

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.3

JUNIO DE 2020

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, ya 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.

A continuación se presenta el informe correspondiente al mes de junio de 2020, el cual se caracteriza por cuatro (4) aspectos principales; en primer lugar, se observa una recuperación importante del nivel de los embalses tras los meses de abril y mayo donde los niveles se situaron en valores mínimos históricos que no se veían en el país desde el año 1998; en segundo lugar, persiste el debate alrededor del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento¹ (ESRD), pues la CREG ha propuesto cambiar de tres (3) a dos (2) los indicadores que activarían el mecanismo de embalsamiento; en tercer lugar, la Comisión propone flexibilizar la contratación de cantidades liberadas de gas para la demanda térmica con destino a los períodos Junio 2020 a Noviembre de 2020 y Diciembre de 2020 a Noviembre de 2021 y archivó la propuesta de asignaciones de los contratos con interrupciones²; finalmente, la UPME publicó las nuevas proyecciones de demanda energética considerando los efectos de la pandemia.

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

El Aislamiento Preventivo Obligatorio (APO) con motivo del COVID-19 continuó en el mes de junio, éste tenía como fecha de finalización las cero horas (00:00) del día 1 de julio de 2020³; sin embargo, el Gobierno Nacional decidió prorrogar el confinamiento en dos ocasiones, y actualmente tiene como fecha de finalización las cero horas (00:00) del día 1 de agosto de

¹ Resolución CREG 026 de 2014, "Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento en el Mercado de Energía Mayorista".

² Resolución CREG 116 de 2020 en consulta: por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general "por la cual se toman medidas para la asignación de las cantidades de gas natural de los contratos con interrupciones para la demanda térmica".

³ Decreto 749 de 2020, por el cual se imparten instrucciones en virtud de la emergencia sanitaria generada por la pandemia del Coronavirus COVID-19, y el mantenimiento del orden público.

2020⁴. A pesar de la extensión de estas medidas, las excepciones de circulación han permitido una recuperación paulatina de las actividades económicas y de la demanda energética.

Aún en el mes de junio de 2020, la posibilidad de que la CREG intervenga el mercado eléctrico aplicando el 'Mecanismo para sostenimiento de la confiabilidad' descrito en el ESRD continúa latente, por esta razón, el estado de algunos indicadores energéticos ha requerido de un estricto seguimiento por parte de todo el sector. Uno de los indicadores es el nivel del embalse agregado del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual se estuvo en mínimos históricos en los meses de abril y mayo, pero ha presentado una destacada recuperación a lo largo del mes, pasando de 35.16% en mayo a 47.45% finalizando junio. Actualmente el nivel se sitúa en 53.65%. En caso de que los embalses continúen en esta senda de recuperación, la sombra de un posible desabastecimiento en el verano 2020-2021 podría ser superada sin requerir de una intervención por parte del regulador.

Respecto al ESRD, la CREG ha puesto en consulta la Resolución 121 de 2020, en la cual se propone realizar un cambio en los indicadores que darían inicio al período de riesgo de desabastecimiento y harían efectivo el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad. Este cambio eliminaría el indicador de Análisis Energético (AE), el cual tiene como finalidad identificar si hay una posibilidad de racionamiento en un determinado período de análisis, además se eliminaría el indicador de Energía Disponible de Corto Plazo (ED), el cual señala si la demanda proyectada para determinado período podrá ser cubierta con la oferta de energía disponible en el corto plazo.

La propuesta de la Comisión es que permanezcan solo dos indicadores, uno de mercado y uno de situación energética. El indicador de mercado sería el Precio de Bolsa en Períodos de Punta (PBP), el cual refleja el comportamiento comercial y operativo del mercado ante la escasez del recurso hídrico, indicador que ya estaba estipulado en la Resolución CREG 026 de 2014 y permanece en esta modificación; por otro lado, el indicador de situación energética corresponde al Nivel del Embalse (NE), el cual compararía el nivel actual del embalse agregado con respecto a una senda de referencia diseñada por el CND y aprobada por la CREG. **Asoenergía** considera que el indicador AE debería permanecer y el esfuerzo debería centrarse en mejorar su metodología de análisis, pues con una señal más asertiva, puede confirmar o evitar que se active el mecanismo de embalsamiento. Igualmente ha solicitado que se de claridad de la metodología y responsable del desarrollo de la curva de embalsamiento propuesta.

Otra novedad del mercado en el último mes ha sido la propuesta de la CREG de flexibilizar las contrataciones de gas natural para el año actual y el período 2020-2021⁵. Esta propuesta parte de la disponibilidad de cantidades de gas natural para el período actual, producto de liberaciones efectuadas por dos conceptos; el primero, aquellas cantidades destinadas a consumo propio por Ecopetrol que se vieron reducidas con motivo del COVID-19; el segundo,

⁴ Decreto 990 de 2020, por el cual se imparten instrucciones en virtud de la emergencia sanitaria generada por la pandemia del Coronavirus COVID-19, y el mantenimiento del orden público.

⁵ Resolución CREG 115 de 2020, por la cual se toman medidas en relación con mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de CIDV de gas natural conforme a lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017; Resolución CREG 116 de 2020, por la cual se toman medidas para la asignación de cantidades de gas natural de los contratos con interrupciones para la demanda térmica

de la aplicación de cláusulas de fuerza mayor en los contratos de suministro, también como resultado del coronavirus. Algunas cantidades liberadas también son producto del proceso de renegociación de contratos de gas dispuesto en la Resolución CREG 042 de 2020; sin embargo, estas cantidades no son muy significativas.

Para **Asoenergía** la gestión del gas natural doméstico en el corto y mediano plazo requiere de especial cuidado, pues de acuerdo con las últimas declaraciones de reservas y potenciales de producción, después del año 2023 podría presentarse un déficit en la oferta, hecho que podría generar un riesgo en la atención de la demanda no térmica llevando a una aplicación de prioridades de consumo que podría afectarla. La flexibilización de las cantidades liberadas tiene como destino la demanda térmica, donde varios de sus agentes reciben remuneración por concepto del Cargo por Confiabilidad con base en declaraciones de combustibles líquidos y de gas importado, por lo tanto, deberían hacer uso de dichos energéticos y así no generar un estrés en la oferta de gas doméstico en el mediano plazo.

Finalmente, después de casi tres meses de debate alrededor del ESRD, en los últimos días de junio la UPME publicó la actualización de sus proyecciones de demanda energética teniendo en cuenta los efectos del COVID-19 y los impactos que se avizoran en la economía nacional. Las proyecciones consideran diferentes escenarios de análisis.

El escenario Pre-COVID refleja el contexto en el cual la pandemia no hubiese ocurrido, mientras que los escenarios de mayo consideran los consumos hasta lo transcurrido del segundo trimestre del año, junto a las predicciones macroeconómicas obtenidas hasta la fecha; el escenario Mayo COVID considera el escenario base calculado en mayo de 2020; el escenario Mayo Alto considera un escenario optimista en el cual la demanda se recuperaría con mayor velocidad, mientras que el escenario Mayo bajo refleja el escenario pesimista, donde la demanda tardaría más tiempo en retomar los niveles anteriores a la pandemia. La UPME construyó un escenario resultante para el análisis de energía eléctrica, en el cual ponderan todos los escenarios otorgando diferentes pesos de importancia a cada escenario en el período de análisis.

En las proyecciones de energía eléctrica, además de los escenarios proyectados, la UPME vislumbra tres posibilidades; la primera posibilidad considera la demanda del SIN; la segunda, contempla la demanda del SIN e incluye la demanda correspondiente a los Grandes Consumidores Especiales (GCE) que se conectarían y el incremento de los Vehículos Eléctricos (VE); la tercera posibilidad considera la demanda del SIN, los GCE, los VE y añade el desarrollo de la Generación Distribuida (GD) en el país. En la Ilustración 1 se observa el comportamiento de la tasa de crecimiento anual de la demanda para el caso que contempla a los GCE y los VE.

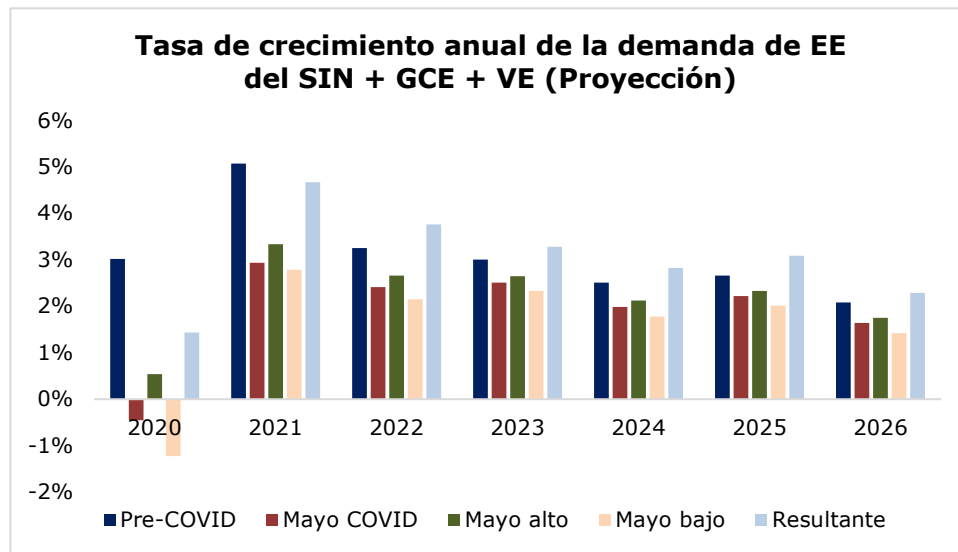


Ilustración 1. Tasa de crecimiento anual proyectada de la demanda de electricidad del SIN + GCE + VE
 Fuente: UPME - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Se observa una previsible reducción en el crecimiento de la demanda de electricidad en el 2020, incluso tomando valores negativos para los escenarios base y pesimista. La gráfica refleja que la tasa de crecimiento repuntaría del año 2021 en adelante con la recuperación paralela de las actividades económicas; sin embargo, no se alcanzarían aún los niveles de demanda previstos en caso de que no hubiese ocurrido la pandemia. El promedio de la tasa de crecimiento anual del escenario Pre-COVID para el período 2020-2026 es de 3.09%, tasa que se reduciría a 3.06% para el escenario Resultante, a 2.20% para el optimista, 1.89% para el base y a 1.61% para el escenario pesimista.

Se estima que el impacto del coronavirus en la demanda eléctrica para el año 2026 podría reflejar una caída de entre 5.9% a 9.7%; es decir, reducciones de 5.2 a 8.6 TWh-año en la demanda eléctrica para los escenarios de mayo; mientras que, si la economía se comporta según lo estimado en el escenario Resultante la reducción sería de 0.2 TWh-año. En el Anexo II se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica para los diferentes escenarios y posibilidades en cuestión.

Para el gas natural, las proyecciones de demanda de la UPME agregaron a los sectores residencial, comercial, industrial y transporte, sin incluir la demanda de las refinerías y las plantas térmicas a gas, debido a que éstas tienen comportamientos diferentes y metodologías

de análisis especiales por parte de la UPME. En la

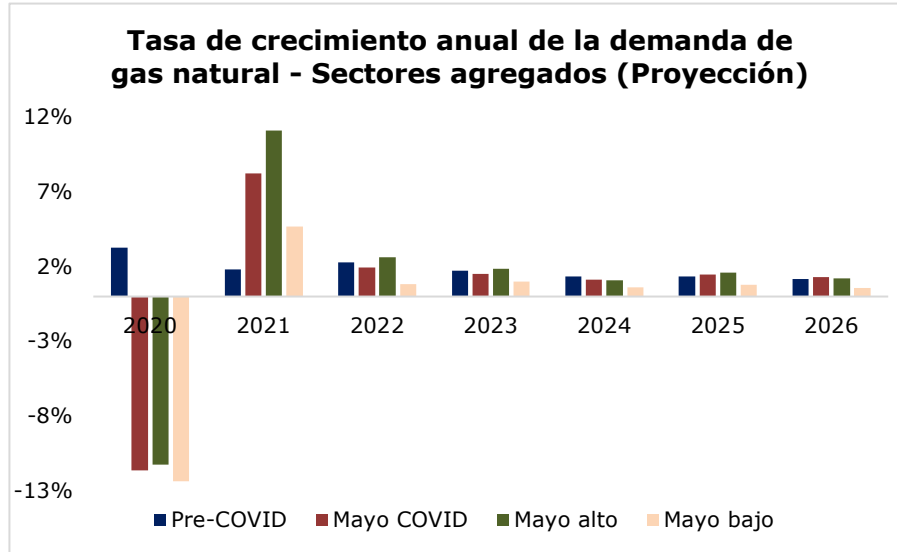


Ilustración 2 se observa el comportamiento de la tasa de crecimiento anual de la demanda de gas natural para los sectores agregados.

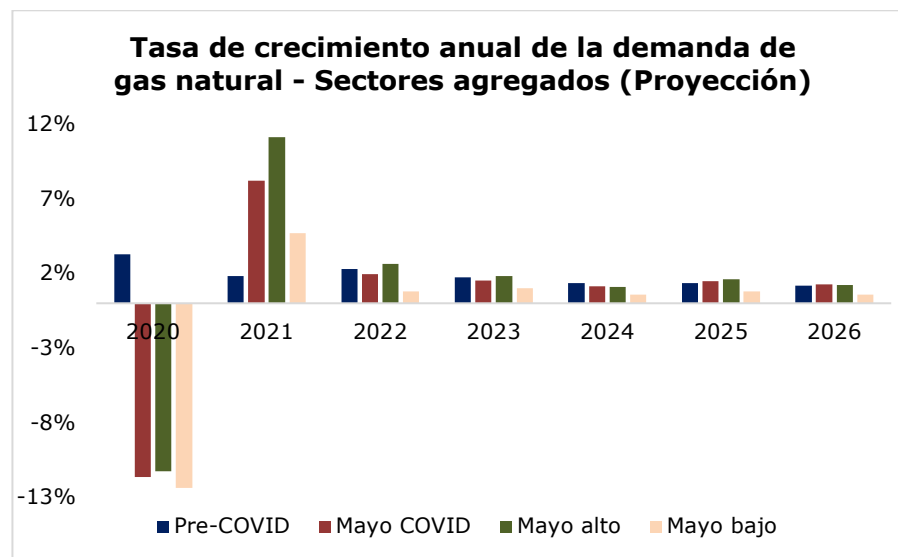


Ilustración 2. Tasa de crecimiento anual proyectada de la demanda de gas natural – Fuente: UPME - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Se observa una gran reducción en la tasa de crecimiento de la demanda de gas natural en el año 2020 con motivo del APO, esta tasa se incrementaría en gran medida en el 2021 y a partir del año 2022 se mantendría casi al mismo nivel para todos los escenarios, excepto para el escenario pesimista. El promedio de la tasa anual de crecimiento para el período 2020-2026 es de 1.85% para el escenario Pre-COVID, 1.18% para el escenario optimista, 0.57% para el escenario base y -0.55% para el escenario pesimista. En el Anexo II se presentan las proyecciones de demanda de gas natural para los diferentes escenarios.

De acuerdo con las proyecciones de la UPME, la recuperación de la demanda de gas natural tardaría más que la recuperación de la demanda de electricidad. La demanda eléctrica volvería a tener los niveles de consumo previos a la pandemia en 2021 para los casos en que se presentan avances en GCE, VE y GD, mientras que la recuperación se daría en el 2023 para el caso que considera únicamente la demanda del SIN. Por otro lado, la demanda de gas natural se recuperaría en el año 2024 para todos los escenarios exceptuando el escenario pesimista, el cual no refleja una recuperación en el período 2020-2026.

Los escenarios de otros energéticos no son ajenos a los impactos del coronavirus, la demanda de LNG a nivel mundial se enfrenta a su primera contracción estacional en ocho años y continúa en niveles bajos, sin embargo, se espera que aumente debido a las condiciones climáticas en el tercer trimestre del año en el continente asiático, sumado a la reducción de los bloqueos por el coronavirus⁶. Los precios internacionales del LNG tuvieron un promedio de 2.14 USD/MBTU en el mes de junio, incrementándose un 2.41% con respecto al mes de mayo, donde tuvo un promedio de 2.09 USD/MBTU.

En cuanto al carbón, la demanda mundial se encuentra con una gran incertidumbre debido a la pandemia del COVID-19 y Colombia no es la excepción, las exportaciones colombianas en los primeros cinco meses presentaron reducciones interanuales de 4% para el carbón térmico y de 23% para el carbón metalúrgico y coque. Las exportaciones de carbón térmico a lo largo de los últimos años tenían como destino el mercado europeo (50-70%) y el americano (28-38%), dejando solo un pequeño porcentaje para el mercado asiático (10%); sin embargo, debido a la baja demanda en Europa y América, en los primeros cinco meses las exportaciones a estos continentes estuvieron sobre el 37%, mientras que la reactivación en el continente asiático permitió que las exportaciones con destino a dicho mercado se incrementaran al 27%⁷. El precio internacional del carbón térmico en el mes de junio fue de 37.4 USD/Ton, incrementándose un 6.86% con respecto al mes de mayo⁸.

En función de los contextos mencionados, a continuación, se presentan los principales indicadores energéticos del mes de junio de 2020 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 junio de 2020, tras los eventos de interés mencionados anteriormente.

⁶ Noticia Reuters UK <https://uk.reuters.com/article/global-lng/global-lng-asian-lng-prices-little-changed-as-oversupply-persists-idUSL8N2DW44Q>

⁷ Análisis a partir de los datos de IHS Markit en el Webinar 'Carbón Social: De la crisis a la reactivación' brindado por FENALCARBÓN

⁸ Reporte Semanal MME – Demanda Energéticos y Minería

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 3 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en el año 2019 y en lo transcurrido de 2020.

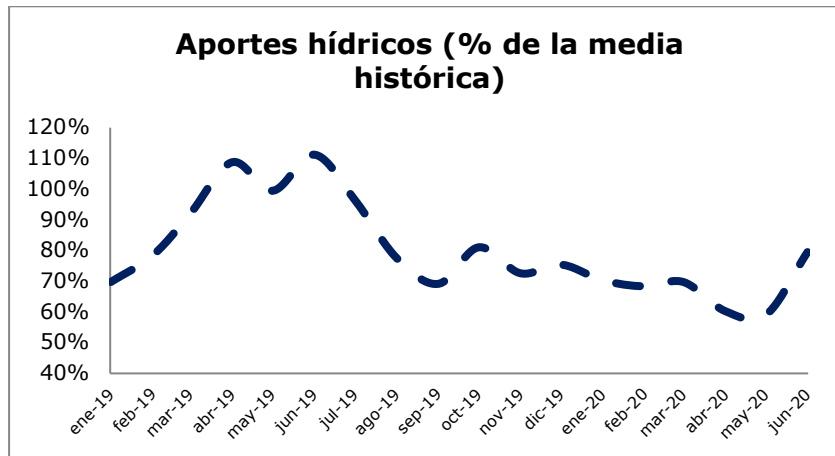


Ilustración 3. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica con corte a junio de 2020.

Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Los aportes hídricos presentaron una importante mejora en el mes de junio de 2020 ubicándose en un 79.47% como porcentaje de la media histórica del mes, un valor 20.47% por encima del porcentaje obtenido en el mes de mayo. El promedio de los aportes hídricos en el mes de junio fue de 181.88 GWh-día, siendo un factor importante para el incremento en el nivel de los embalses.

El período de invierno en Colombia finaliza típicamente 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; sin embargo, como se mencionó en el informe anterior esta mejora no se evidenció en el mes de mayo, pero ahora sí se presentó en el mes de junio. En la Ilustración 4 se observa el comportamiento del nivel del embalse en lo corrido del año junto a otros meses donde transcurrieron hidrologías críticas; el gráfico considera el nivel alcanzado por el embalse al final de cada uno de los meses de análisis.

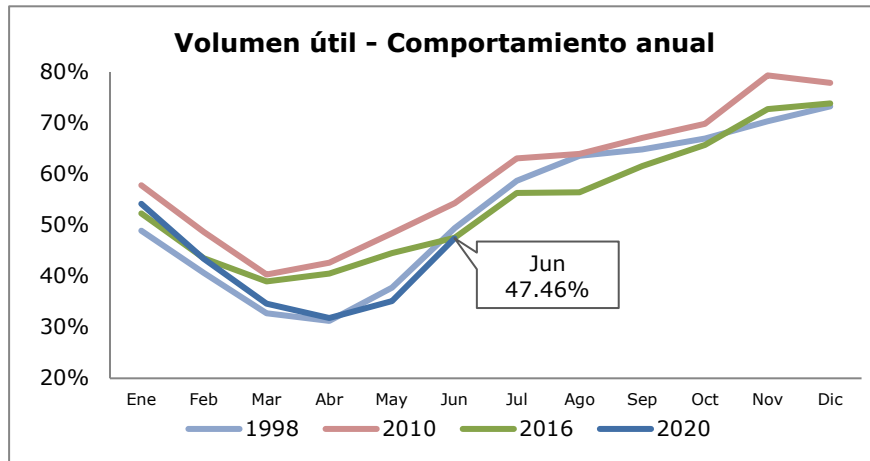


Ilustración 4. Comportamiento anual del volumen útil del embalse agregado del SIN con corte a junio de 2020 - Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

El mes de junio de 2020 cerró con un nivel del embalse agregado de 47.46%, presentando una mejora considerable con respecto al mes de mayo donde el nivel se situó en 35.16% finalizando el mes. La tendencia de mejora se ha mantenido en el mes de julio, pues hasta el noveno día del mes el nivel llegó a 54.33%. Se espera que la senda de mejora continúe y así se mitigue cualquier riesgo de desabastecimiento para la demanda en el mediano plazo.

3.2. GENERACIÓN

La Ilustración 5 presenta el comportamiento de la generación del SIN por tecnología y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total en los últimos dos meses del año.

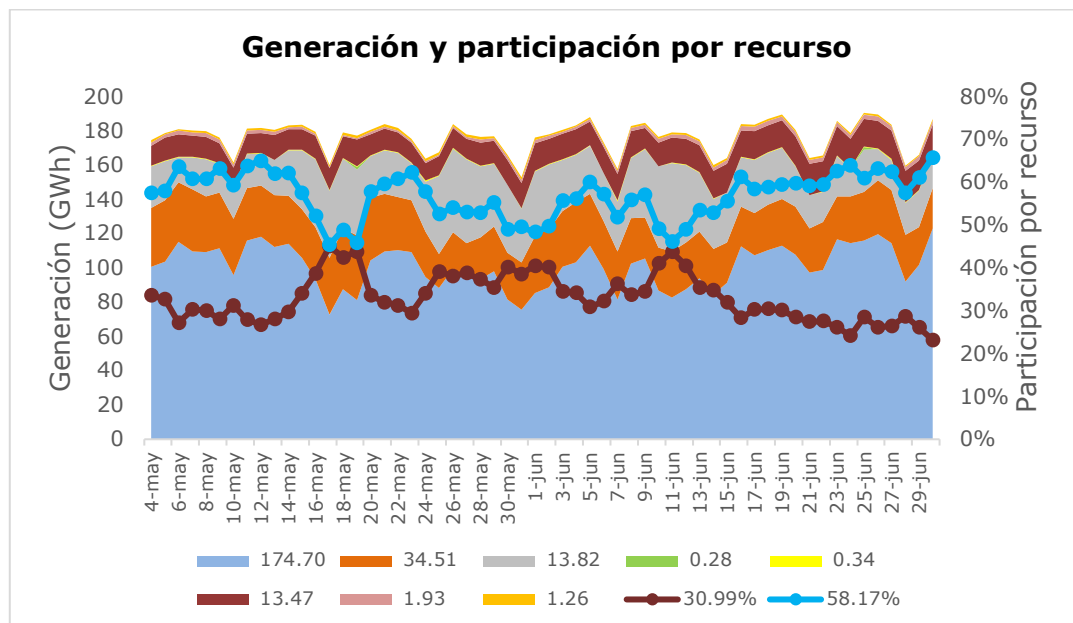


Ilustración 5. Generación del SIN por tecnología y porcentaje de generación térmica e hidráulica en los meses de mayo y junio de 2020 – Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

En la Ilustración 5 se observa que el aporte de la generación hidroeléctrica incrementó en el transcurso del mes de junio, mientras que el de la generación térmica se redujo con el pasar de los días; la generación hidráulica incrementó su aporte 7.72% en la segunda quincena de junio, con respecto a los primeros quince días del mes, mientras que en el mismo período el aporte térmico se redujo 8.81%. El comportamiento mencionado es inverso al presentado en el mes de mayo, donde el aporte térmico se incrementó y el hidráulico se redujo.

La generación con carbón se ha mantenido casi constante durante los últimos tres meses entre 27 y 30 GWh-día, mientras que el aporte del gas se incrementó 68.36% de abril a mayo y 2.96% de mayo a junio, alcanzando 29 GWh-día en el promedio del último mes; sin embargo, la generación con gas se redujo un 35.62% en la segunda quincena del mes comparada con los primeros 15 días de junio. Las variaciones en el aporte térmico y los cambios en la generación con gas han impactado en el precio de bolsa, como se menciona más adelante.

El promedio de generación de electricidad en el mes de junio fue de 177.90 GWh-día, 1.82% mayor con respecto al mes de mayo. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía desde Ecuador en el último mes alcanzaron su promedio máximo histórico, situándose en 7.38 GWh-día.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La demanda eléctrica continúa en una tendencia a la recuperación en el mes de junio de 2020, con respecto a los impactos negativos que tuvo en los meses de marzo y abril. La demanda promedio de electricidad del SIN en el mes de junio fue de 185.61 GWh-día, incrementándose un 3.15% con respecto a la demanda de marzo previa al APO; además, en este mismo análisis la demanda No Regulada se incrementó 10.19%, llegando a 53.88 GWh-día, y la demanda correspondiente a las industrias manufactureras mejoró en un 16.90%, alcanzando un consumo de 22.79 GWh-día.

Un dato de interés para la demanda fue lo ocurrido el pasado 24 de junio cuando ocurrió una falla en un transformador de corriente ubicado en una subestación eléctrica de la Región Caribe, falla que ocasionó un evento de indisponibilidad en el suministro de energía en varios departamentos de la región. Como resultado de este evento la Demanda No Atendida (DNA) alcanzó un valor de 6.64 GWh para este día, valor superlativo y comparable con la suma de la DNA de los meses de marzo, abril y mayo que fue de 7.57 GWh. Posteriormente se han presentado dos eventos adicionales en la misma zona, de los cuales aun no se tiene mayor información.

La Ilustración 6 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad, tanto del SIN (eje derecho), como la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera (eje izquierdo). El período de análisis considera los meses de marzo, abril, mayo y junio de 2020. La línea punteada refleja el momento en el cual se flexibilizó el

confinamiento y se dio apertura a algunas actividades económicas en diferentes períodos por medio de los decretos presidenciales⁹.

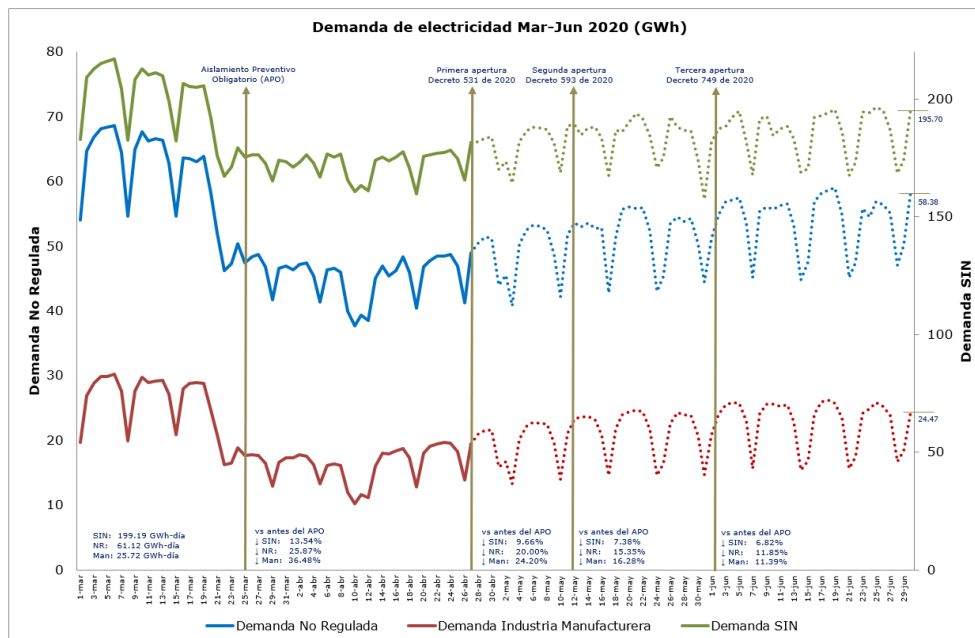


Ilustración 6. Evolución de la demanda de electricidad Marzo-Junio de 2020 – Fuente: XM – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Se esperaba que la recuperación de la demanda continúe en el mes de julio, pues, a pesar de que el APO fue extendido hasta las cero horas del primero de agosto, de acuerdo con el Decreto 990 de 2020, gradualmente sigue habiendo apertura de diferentes actividades económicas, como los centros comerciales y algunos proyectos piloto en restaurantes, entre otros¹⁰.

3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

El PB había presentado un incremento en el mes de mayo debido al mayor aporte de la generación térmica, donde la generación con gas había aumentado con respecto al mes de abril. En el mes de junio a pesar de que la producción de energía con gas se mantuvo, ésta se redujo en la segunda quincena del mes, comportamiento que ha tenido efecto en el PB.

La Ilustración 7 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el mes de junio de 2020 y cómo fue su evolución a partir del mes de mayo. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos

⁹ Decreto 531 de 2020, Decreto 593 de 2020 y Decreto 749 de 2020, por el cual se imparten instrucciones en virtud de la emergencia sanitaria generada por la pandemia del Coronavirus COVID-19, y el mantenimiento del orden público

¹⁰ Debe considerarse que en Bogotá se inició una restricción por zonas, según el Decreto 169 de julio 12 de 2020 de la Alcaldía Mayor de Bogotá.

regulados y No Regulados, además del precio de escasez de activación; por otro lado, en el eje vertical derecho se encuentra el costo unitario de las restricciones.

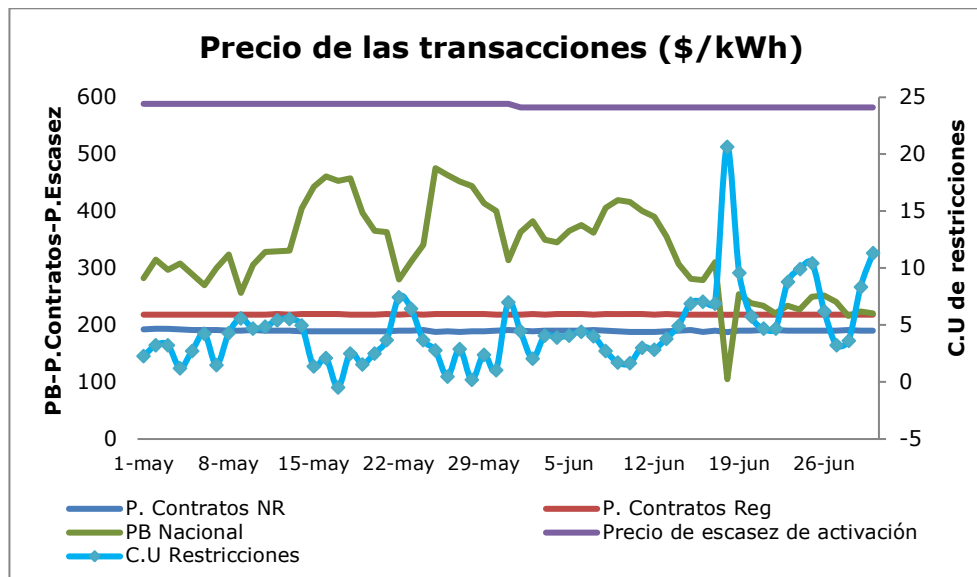


Ilustración 7. Transacciones y precios del Mercado Mayorista de Energía en los meses de mayo y junio de 2020 Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

El PB promedio en el mes de junio de 2020 fue de 300.96 \$/kWh, siendo 16.56% menor al mes de mayo. Se observa el decrecimiento en el PB con motivo de la reducción en la producción de energía con gas como se mencionó anteriormente. El pico máximo del PB en junio fue de 420.00 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 582.19 \$/kWh y en donde se tendrían que hacer efectivas las OEF por parte de los generadores. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 218.78 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado fue de 189.88 \$/kWh. El promedio del costo unitario de las restricciones tuvo un incremento del 78.82%, pasando de 3.29 \$/kWh en el mes de mayo a 5.88 \$/kWh en el mes de junio. Se prevé que este último continuará creciendo.

4. GAS NATURAL

En el mes de junio se emitió la Circular CREG 054 de 2020 en la cual se estableció el cronograma de comercialización de gas natural para el año 2020. En el transcurso del mes se hizo la publicación y actualización de la PTDFV y las CIDVF declaradas en 2019 por parte del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, además de la declaración de la oferta de la PTDFV y las CIDVF por parte de los vendedores. En el mes de julio se realizará la publicación definitiva de la oferta, se hará el registro de contratos de largo plazo entre vendedores y comercializadores y se remitirá a la CREG los reglamentos para las subastas de los contratos C1 y C2 por parte del administrador de las subastas.

Adicionalmente, iniciando el mes de julio la CREG emitió su boletín No. 26 en el cual confirma a la Bolsa Mercantil de Colombia como el Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia por los próximos cinco años, hasta el año 2025.

En la Ilustración 8 se observa el comportamiento que han tenido las asignaciones de gas natural en el mes de junio de 2020, tanto la asignación total, ilustrada en el eje vertical izquierdo, como la correspondiente al sector No Regulado y al sector térmico, referenciados en el eje vertical derecho. La información tiene como período de análisis los meses de mayo y junio de 2020.

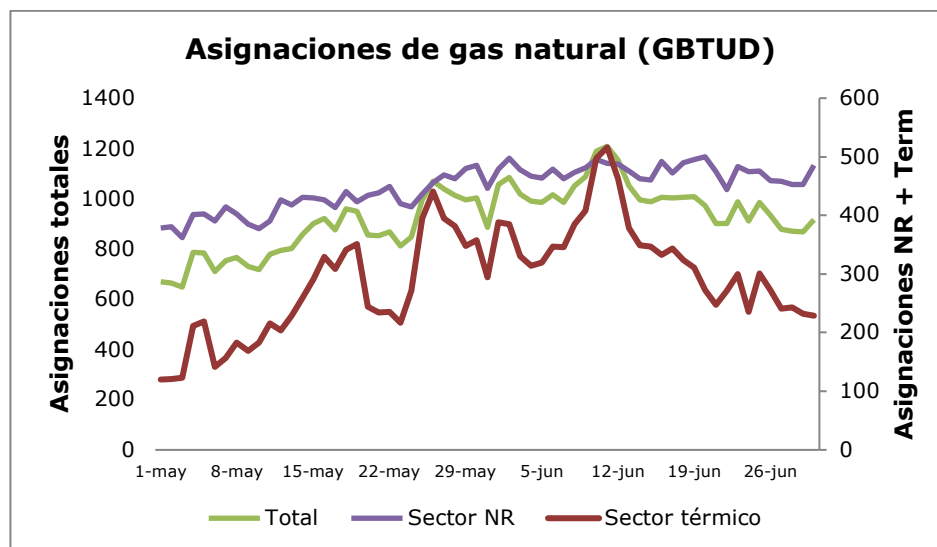


Ilustración 8. Asignaciones de gas natural en los meses de mayo y junio de 2020 – Fuente: Concentra¹¹ - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

El promedio total de asignaciones de gas natural en el mes de junio tuvo un incremento de 17.85% con respecto al mes de mayo, llegando a un promedio de 999.97 GBTUD. En el sector No Regulado, el promedio del mes fue de 475.37 GBTUD, lo que equivale a un incremento de 12.62% con respecto al mes pasado.

Como se ha mencionado a lo largo del informe, la generación de electricidad con gas se redujo en la segunda quincena de junio, hecho que se refleja en las asignaciones para el sector térmico las cuales evidencian un decrecimiento a partir del 12 de junio; las asignaciones promedio en el mes de junio para el sector térmico fueron de 331.00 GBTUD, que si bien son superiores a las asignaciones para dicho sector en el mes de mayo, si se comparan las asignaciones de la segunda quincena con respecto a los primeros quince días, la reducción en las asignaciones fue del 27.99%.

¹¹ El valor de las asignaciones puede presentar una variación semanal con motivo de ajustes en la entrega de la información hacia la fuente, por dicha razón, para este informe se cuenta con los últimos reportes publicados por Concentra a la fecha

El comportamiento de las asignaciones se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración 9 se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de mayo y junio de 2020. La gráfica separa al sector de la Costa y del Interior.

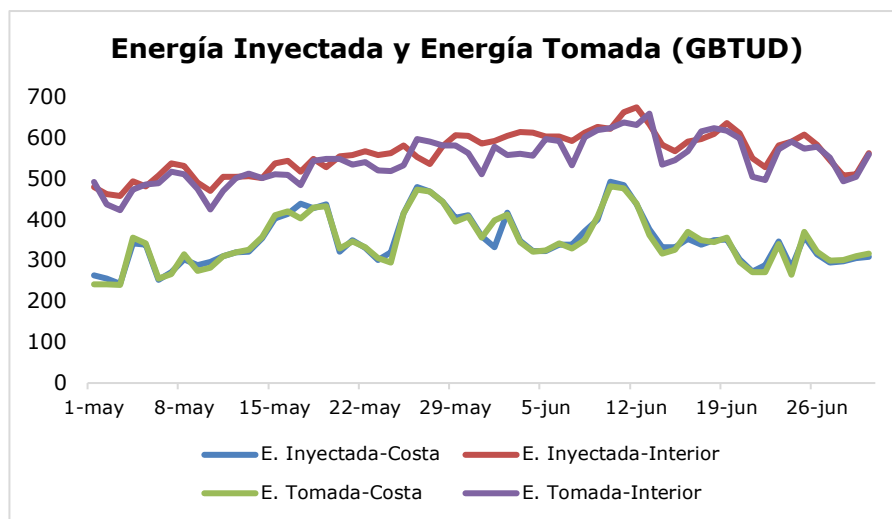


Ilustración 9. Energía tomada del SNT de gas natural en los meses de mayo y junio de 2020 – Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

La energía inyectada promedio en junio fue de 940.46 GBTUD, 6.74% más que en el mes de mayo, mientras que la energía tomada del SNT fue superior en un 7.11%, llegando a 922.53 GBTUD¹². En el mes de junio el 94.92% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 5.08% correspondió a gas natural importado. En la Ilustración 10 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores.

¹²El valor de la energía inyectada y tomada del SNT puede presentar una variación en los reportes, de acuerdo con los ajustes realizados por el GMGNC. En este informe se tuvo en cuenta los últimos reportes para cada día.

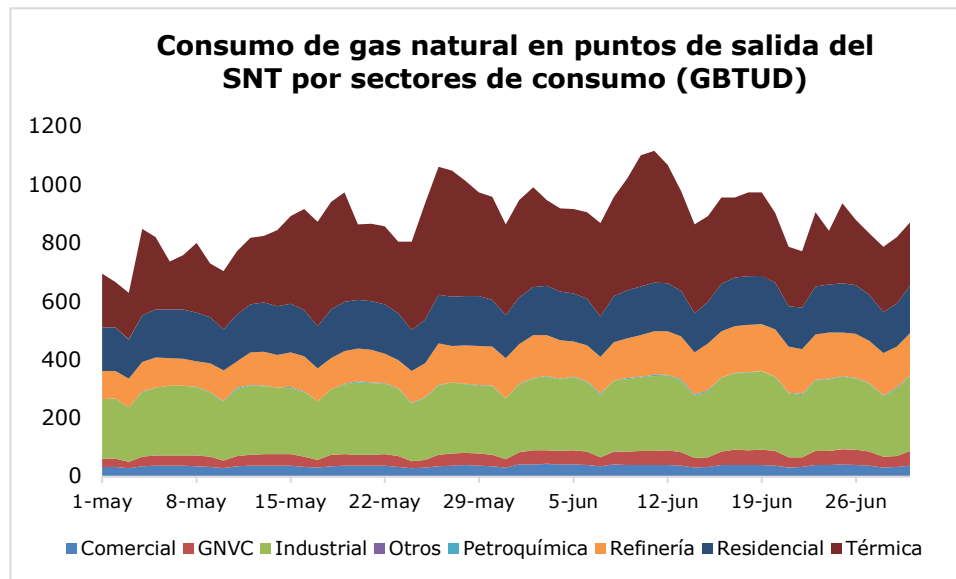


Ilustración 10. Consumo de gas natural en puntos de salida del SNT en los meses de mayo y junio de 2020 – Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

La demanda promedio de gas natural se incrementó 8.82% en junio llegando a 923.79 GBTUD; entre los principales sectores de consumo, el sector industrial se incrementó 7.36% con respecto al último mes, mientras que la demanda térmica lo hizo en un 3.39%, por su parte, la demanda de gas residencial se redujo 1.08%.

En la Ilustración 11 se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de junio de 2020 y su variación con respecto al mes de mayo. 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.

PRECIOS INTERNACIONALES DE GAS Y CRUDO - JUNIO DE 2020							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Junio de 2020	5.03	1.69	2.14	1.72	1.78	40.78	38.30
vs último mes	7.04%	-6.15%	2.41%	21.05%	12.84%	25.95%	33.52%

Ilustración 11. Precios del gas y crudo en el mes de junio de 2020 – Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

5. REFERENCIAS

Concentra. (2020). Efecto del COVID-19 sobre el mercado de gas natural y energía eléctrica (Reporte diario). Bogotá D.C.

Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2020). Portal BI. Bogotá D.C.

IHS Markit. (2020). Situación actual del carbón.

Ministerio de Minas y Energía. (2020). Reporte Semanal Ministerio de Minas y Energía - Demanda Energéticos y Minería. Bogotá D.C.

Reuters UK. (2020). GLOBAL LNG-Asian LNG prices little changed as oversupply persists. Londres.

UPME. (2020). Proyección Demanda Energéticos ante el COVID-19 2020-2026. Bogotá D.C.

XM. (2020). Portal BI. Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

Decreto 829 de 2020	Agiliza el proceso para acceder a incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en proyectos de FNCER
Documentos finales de la MTE	Se publicaron los documentos finales de la Misión de Transformación Energética
Proyecto de Decreto MME	Definición de lineamientos de política pública para la asignación de puntos de conexión a generadores en el Sistema Interconectado Nacional
Proyecto de Decreto MME	Propone la creación de la Comisión Intersectorial para el Seguimiento de los Sectores de Energía Eléctrica y Gas Combustible
Convocatoria a Planta regasificada - UPME	Selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación de gas natural, servicios asociados y transporte de gas natural a través de la infraestructura de importación de gas del pacífico.
Circular CREG 054 de 2020	Cronograma de comercialización de gas natural del año 2020
Resolución CREG 115 de 2020	(CONSULTA) Propone tomar medidas en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV)
Resolución CREG 116 de 2020	(CONSULTA) Propone tomar medidas para la asignación de las cantidades de gas natural de los contratos con interrupciones para la demanda térmica
Resolución CREG 117A de 2020	Aplica medidas transitorias al anillo de seguridad de la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV): Suspensión transitoria del error de pronóstico en la LBC y suspensión transitoria de las pruebas de disponibilidad de DDV
Resolución CREG 121 de 2020	(CONSULTA) Propone cambiar los indicadores que dan inicio al período de riesgo de desabastecimiento, entre otras disposiciones
Resolución CREG 125 de 2020	Deroga las normas de inicio y finalización del período de riesgo de desabastecimiento del ESRD; el MME y la CREG determinarán las acciones a que haya lugar para asegurar el abastecimiento de energía en función de los reportes semanales que remitirán el CNO y el CND.
Resolución CREG 127 de 2020	Define el procedimiento para la verificación anual de la ENFICC de las plantas de generación con OEF. Contiene un plan de acción en caso de que la ENFICC sea menor que las OEF.

ANEXO II. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA – UPME

- **Proyecciones de demanda de energía eléctrica**

Proyección anual de la demanda energía eléctrica del SIN (GWh-año)					
Año	Pre-COVID	Mayo COVID	Mayo alto	Mayo bajo	Resultante
2019	71.925	71.925	71.925	71.925	71.925
2020	72.373	69.874	70.588	69.315	71.234
2021	75.23	71.069	72.097	70.387	73.739
2022	77.25	72.326	73.572	71.438	76.095
2023	79.103	73.648	75.041	72.607	78.129
2024	81.009	75.011	76.534	73.789	80.27
2025	83.009	76.502	78.149	75.092	82.61
2026	84.975	77.973	79.736	76.369	84.75

Ilustración 12. Proyección anual de la demanda de energía eléctrica del SIN – Fuente: UPME –
Elaboración: **Asoenergía**

Proyección anual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE (GWh-año)					
Año	Pre-COVID	Mayo COVID	Mayo alto	Mayo bajo	Resultante
2019	71.925	71.925	71.925	71.925	71.925
2020	74.101	71.602	72.316	71.043	72.962
2021	77.868	73.707	74.735	73.025	76.377
2022	80.409	75.485	76.731	74.597	79.255
2023	82.832	77.377	78.77	76.336	81.858
2024	84.916	78.919	80.442	77.697	84.178
2025	87.179	80.672	82.319	79.262	86.779
2026	88.998	81.996	83.759	80.392	88.773

Ilustración 13. Proyección anual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE – Fuente: UPME
– Elaboración: **Asoenergía**

Proyección anual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE + GD (GWh-año)					
Año	Pre-COVID	Mayo COVID	Mayo alto	Mayo bajo	Resultante
2019	71.925	71.925	71.925	71.925	71.925
2020	74.074	71.575	72.29	71.016	72.935
2021	77.819	73.658	74.686	72.976	76.327
2022	80.325	75.401	76.647	74.513	79.17
2023	82.701	77.246	78.639	76.205	81.727
2024	84.728	78.73	80.253	77.508	83.989
2025	86.923	80.415	82.063	79.005	86.523
2026	88.667	81.666	83.429	80.062	88.443

Ilustración 14. Proyección anual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE + GD – Fuente: UPME – Elaboración: **Asoenergía**

- **Proyecciones de demanda de gas natural**

Proyección anual de la demanda de gas natural - Sectores agregados (GBTUD)				
Año	Pre-COVID	Mayo COVID	Mayo alto	Mayo bajo
2019	537	537	537	537
2020	555	475	477	471
2021	565	514	530	493
2022	578	524	544	497
2023	588	532	554	502
2024	596	538	560	505
2025	604	546	569	509
2026	611	553	576	512

Ilustración 15. Proyección anual de la demanda de gas natural por sectores agregados – Fuente: UPME
 – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**