, la demanda de gas natural para los sectores agregados¹¹ en el mes de abril de 2021 se ubicó 5.9% por encima de lo proyectado en el escenario base de la UPME¹² para dicho mes.

En la Ilustración 9 se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de abril de 2021 y su variación con respecto al último mes. 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 Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en Europa.

Ilustración 9. Precios de combustibles en el mes de abril de 2021

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - ABRIL DE 2021							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Abril de 2021	4.5	2.7	7.8	7.1	7.1	65.3	61.6
vs último mes	3.4%	2.0%	21.1%	13.7%	15.3%	-1.1%	-1.6%

¹⁰ 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.

¹¹ Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial y GNVC.

¹² La UPME publicó en el mes de junio el documento 'Proyección Demanda Energéticas ante el COVID-19 2020-2026', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. Estos escenarios fueron expuestos en el Informe Sectorial No. 3 de junio de 2020. La demanda de gas natural para sectores agregados en abril además se encuentra 2.7% por encima del escenario de proyección optimista y 10.4% por encima del escenario pesimista.

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

5. REFERENCIAS

- Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI*. Bogotá D.C.
- Cerrejón. (2021). *Precio del carbón*. Guajira.
- DANE. (2021). *Boletín de Exportaciones - Marzo de 2021*. Bogotá D.C.
- GNL Global. (2021). *Resumen de noticias GNL Global – Edición marzo de 2021*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Reporte Semanal Mina de Datos para la reactivación sostenible de Colombia*. Bogotá D.C.
- Portafolio. (2021). *Canacol: en el radar para las tareas de 'fracking' en el país*. Bogotá D.C.
- UPME. (2020). *Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026*. Bogotá D.C.
- Valora Analitik. (2021). *Minería en Colombia espera crecer 15 % en 2021*. Medellín.
- XM. (2021). *Portal BI*. Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

