

ASOENERGÍA

# INFORME SECTORIAL No.4

JULIO 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, 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.

A continuación, se presenta el informe correspondiente al mes de julio de 2020, el cual se caracteriza por tres aspectos principales; en primer lugar, se adelantan medidas para avanzar en la expansión de la oferta de hidrocarburos en el país, entre ellas la reiniciación del proceso de selección por parte de la UPME de un inversionista para un proyecto de regasificación en el Pacífico, así mismo se dan pasos hacia la exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera (off-shore), el desarrollo de Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos, además del descubrimiento de gas natural en la Costa Caribe de Colombia logrado por Hocol en el último mes; en segundo lugar, la CREG publicó para consulta un proyecto de resolución que establece las condiciones para la implementación de infraestructura de medición avanzada<sup>1</sup> – Advanced Metering Infrastructure (AMI) – en el SIN; y por último, se observan avances en la reactivación económica del país y en la recuperación de la demanda energética, además de la mejora en el nivel de los embalses, recuperación evidenciada desde el mes anterior.

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 julio, éste tenía como fecha de finalización las cero horas (00:00) del día 1 de agosto de 2020<sup>2</sup>; sin embargo, el Gobierno Nacional decidió prorrogar el confinamiento y actualmente tiene como fecha de finalización las cero horas (00:00) del día 1 de septiembre de 2020<sup>3</sup>. A pesar de la extensión de estas medidas, las excepciones de circulación y los proyectos piloto de diferentes comercios en municipios de baja afectación por el virus han permitido una recuperación paulatina de las actividades económicas y de la demanda energética.

<sup>1</sup> Resolución CREG 131 de 2020, por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución, por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Decreto 1076 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.

Así, en el último mes estuvieron en consulta algunos proyectos de resolución y documentos que estudian la posibilidad de incrementar la oferta de hidrocarburos en el país; uno de ellos correspondió a la publicación y consulta adelantado por la UPME, para la selección de un inversionista para el proyecto de abastecimiento relacionado con la planta de regasificación en Buenaventura que busca expandir la capacidad de oferta de gas natural recurriendo al mercado internacional de LNG, además de su conexión al SNT a través de un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo, que permitiría traer el gas importado por este puerto al interior del país. Por otro lado, el MME emitió dos proyectos de resolución, uno con intención de fijar los lineamientos sociales para el desarrollo de los PPII en YNC de hidrocarburos a través de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal, y otro para establecer los criterios técnicos para proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia, tras identificar vacíos legales y técnicos en el marco regulatorio vigente, relacionados con las actividades de perforación de pozos en desarrollo, explotación y respuesta a emergencias. Sumado a los proyectos de abastecimiento mencionados, en el último mes la petrolera Hocol, filial de Ecopetrol, informó que el pozo *Merecumbé1* ubicado a 40 km de Barranquilla y perforado entre el 5 y el 27 de noviembre de 2019 comprobó la presencia de gas natural<sup>4</sup>.

Para **Asoenergía** es fundamental que se articulen esfuerzos en implementar las medidas necesarias que aseguren el abastecimiento de gas natural y permitan dejar a un lado la incertidumbre que tiene actualmente la demanda en el corto y mediano plazo del abastecimiento pleno del Gas Natural en el país, ya sea por medio de exploración y explotación de hidrocarburos en el mercado off-shore, Yacimientos No Convencionales, o recurriendo al gas natural licuado en el mercado internacional. **Asoenergía** considera pertinente la adopción de una Planta de Regasificación, sea la del Pacífico u otra más eficiente, pues resulta importante para asegurar el abastecimiento de gas natural estar conectado al mercado de oferta internacional, teniendo en cuenta que la producción nacional y la importación no son excluyentes, y que en la medida en que ambas se desarrollen en el marco de la libre competencia y eficiencia, la demanda se verá beneficiada; en este caso específico, la demanda de gas natural del sector térmico del interior del país, quienes serán los principales beneficiados del proyecto y en virtud de esto, deberían financiar el proyecto en la misma forma, proporcionalmente al beneficio obtenido. Anotamos, que los beneficios se maximizarían en la medida que el mercado de gas del país, opere como un único mercado plenamente conectado, y esto depende de que las señales de remuneración y expansión del transporte sean neutrales y optimicen su utilización y ampliación.

Otra novedad del mercado, en este caso eléctrico, viene dada por la Resolución CREG 131 de 2020 en la cual la CREG propone la regulación para adoptar un esquema para el despliegue y la implementación de la AMI en el SIN, en un esquema donde los OR serían los encargados de realizar el plan de despliegue de la infraestructura, con la responsabilidad de realizar previamente un plan piloto<sup>5</sup> que requiere aprobación por parte de la CREG, y por medio de diferentes fases lograr una cobertura del 75% de medidores avanzados para el año 2030. Además se propone la creación del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI) como empresa de servicios públicos domiciliarios que centralizará todo el volumen de datos disponible y suministrado por los OR y generará un valor agregado con base en la mayor información útil. El desarrollo de la AMI impacta varios aspectos regulatorios del mercado eléctrico, por lo tanto, **Asoenergía** considera que tendrá que venir acompañado de una integración entre la AMI y las Tecnologías de Información y Comunicación (TIC), ajustes regulatorios paralelos enfocados en respuesta de la demanda instrumentalizada con señales de precios horarias, las cuales permitan materializar los potenciales

<sup>4</sup> Comunicado a la opinión pública: Hocol anuncia descubrimiento de gas en el Caribe colombiano con el pozo Merecumbé1.

<sup>5</sup> Actualmente varios OR han adelantado planes piloto al respecto, los cuales pueden ser homologados por parte de la CREG si han cumplido con los requisitos regulatorios para esta etapa.

beneficios de la participación activa de la demanda en el mercado eléctrico; además, tendrá que definirse la manera en que se remunerará al nuevo agente GIDI<sup>6</sup>. **Asoenergía** realizó oportunamente los comentarios estructurales y de detalle sobre el mismo.

Finalmente, en el mes de julio continúa la recuperación de la demanda energética en consecuencia de la apertura de las actividades económicas, recuperación que se viene evidenciando desde el mes de mayo. De acuerdo con el DANE, en mayo del presente año el 45.6% de los empresarios reportaron operación normal en sus compañías, mientras que el 43.4% operaban de manera parcial y el 11.0% tuvo un cierre temporal; además, entre los sectores que han tenido una apertura más amplia, se destaca la manufactura que reporta un 54.4% de normalidad, por un 44.4% del comercio y un 76.5% de la construcción<sup>7</sup>. La demanda de electricidad se está recuperando y se encuentra cerca de un 4.0% por debajo de los niveles previos al APO, mientras que en el sector gas la demanda se redujo en el último mes, debido al menor consumo de gas para la demanda térmica; la demanda total de gas natural se encuentra 14.6% por debajo de la existente previa al APO.

Adicionalmente, el nivel del embalse agregado del SIN continuó por la senda de recuperación y cerró el mes de julio en un nivel de 62.5%, hecho que disipa por ahora la incertidumbre que se tenía por un posible riesgo de desabastecimiento en el período de verano 2020-2021<sup>8</sup>. Sin embargo, **Asoenergía** advierte que la CREG mantiene el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento desactivado, y no ha aprobado ninguna medida en su reemplazo o su complementación, generando un estado de interinidad riesgoso para la confiabilidad.

El impacto de la pandemia del coronavirus en los otros energéticos se mantiene; en el caso del LNG – demanda mundial que se encuentra enfrentando a su primera contracción estacional en ocho años – en el último mes permanece con un bajo consumo. En el mes de julio las entregas globales de LNG tuvieron una leve caída con respecto al mismo mes del año anterior, principalmente por una baja demanda en Latinoamérica, donde Brasil no ha recibido ningún cargamento de LNG desde mayo y México adquirió menos de la mitad del volumen con respecto a julio de 2019, además de una menor demanda en el continente asiático, quien es el mayor consumidor de este energético. Las entregas de LNG en todo el mundo cayeron cerca de 0.7 millones de toneladas en el último mes con respecto a julio de 2019<sup>9</sup>, además, los precios internacionales de este energético tuvieron un valor promedio de 2.4 USD/MBTU, representando un incremento del 11.8% con respecto al mes inmediatamente anterior.

En cuanto al carbón, la International Energy Agency (IEA) estima que la demanda mundial de carbón podría disminuirse cerca de 8% en el 2020, presentando una de las reducciones más significativas desde 1971. De acuerdo con la IEA, la demanda de este energético tiene una perspectiva incierta, pues la demanda de electricidad – que representa cerca de un 66% del consumo de carbón – se vería reducida por lo menos en un 5%, e incluso algunas regiones tendrían reducciones de 10%, adicionalmente, la oferta de electricidad está optando por utilizar otras fuentes de menos emisiones como el agua y las renovables no convencionales. Un factor que podría ser beneficioso para la demanda de carbón es la reactivación de la producción de acero en China, así como la generación de electricidad en este país que tienen una gran dependencia de este

<sup>6</sup> La CREG ha mencionado que la metodología de remuneración del agente GIDI se dará a conocer en una resolución aparte.

<sup>7</sup> DANE: Encuesta Pulso Empresarial, segunda ronda – mayo 2020.

<sup>8</sup> La CREG previamente había estimado que para inicio del período de verano 2020-2021 el nivel del embalse agregado debía encontrarse sobre el 70%.

<sup>9</sup> Noticia Argus Media Group <https://www.argusmedia.com/en/news/2129713-global-lng-deliveries-fall-again-in-july>

combustible<sup>10</sup>. El precio internacional del carbón térmico en se mantuvo al alza en el mes de julio con un promedio de 38.0 USD/Ton incrementándose un 8.6% con respecto al mes de mayo y llegando a un valor pico de 40.4 USD/Ton al final del mes<sup>11</sup>.

Finalmente, Ecopetrol publicó su informe financiero y operativo con los resultados del segundo trimestre de 2020<sup>12</sup>. Algunos datos importantes y de interés expuestos por este gran productor vienen dados por la reducción de cerca de 46 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped) en el segundo trimestre de 2020 ubicándose en 677.5 kbped; se destaca además la reducción de 3.4% en la producción de gas natural y de 8.4% de crudo, comparado con el mismo período del año anterior. Entre las metas actualizadas del plan de negocio 2020-2022 se destaca la nueva meta de producción entre 700-720 kbped, la perforación de más de 30 pozos exploratorios, una carga de las refinerías entre 300 y 380 kbd, un volumen transportado entre 1000-1025 kbd.

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

#### 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

<sup>10</sup> IEA – Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions

<sup>11</sup> Reporte Semanal MME – Demanda Energéticos y Minería

<sup>12</sup> En términos de Energía, se destaca que para Ecopetrol el precio de las ventas de gas se mantuvo estable dado que la mayoría de los volúmenes producidos se encuentran contratados a largo plazo con un precio fijo acordado en dólares, el cual no se encuentra atado al comportamiento del precio del crudo. El gas sigue siendo un pilar estratégico para el GE. Durante mayo y junio fue fundamental para garantizar la seguridad energética en el país mediante la venta de gas para generación térmica, demostrando ser un negocio flexible en situaciones de crisis. El GE desarrolló una serie de mecanismos para activar la demanda y disminuir el impacto de la coyuntura económica en el precio del gas para los usuarios finales. Se destacan i) aceptación de declaraciones de fuerza mayor de nuestros clientes por 98 GBTUD en respuesta a la menor demanda, ii) ofrecimiento de opciones comerciales a clientes para mitigar el impacto del alza de la TRM para el periodo abril – junio, con un beneficio de COP \$8.3 miles de millones para el usuario final, iii) ofrecimiento de financiación a comercializadores del mercado regulado que atiende a usuarios de estratos 1 al 4, iv) aseguramiento de contratos comerciales en Hocol para viabilizar la prueba extensa del campo Arrecife, la cual tiene fecha de inicio 1 de agosto, y v) financiación de instalaciones con periodos de gracia y refinanciación de pago de facturas vencidas de usuarios industriales y comerciales con un beneficio de COP \$23 miles de millones, a través de las compañías de Invercolsa.

Para el desarrollo del gas natural, uno de los pilares de la estrategia del Grupo, se mantienen inversiones entre USD 780 y USD 870 millones, que contemplan la evaluación y desarrollo de los descubrimientos gasíferos costa afuera realizados en el Caribe colombiano, con inversiones por un valor total de USD 180 millones, el desarrollo del Tren Piedemonte y el de otras fuentes de gas onshore, principalmente en el Valle Medio del Magdalena y la cuenca Sinú-San Jacinto.

En línea con su objetivo de incorporar 300 MW de generación basada en energías renovables para 2022, Ecopetrol recibió seis ofertas para la construcción de la segunda granja solar – San Fernando 50 MW, en el municipio de Castilla La Nueva en el Meta, por medio de un PPA (Power Purchase Agreement). La suscripción del contrato se estima para agosto, y se espera la entrada en servicio para 2T21. Adicionalmente, se continúa avanzando en la maduración de otros proyectos por el orden de 100 MW de generación solar que se espera sean adjudicados durante la segunda mitad de 2020. Por su parte, la Granja Solar Castilla (21 MW) produjo alrededor de 2.1 GWh de energía renovable para las operaciones de producción en el área de la Orinoquía. En términos de generación eólica, se tienen prospectos identificados por 80 MW al 2022 en la Costa Atlántica y Huila. En la segunda mitad de 2020 se comenzarán las mediciones de viento necesarias para evaluar el potencial de generación en la Costa Atlántica, adyacente a las operaciones de la Refinería de Cartagena.

Descarbonización: Durante 2T20, el Grupo Empresarial logró la verificación de la reducción de 509,670 toneladas de CO2 equivalente por parte de Ruby Canyon Engineering, firma auditora internacional especializada en procesos de validación y verificación de reducción de emisiones, para un total de 687,769 toneladas en el primer semestre de 2020. Las reducciones verificadas corresponden al segundo periodo de acreditación de los proyectos "Despacho técnico económico de energía en la GRB -456,892 tCO2e", "Suministro de energía eléctrica in situ a través de la generación con gas asociado para el campo Casabe Peñas Blancas – 15,353 tCO2e y en Bioenergy por "Cogeneración de electricidad a partir de biomasa" -37,425 tCO2e.

anterior, la Ilustración 1 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en el año 2019 y en lo transcurrido de 2020.

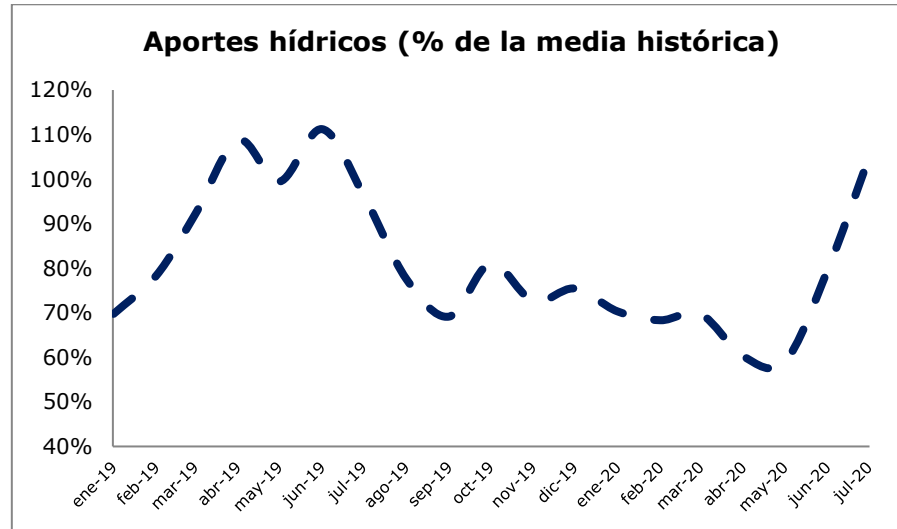


Ilustración 1. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica con corte a julio de 2020 –

Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Los aportes hídricos continúan con una tendencia ascendente y en el mes de julio se ubicaron en 104.8% como porcentaje de la media histórica del mes, un valor 25.3% por encima del porcentaje obtenido en el mes de junio. El promedio de los aportes hídricos en el mes de julio fue de 226.4 GWh-día, siendo un factor importante para que el nivel de los embalses continúe recuperándose.

El período de invierno en Colombia 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; sin embargo, este año la recuperación se empezó a vislumbrar solo hasta el mes de junio y continuó en el mes de julio. En la Ilustración 2 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.

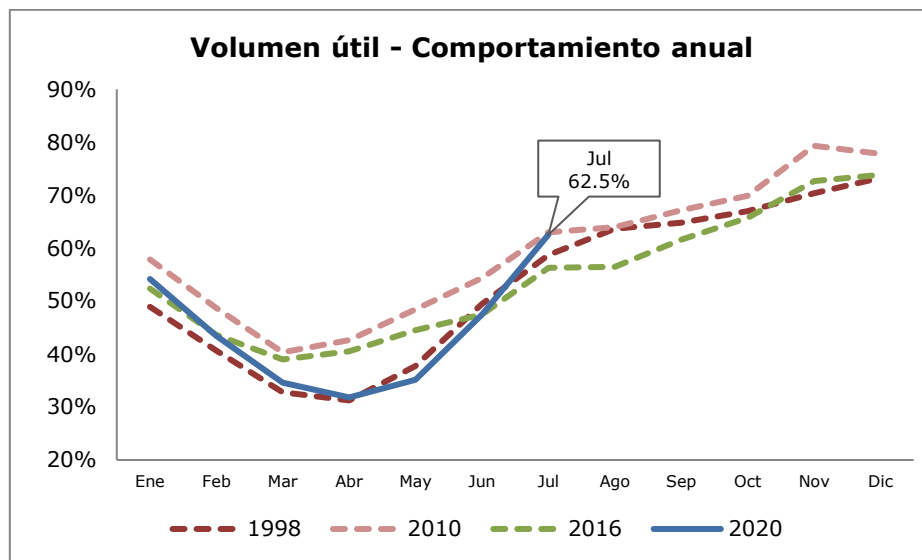


Ilustración 2. Comportamiento anual del volumen útil del embalse agregado del SIN con corte a julio de 2020 - Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

El mes de julio de 2020 cerró con un nivel del embalse agregado de 62.5%, presentando un importante incremento con respecto al mes de junio donde el nivel se situó en 47.5% finalizando el mes. Ante la mejora notoria en el nivel de los embalses desaparece casi en su totalidad la incertidumbre que se tenía por un posible riesgo de desabastecimiento en el período de verano 2020-2021, pues la CREG previamente había estimado que para inicio de dicho período el nivel del embalse agregado debía encontrarse sobre el 70%. Se espera que en los próximos dos meses se alcance dicha senda de referencia.

### 3.2. GENERACIÓN

La Ilustración 3 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 de lo corrido del año.

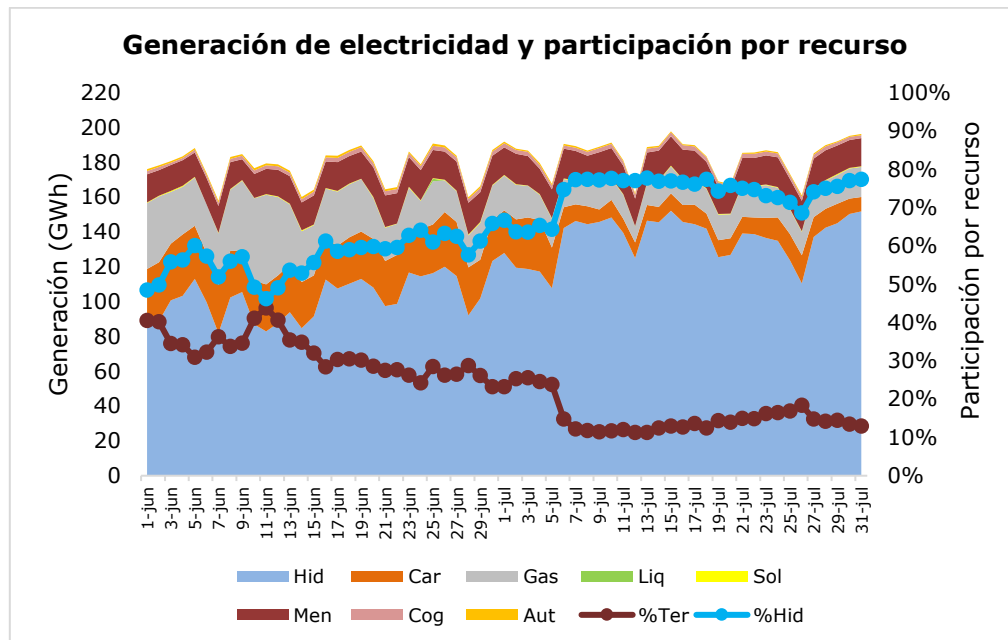


Ilustración 3. Generación del SIN por tecnología y porcentaje de generación térmica e hidráulica en los meses de junio y julio de 2020 – Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Se observa que el aporte de la generación hidroeléctrica incrementó considerablemente desde el 11 de junio, paralelo a una reducción en la generación térmica. El aporte hidráulico se situó en 77.4% finalizando el mes, mientras que el aporte térmico en un 13.0%; este comportamiento se explica en gran medida por las mejores condiciones hidrológicas del sistema que permiten una disposición mayor del recurso hidráulico. La menor producción de electricidad con base en el carbón (-52.9% vs jun-2020) y especialmente del gas natural (-46.9% vs jun-2020) se ven reflejados posteriormente en menor valor del precio de bolsa.

El promedio de generación de electricidad en el mes de julio fue de 184.4 GWh-día, presentando una reducción interanual de 5.3%, pero un incremento de 3.6% con respecto al mes de junio, este hecho marcado por la recuperación paulatina de la demanda. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía desde Ecuador se situaron en 6.8 GWh-día, presentando un incremento interanual de 84.4%.

### 3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La demanda eléctrica continúa mostrando reducciones con respecto al año anterior, pero se recupera tras los impactos negativos que tuvo en los meses de marzo y abril de 2020. La demanda del SIN en el mes de julio fue de 191.3 GWh-día, manteniendo una reducción con respecto al mismo mes en el 2019 (3.5%); así mismo, la demanda No Regulada presenta una reducción interanual de 5.1% llegando a 58.3 GWh-día y la demanda correspondiente a las industrias manufactureras se redujo en un 5.1%, alcanzando un consumo de 25.5 GWh-día.

La Ilustración 4 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad durante la pandemia del COVID-19 en el país, 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. El



período de análisis considera los meses de marzo a julio 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 presidenciales<sup>1314</sup>.

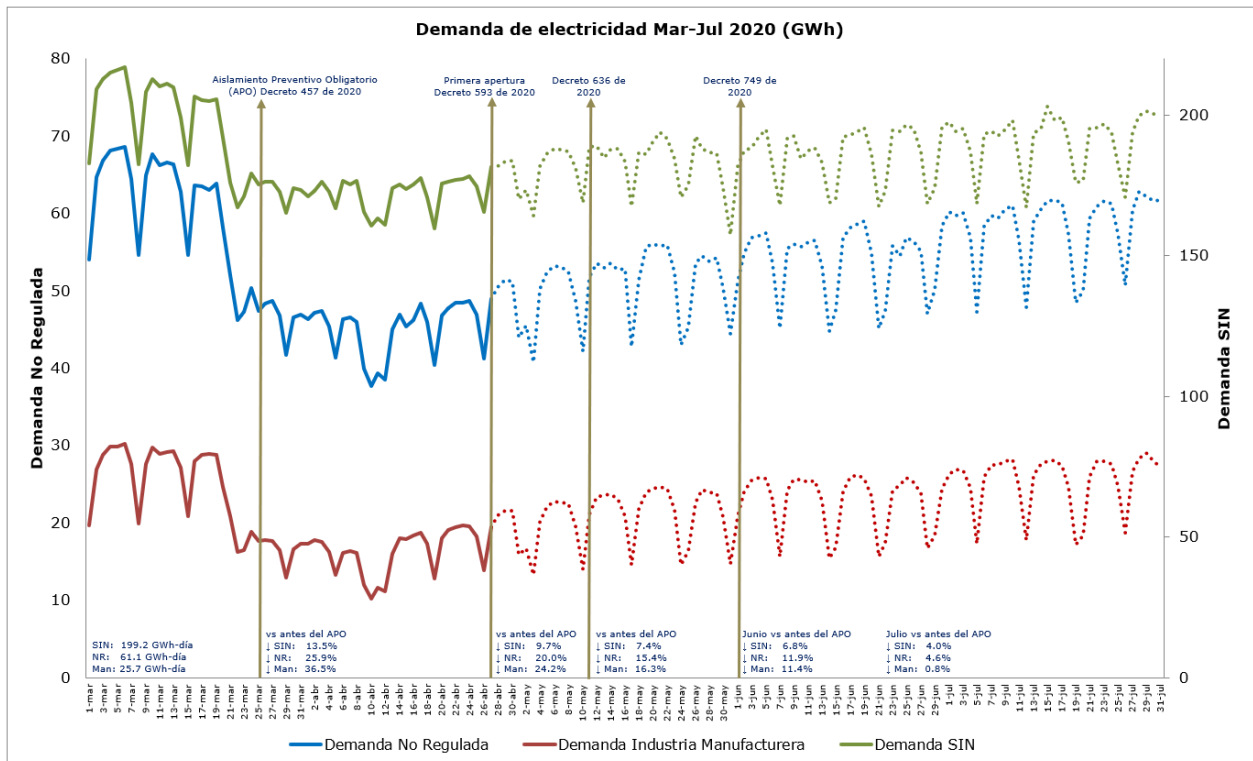


Ilustración 4. Evolución de la demanda de electricidad Marzo-Julio de 2020 – Fuente: XM – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La gráfica ilustra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad, resaltando los cambios en los diferentes períodos de cuarentena. Se indica para cada área el cambio porcentual en comparación con los consumos existentes previo al inicio del período de confinamiento<sup>15</sup>, información que permite ver la recuperación de la demanda con una menor reducción en cada segmento de consumo. Se logra ver que la reducción en la demanda se venía efectuando con anterioridad al inicio del APO, esto debido a anuncios como la declaración de emergencia sanitaria, el confinamiento de estudiantes y mayores de 70 años y los simulacros de aislamiento que se llevaron a cabo en diferentes regiones. Hasta el mes de julio, la reducción de la demanda del SIN con respecto al período previo al APO es de 4.0%, la de la demanda NR 4.6%, y 0.8% la industrial. La demanda del mes de julio se ubicó además 0.6% por debajo de lo proyectado en el escenario base de la UPME<sup>16</sup> para dicho mes.

<sup>13</sup> Decreto 457 de 2020, Decreto 593 de 2020, Decreto 636 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

<sup>14</sup> En el período de análisis además se anunciaron los documentos administrativos Decreto 531 de 2020, Decreto 689 de 2020, Decreto 878 de 2020 y Decreto 990 de 2020; sin embargo, las modificaciones fueron nulas o mínimas.

<sup>15</sup> Este período considera los días del 1 al 24 de marzo, debido a que el Aislamiento Preventivo Obligatorio inició desde las cero (0:00) horas del 25 de marzo de 2020, con el Decreto 547 de 2020.

<sup>16</sup> 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

Se espera que la recuperación de la demanda continúe en el próximo mes, pues a pesar de que el APO fue extendido durante todo el mes de agosto, de acuerdo con los últimos decretos expedidos por las autoridades se ha dado lugar a diferentes tipos de apertura, incluyendo proyectos piloto en municipios de baja afectación por el virus.

En la Ilustración 5 se observa para nuestra referencia cómo ha sido la reducción y recuperación de la demanda de electricidad en algunos países de Latinoamérica.

País	Comportamiento mensual de la demanda eléctrica					Recuperación
	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	
Argentina	15%	-9%	-8%	1%	0%	■
Brasil <sup>17</sup>	-1%	-15%	-12%	-6%	-1%	↓
Chile	2%	0%	-3%	-1%	-6%	↓
Colombia	-1%	-11%	-8%	-5%	-4%	↓
Rep. Dominicana	-4%	-25%	-19%	-13%	-5%	↓
Guatemala	-4%	-8%	-10%	-7%	-6%	↓
México (SIN) <sup>18</sup>	2%	-8%	-14%	-8%	-2%	↓
México (BCA) <sup>19</sup>	1%	-17%	9%	2%	5%	↑
México (BCS) <sup>20</sup>	-4%	-25%	-19%	-13%	-5%	↓
Panamá	9%	-20%	-16%	-16%	-15%	↓
Perú	-15%	-43%	-34%	-15%	-7%	↓
El Salvador	-10%	-25%	-14%	4%	5%	↑
Uruguay	5%	-7%	-3%	4%	5%	↑

Ilustración 5. Demanda de electricidad en Latinoamérica – Fuente: GME CONSULTING GROUP, XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

Sobre el final del mes de marzo e inicio de abril de 2020, los países de Latinoamérica adoptaron decisiones de carácter sanitario como respuesta a la pandemia del COVID-19; algunos países – entre los cuales se encuentra Colombia – definieron realizar un cierre total, y por consiguiente fueron éstos quienes tuvieron una mayor reducción en su demanda eléctrica, entre estos países se destacan Perú, El Salvador, República Dominicana y México (SIN) como los de mayor reducción; mientras que otros países como Chile y Uruguay decidieron optar por un cierre parcial de sus actividades y tuvieron una menor reducción en su demanda de electricidad. La tabla expone que hasta el mes de julio la mayoría de los países cuenta aún con una reducción interanual en su demanda eléctrica, mientras que países como El Salvador, Uruguay y México en el sistema BCA ya presentan incrementos en sus consumos energéticos.

### 3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

Tras los contextos mencionados anteriormente con la hidrología, la generación de electricidad y de la demanda eléctrica, las transacciones del mercado mayorista se han visto impactadas en el último

eléctrica de julio además se encuentra 1.7% por debajo del escenario de proyección optimista, 0.2% por encima del escenario pesimista y 2.8% por debajo del escenario resultante propuesto por la UPME.

<sup>17</sup> Brasil no definió una política clara de cierre ante la pandemia del coronavirus.

<sup>18</sup> Sistema Interconectado Nacional.

<sup>19</sup> Sistema Interconectado Baja California.

<sup>20</sup> Sistema Interconectado Baja California Sur

mes. La Ilustración 6 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el mes de julio de 2020 y cómo fue su evolución a partir de junio. 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.

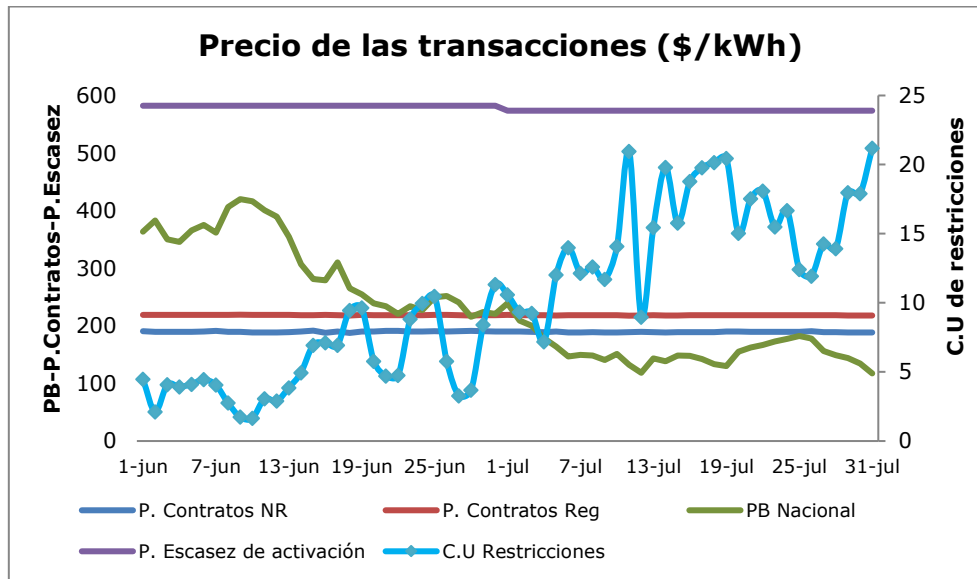


Ilustración 6. Transacciones y precios del Mercado Mayorista de Energía en los meses de junio y julio de 2020 Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

Dada la menor participación térmica en la generación de electricidad, el PB ha tenido un importante decrecimiento, con un paralelo incremento en el costo de las restricciones, incremento que conlleva a un gran impacto negativo para la demanda No Regulada dentro de sus costos operativos, motivo por el cual **Asoenergía** hace especial énfasis en este componente, pues el promedio del costo unitario de las restricciones tuvo un incremento 172.8% en el mes de julio, con respecto al mes de junio y se ubicó en 15.1 \$/kWh, es importante resaltar que en el mes de junio este componente también había presentado un incremento con respecto al mes de mayo, en ese caso del 67.3%. Este comportamiento se mantendrá estructuralmente, dado que la expansión en infraestructura de transmisión no se ha solucionado de raíz y los proyectos en expansión sufren retrasos constantes en sus fechas de entrada en operación esperadas.

El PB promedio en el mes de julio de 2020 fue de 156.8 \$/kWh, reduciendo su valor casi a la mitad del presentado en el mes de junio, mientras que el valor máximo del PB fue de 239.3 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 573.6 \$/kWh y el cual en caso de ser superado por el PB obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiabilidad por parte de los generadores. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 218.2 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado fue de 189.2 \$/kWh.

#### 4. GAS NATURAL

En el mes de julio continuó el proceso de comercialización de gas natural establecido por medio de la Circular CREG 054 de 2020. En el transcurso del mes se realizó la entrega a la CREG de los

reglamentos para las subastas de los contratos C1 y C2 por parte del administrador de las subastas, además se dio inicio al período de registro de los contratos de largo plazo entre vendedores y comercializadores, negociaciones que se ejecutaron y fueron publicadas en los primeros días de agosto.

Durante dicho período se llevaron a cabo 42 negociaciones de campos mayores<sup>21</sup>, en donde se negociaron 152.1 GBTUD en cantidades de gas natural con precios promedio ponderados entre 3.2 y 5.5 USD/MBTU<sup>22</sup>, los vendedores de estos contratos fueron Ecopetrol y Hocol; además, se llevaron a cabo 9 negociaciones de campos menores en Ballena, en este caso el vendedor fue Hocol, se negociaron 16.1 GBTUD con precios promedio ponderados de 5.5 USD/MBTU<sup>23</sup>. Adicionalmente quedaron disponibles 40.5 GBTUD como oferta disponible para reserva de cantidades de gas a usuarios regulados para el período 2020-2021. En lo restante de agosto se realizará la solicitud de reserva de gas para los comercializadores que atienden demanda regulada y decidan reservar volúmenes de gas, y posteriormente se ejecutará dicha reserva, además se llevará a cabo todo el proceso previo a la comercialización de los contratos de suministro C1 y C2.

En el mes de julio el promedio de asignaciones de gas natural fue de alrededor 880 GBTUD<sup>24</sup>, reduciéndose cerca de un 12% con respecto al mes de junio. El comportamiento de las asignaciones 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 junio y julio de 2020; 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.

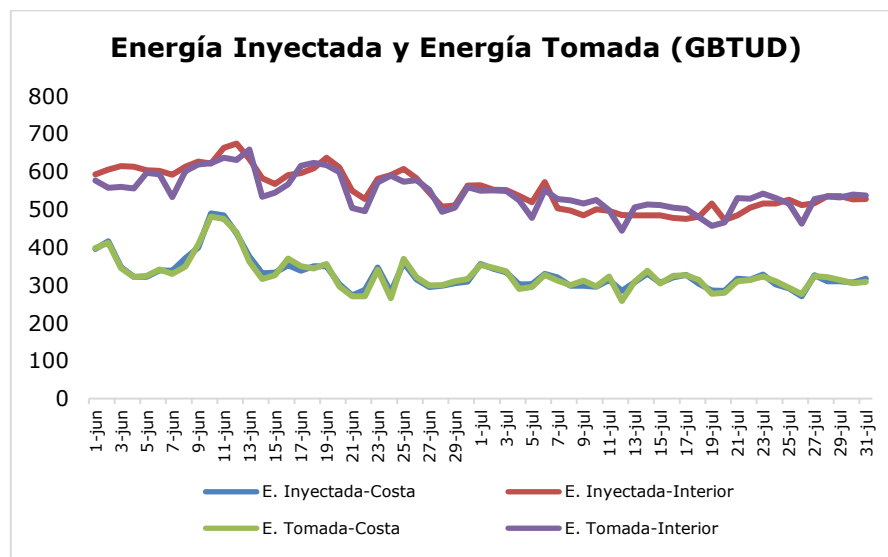


Ilustración 7. Energía tomada del SNT de gas natural en los meses de junio y julio de 2020 – Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

<sup>21</sup> Campos mayores: Cusiana, Cupiagua y Chuchupa

<sup>22</sup> Algunos precios promedio ponderados no se hacen públicos por tratarse de una sola transacción.

<sup>23</sup> Algunos precios promedio ponderados no se hacen públicos por tratarse de una sola transacción.

<sup>24</sup> Este valor se calculó con los reportes diarios publicados por Concentra hasta el día 13 de julio y con los reportes semanales posteriores realizados por esta misma empresa.

La energía inyectada promedio en julio fue 821.9 GBTUD, un valor 12.8% menor que en el mes de junio, mientras que la energía tomada del SNT se redujo en un 10.6% con respecto al mes anterior, con un valor de 825.2 GBTUD<sup>25</sup>. En el mes de junio el 98.0% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, mientras que el 2.0% correspondió a gas natural importado. En la Ilustración 8 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores.

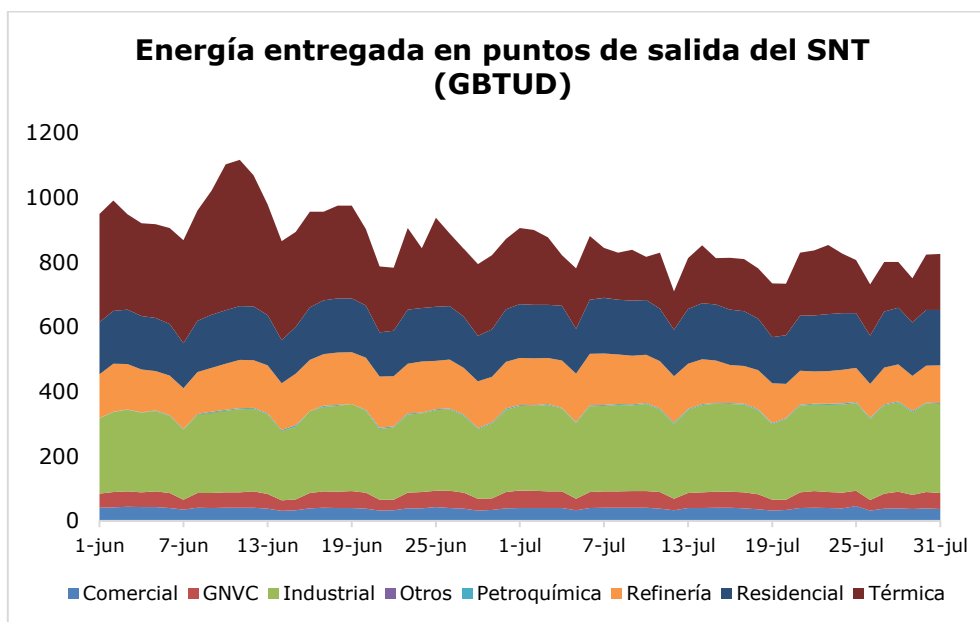


Ilustración 8. Consumo de gas natural en puntos de salida del SNT en los meses de junio y julio de 2020 – Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

La demanda total de gas natural en julio fue de 815.3 GBTUD presentando una reducción interanual de 8.8%, tras los meses de mayo y junio donde había tenido incrementos, principalmente por la mayor demanda térmica como respuesta a las condiciones de hidrología del mercado eléctrico; la demanda No Regulada se ubicó en 579.6 GBTUD, reduciéndose en un 13.4% con respecto al mismo mes en el 2019, mientras que la demanda industrial se redujo 9.1% y se ubicó en 265.5 GBTUD. Adicionalmente, la demanda de gas natural para los sectores agregados<sup>26</sup> en el mes de julio se ubicó 7.6% por encima de lo proyectado en el escenario base de la UPME<sup>27</sup> 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 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.

<sup>25</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 para cada día.

<sup>26</sup> Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial y GNVC.

<sup>27</sup> 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 de gas natural para sectores agregados en julio además se encuentra 7.2% por encima del escenario de proyección optimista y 20.2% por encima del escenario pesimista.

PRECIOS INTERNACIONALES DE GAS Y CRUDO - JULIO DE 2020 (USD/MBTU)							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Julio de 2020	4.13	1.76	2.39	1.77	1.81	43.13	40.77
Variación último mes	-17.27%	4.37%	11.82%	2.78%	1.64%	5.74%	6.35%

Ilustración 9. Precios de combustibles en el mes de julio de 2020 – Fuente: BMC - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

## 5. REFERENCIAS

Argus Media Group. (2020). *Global LNG deliveries fall again in July*.

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

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2020). *Proceso de Comercialización de Gas Natural 2020 - Síntesis resultados agregados de la comercialización de contratos de largo plazo de gas natural*. Bogotá D.C.

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

DANE. (2020). *Encuesta Pulso Empresarial, segunda ronda - mayo de 2020*. Bogotá D.C.

Hocol. (2020). *Comunicado a la opinión pública: Hocol anuncia descubrimiento de gas en el Caribe colombiano en el pozo Merecumbé1*. Bogotá D.C.

International Energy Agency (IEA). (2020). *The impacts of the COVID-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions*. Paris.

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

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

XM. (2020). *Portal BI*. Medellín.

**ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS**

<b>Resolución MME 40193 de 2020</b>	Complementa el Plan de Expansión de Transmisión con algunas obras estratégicas.
<b>Proyecto de Resolución MME</b>	Propone modificar los criterios de calidad de combustible diésel ACPM, y los biocombustibles para su uso en motores diésel como componentes de mezcla en procesos de combustión.
<b>Proyecto de Resolución MME</b>	Propone algunos lineamientos sociales para el desarrollo de Proyectos Piloto de Investigación Integral en Yacimientos No Convencionales - YNC
<b>Proyecto de Resolución MME</b>	Propone establecer criterios técnicos para proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia.
<b>Proyecto de Decreto MME</b>	Propone la creación de la Comisión Intersectorial para el Seguimiento de los Sectores de Energía Eléctrica y Gas Combustible
<b>Convocatoria Planta regasificadora - UPME</b>	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.
<b>Circular CREG 060 de 2020</b>	Archiva la Resolución (CONSULTA) CREG 116 de 2020: "Por la cual se toman medidas para la asignación de las cantidades de gas natural de los contratos con interrupciones para la demanda térmica.
<b>Resolución CREG 131 de 2020</b>	(CONSULTA) Propone las condiciones de implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.
<b>Resolución CREG 138 de 2020</b>	Adopta 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).
<b>Resolución CREG 139 de 2020</b>	(CONSULTA) Propone una actualización del esquema de separación de áreas de la interconexión Colombia - Ecuador a 230 kV.