

ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.15

JUNIO 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 grandes consumidores colombianos de energía de carácter industrial y comercial, propende por la competitividad de la industria en temas energéticos, actúa impulsando propuestas que lleven a un mercado eficiente que permita contar con precios de energía competitivos, destacando que, para la demanda, el precio competitivo incluye calidad, disponibilidad y seguridad.

En su objetivo de realizar un constante seguimiento al sector energético, al comportamiento del mercado, y especialmente a los indicadores que interesan a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Mensual Sectorial. Este documento presenta el informe correspondiente al mes de junio del año 2021, el cual se caracteriza por cuatro aspectos principales; en primer lugar, se aprobó en el Congreso de la República el Proyecto de Ley de Transformación Energética que impone diversos cambios sectoriales; en segundo lugar, la UPME publicó las nuevas proyecciones de demanda energética; en tercer lugar, se observa el desarrollo de diversos aspectos regulatorios relacionados con las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como es el caso de la Resolución CREG 075 de 2021 y la subasta de almacenamiento con baterías; finalmente, en el sector de hidrocarburos se publicaron los últimos datos de reservas de gas y petróleo, se aplazó la adjudicación del Proyecto de Regasificadora del Pacífico, y se avizoran cambios en el mercado de gas natural, debido a los análisis y estudios a realizar que señala la CREG en la Circular 031 de 2021.

Este informe además considera la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, resume los principales cambios regulatorios que impactan a los Usuarios No Regulados (UNR), y publica 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

En el mes de junio se aprobó en el Congreso de la República el Proyecto de Ley 365 de 2020 Senado, 565 de 2021 Cámara¹. Este proyecto establece una serie de disposiciones “para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones”. El documento conciliado extiende los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 al hidrógeno verde y azul, al almacenamiento de energía a gran escala y a la medición inteligente; además, incrementa algunos beneficios a los proyectos de eficiencia energética. Fortalece al FENOGÉ, brinda incentivos a la movilidad sostenible y a la Geotermia, señala que se reglamentará y promocionará el desarrollo de tecnologías de carbono (CCUS); además, crea el Fondo Único de Soluciones Energética (FONENERGÍA)², el cual coordinará,

¹ El PL se aprobó en el inicio del mes de julio convirtiéndose en la Ley 2099 de 2021. “Objeto: La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía y sistemas de medición inteligente, que comprenden tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda

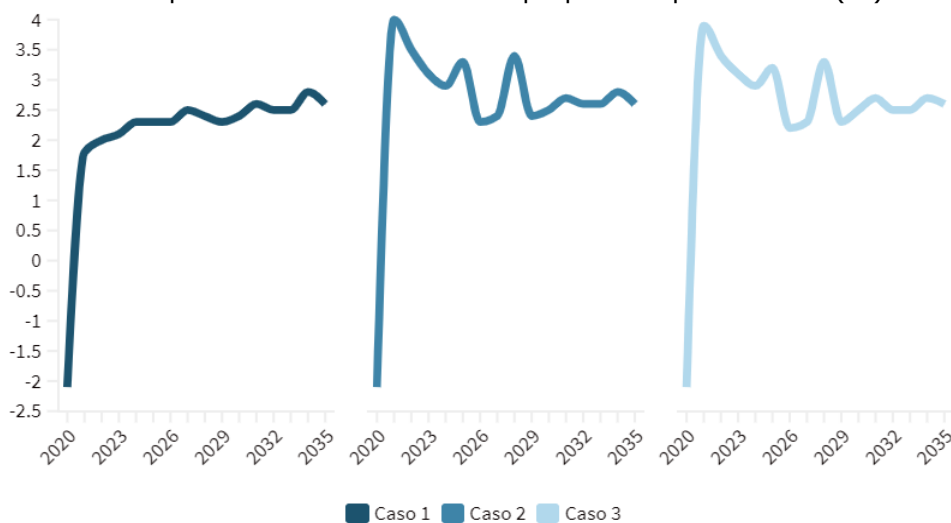
² Sustituye los fondos PRONE, FAER, FAZNI y FECFGN.

articulará y focalizará fuentes de recursos para financiar proyectos de mejora de calidad del servicio, expansión de la cobertura energética y normalización de redes. Por otro lado, cambia la composición de la CREG, y modernizaría el régimen de subsidios y contribuciones, sujeto a lo que determine el Gobierno Nacional.

Entre otros cambios notorios de la Ley, y que **Asoenergía** ha destacado y celebra, se encuentra la reestructuración del CNO, que incorpora un representante de la demanda No Regulada y uno de la demanda Regulada, solicitud que **Asoenergía** ha realizado en diversas ocasiones y escenarios. Otro cambio importante es que el proyecto establece que el despliegue de AMI no podrá trasladar costos adicionales al usuario en la facturación o cualquier otro medio, pues, como la Asociación ha expresado a la CREG, la remuneración deberá ser a partir de los potenciales ahorros de los agentes que desarrollarán la AMI y del valor agregado para el SIN. Se destaca igualmente la racionalización en los trámites para proyectos eléctricos, agilizando, entre otros, los procesos de licenciamiento ambiental, y la creación del "Sello de Producción Limpia" para industrias que utilicen FNCER y eficiencia energética en sus procesos. Se enfatiza en su objeto la eficiencia energética y la respuesta de la demanda.

Otro tema destacado en el último mes fue la actualización de las proyecciones de demanda energética de la UPME para el período 2021 – 2035. Al igual que las proyecciones del año 2020, las cuales fueron publicadas en el *Informe Sectorial No. 3 de Asoenergía*, se plantean tres casos; el primero, considera la demanda del SIN; el segundo, 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); el tercer caso, considera la demanda del SIN, los GCE, los VE y añade el desarrollo de la Generación Distribuida (GD) en el país. Además, se contemplan escenarios medios, alto y bajo para cada caso. En la Ilustración 1 se observan las proyecciones de crecimiento anual en el escenario medio para cada uno de los casos planteados por la UPME. Se considera el período desde el año 2020 hasta el año 2035.

Ilustración 1. Tasa de crecimiento anual proyectada de la demanda de electricidad en el escenario medio para cada uno de los casos propuestos por la UPME (%)

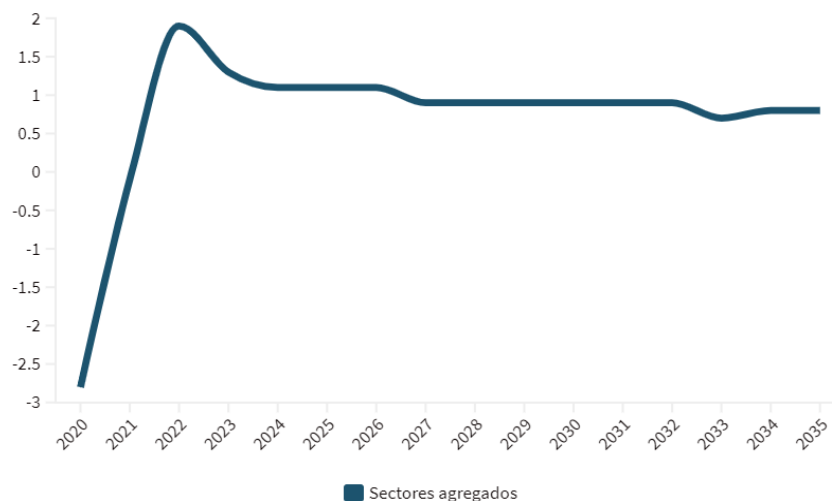


Fuente: UPME - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**

La demanda eléctrica, en su escenario medio, estima un crecimiento anual de 1.8% en el año 2021 para el Caso 1, de 4.0% para el Caso 2, y de 3.9% para el Caso 3; así mismo, para el año 2022 se esperan crecimientos de 2.0%, 3.5% y de 3.4%, respectivamente. El promedio anual de crecimiento en el período 2023 – 2035 se estima de 2.4% para el Caso 1, y de 2.7% para los Casos 2 y 3.

En materia de gas natural, las proyecciones de demanda agregaron a los sectores residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC. No se incluye la demanda de las refinерías 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**

La demanda de gas natural para los sectores agregados tendría una caída de 0.1% en el año 2021 y un crecimiento de 1.9% en el año 2022. El promedio anual de crecimiento en el período 2023 – 2035 se estima en 0.9%.

En resumen, de acuerdo con las proyecciones de la UPME, la recuperación de la demanda de electricidad del SIN alcanzaría el nivel total del año 2019 en el año 2022 en el escenario medio, para el segundo caso, que incluye la demanda de los GCE y los VE, la recuperación se lograría en este año 2021, mismo comportamiento que el tercer caso que incluye la GD. En el caso del gas natural, la recuperación se lograría en el año 2022 en el escenario medio.

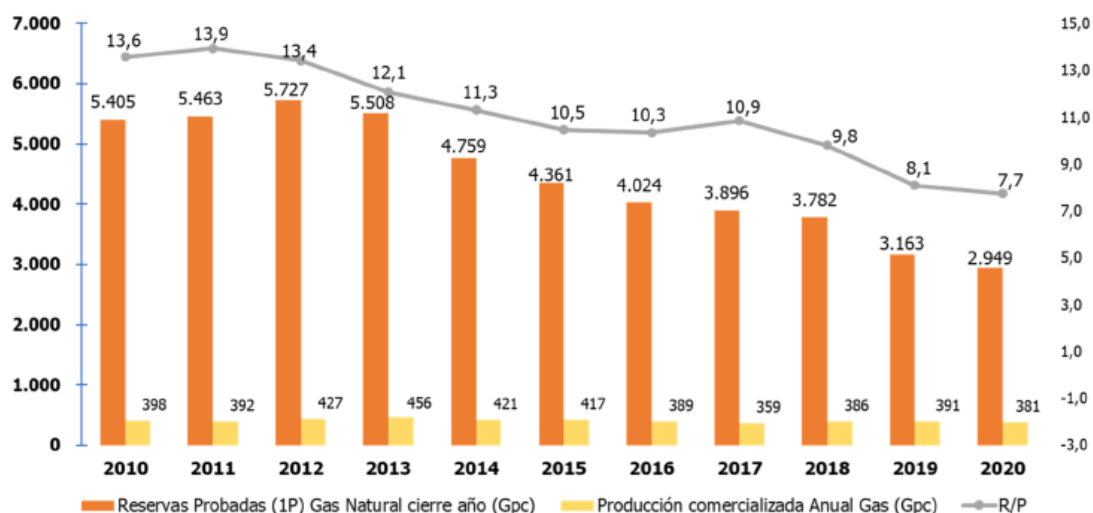
Por otro lado, entre los avances en aspectos regulatorios relacionados con la expansión pero enfocado en las necesidades de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), la CREG emitió la Resolución 075 de 2021, en la cual se espera reorganizar el espectro de las conexiones de proyectos en el sector eléctrico colombiano, pues, hoy en día, se mantienen asignaciones para una gran cantidad de proyectos que ocupan capacidad de transporte con baja viabilidad de desarrollo, que cuentan con el plazo de puesta en marcha vencido y/o no se amparan

con una garantía que los respalde. La liberación de esta capacidad de transporte de energía no utilizada podría solucionar los cuellos de botella que se mantienen para el ingreso de nuevos proyectos de generación, especialmente con FNCER, congestiones que se reflejan en mayores costos de restricciones, como lo ha señalado constantemente **Asoenergía**.

La Resolución en mención plantea un sistema de información centralizado, dirigido por la UPME por medio de una Ventanilla Única, para evaluar y asignar de manera óptima a generadores y grandes usuarios interesados en conectarse al SIN una respectiva capacidad de transporte; además, la Resolución ajusta la cobertura³ de garantías cuando haya incumplimiento, la cual pasará de 1 USD/kW a 10 USD/kW. Finalmente, entre los avances adicionales en el mes de junio se encuentra el anuncio del Ministerio de Minas y Energía de la tercera subasta de energías renovables, y la adjudicación de la subasta de almacenamiento con baterías (45 MW), la cual fue obtenida por la empresa Canadian Solar Energy Group, y entraría en operación el 30 de julio de 2023.

Finalmente, en cuanto al sector de hidrocarburos, la ANH publicó los últimos datos de reservas de crudo y gas con corte al 31 de diciembre de 2020. Los resultados del análisis se observan en la Ilustración 3.

Ilustración 3. Histórico de Reservas Probadas (1P) y Producción de Gas natural



Fuente: ANH

Para el gas, las reservas probadas (1P)⁴ pasaron de 3,163 Gpc en el año 2019 a 2,949 Gpc al cierre del año 2020, en los mismos años la Producción Comercializada Anual de Gas pasó de 391 Gpc a 381 Gpc. En total, de acuerdo con la ANH, las reservas probadas (1P) de gas natural disponibles para autoabastecimiento pasaron de 8.1 años a 7.7 años, y están ubicadas mayormente en los departamentos de Casanare (57%), Guajira (15%) y Córdoba (10%).

Un tema adicional y de especial importancia para el mercado de gas natural fue la publicación de la Circular CREG 031 y el Documento CREG 049 de 2021, el cual realizó un análisis profundo sobre

³ Cuando se trate de conexiones a proyectos de expansión del SIN que van a ser desarrollados mediante las convocatorias previstas en la regulación, el valor inicial de la cobertura de la garantía para reserva de capacidad será el 50% del valor señalado.

⁴ Las reservas 2P (Probadas + Probables) se ubicaron en 3,581 Gpc y representan una relación R/P de 9.4 años, mientras que las reservas 3P (Probadas + Probables + Posibles) se ubicaron en 4,031 Gpc, representando una relación R/P de 10.6 años.

la comercialización mayorista de gas natural desde la Resolución CREG 089 de 2013. El documento resalta diecinueve (19) problemáticas relacionadas con el Mercado Primario, el Transporte de gas, el Mercado Secundario y Temas transversales, operativos y otros. Entre los temas más destacados se encuentran: i) Inflexibilidad en el procesos, mecanismos y tipos de contratación; ii) Venta del gas por parte del productor en punto diferente de la boca de pozo; iii) Reglas de comercialización diferenciales entre campos de producción; iv) Desconocimiento de las necesidades de la demanda; v) Cantidades disponibles para los contratos con interrupciones y su asignación; vi) Información asimétrica entre productores y otros participantes del mercado; vii) Falta de información operativa y en tiempo real; viii) Falta de opciones que incluyan suministro y transporte; iv) Atrasos en el desarrollo de infraestructura para el aumento de la capacidad de transporte; x) Acaparamiento de capacidad de transporte; xi) Altos costos de transacción del mercado secundario; xii) Bajos incentivos para que los agentes pongan sus excedentes en el mercado; xiii) Ilíquidez e insuficiencia del mercado secundario; xiv) Mantenimientos programados como eventos eximentes limitan confiabilidad del servicio; xv) Desbalances de gas ajenos al comportamiento de la demanda; xvi) Asimetría entre las libertades en la contratación de Otras transacciones del mercado (OTMM) y los mecanismos regulados del mercado mayorista, entre otros.

El resultado del análisis plantea una Resolución definitiva que ajuste los mecanismos de comercialización establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020, una Resolución sobre las disposiciones y reglas para UNR y OTMMM, y una Resolución que defina la fórmula tarifaria de gas combustible por redes de tubería aplicable a Usuario Regulado. Adicionalmente, el documento plantea contratar estudios para definir el modelo más adecuado para remunerar el transporte de gas en Colombia; para definir las reglas, tipos de contratos, plazos y procedimientos para la comercialización de suministro de gas natural para la atención específica de la demanda eléctrica; un estudio para establecer alternativas para la actualización de la indexación de los precios de los contratos de suministro; y finalmente, un estudio para definir indicadores para monitorear el mercado y cumplimiento de los objetivos propuestos.

Al respecto, **Asoenergía** considera, y como es evidente en la Circular y el ejercicio realizado por la CREG de reunir las opiniones de agentes, gremios, consultores, y de la misma Comisión, que el avance regulatorio del mercado de gas ha sido accidentado, y los ajustes hechos aún no corrigen los problemas de raíz. Lo anterior puede deberse a insistir en una dirección de desarrollo equivocada, que se ha materializado en un mercado inflexible, lento y que ha consolidado problemas estructurales que no se han logrado solucionar a lo largo de los últimos años. A pesar del esfuerzo de la Comisión, algunos intentos sin fortuna de solucionar dichos problemas han generado nuevos problemas que perpetúan un mercado concentrado, altamente monopólico, ilíquido, opaco en la información, segmentado, con productos que no se alinean a las necesidades de nuevas y actuales demandas, que impiden el desarrollo sostenible del mercado de gas natural, el cual está llamado a ser parte del portafolio de la matriz sostenible. Hay un círculo vicioso cuya solución va más allá de solo ajustar las reglas de comercialización, y en su lugar, requiere tomar acciones hacia problemas estructurales del mercado, como lo es la remuneración del transporte de gas natural, pasando del actual cargo por distancia, a un modelo de estampilla con gestión y planeación centralizada que optimice su uso y expansión.

Finalmente, respecto al mercado de gas natural, el Gobierno Nacional, a través de la UPME, extendió por segunda ocasión los plazos para la licitación de la Planta de Regasificación del Pacífico, la cual tenía como fecha el próximo 27 de julio, y ahora tendrá un nuevo plazo hasta el 21 de octubre de este año. Además, la apertura del sobre en el proceso de selección del inversionista

pasó del 24 de agosto al 16 de noviembre; sin embargo, se estarían recibiendo contraofertas hasta el 23 de noviembre. Los resultados finales de esta licitación, se anticipa, serán publicados el día 16 de diciembre en audiencia pública. **Asoenergía** insiste en que no esta sustentada la metodología de definición de su oportunidad, necesidad y asignación de esta nueva oferta.

En cuanto a otros mercados como el LNG, de acuerdo con Bloomberg, para el año 2025 la demanda global de LNG podría aumentar un 14% con respecto al año 2020⁵, lo que equivale a una demanda de 26 a 34 millones de toneladas (Mt) al año durante el periodo 2022 – 2025. La demanda se vería impulsada principalmente por Europa, China, y el sur y sudeste de Asia, mientras que mercados tradicionales como Japón, Corea y Taiwán se verían estancados en su consumo; por otro lado, Pakistán, Bangladesh y Tailandia serían los tres principales mercados de crecimiento en Asia emergente por los próximos cinco años. Por otro lado, las importaciones chinas de LNG en junio alcanzaron 6.5 Mt, un aumento de 22% con respecto a junio de 2020, sobrepasando a Japón como el mayor importador de LNG del mundo. De acuerdo con la consultora Wood Mackenzie, se cree que las importaciones de LNG de China aumentaron en 28% interanual durante la primera mitad del año 2021, esto representaría más del 40% del crecimiento global de las importaciones de LNG; además, se espera que para el final del año 2021 China aumente la demanda de LNG en 11.0 Mt, representando más de la mitad del aumento en la demanda global de LNG pronosticada para el año en curso, calculada en 18.0 Mt.

Los precios spot de LNG en Asia se incrementaron destacadamente los últimos días de junio, alcanzando un valor de 13.1 USD/MBTU al cierre del mes, y alcanzando nuevos récords para la actual temporada. El precio del LNG Japón – Corea promedio en el mes de junio de 2021 fue de 11.6 USD/MBTU, representando un incremento de 19.0% con respecto al mes de mayo⁶. De acuerdo con GNL Global, el aumento de los precios del de LNG en Asia no solo ha aumentado la competencia por cargamentos entre las cuencas, principalmente del Atlántico hacia el Pacífico, sino que también ha llevado a los precios del gas natural, en los principales hubs de referencia, a registrar aumentos récords durante este mes de junio⁷.

Por el lado del carbón, en el mes de mayo de 2021 las exportaciones del país tuvieron una caída interanual de 34.8% alcanzando un total de 4.8 MTON, y una caída de 28.3% en su producción; sin embargo, la producción se incrementó 52.2% con respecto al trimestre anterior, y se ubicó en 14.0 millones de toneladas. En el contexto global, en este año se proyecta que la demanda de carbón aumentará un 60.0% más que todas las energías renovables combinadas, lo que sustenta un aumento de las emisiones de CO2 en casi el 5.0%, equivalente a 1,500 Mt. Este aumento esperado revertiría el 80% de la caída del año 2020, y las emisiones terminarían solo 1.2% (o 400 Mt) por debajo de los niveles de emisiones previos a la pandemia.

En función de los contextos mencionados, a continuación se presentan los principales indicadores energéticos del mes de junio de 2021 correspondientes a los mercados de electricidad y gas;

⁵ A pesar del impacto del COVID-19, los desafíos en la gestión de la cadena de suministro, los mantenimientos y otros asuntos comerciales, el año 2020 se registró como otro año de crecimiento para el comercio de GNL. De acuerdo con el último reporte de la International Gas Union (IGU), el comercio mundial de GNL en 2020 aumentó a 356.1 millones de toneladas (Mt), esto es un aumento de 1.4 millones de toneladas con respecto a 2019, registrando otro año de crecimiento consecutivo para el comercio de GNL.

⁶ Fuente: BMC – Portal BI Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia.

⁷ Entre los principales factores que han ocasionado estos valores máximos en los precios spot del gas natural a nivel mundial, se encuentran: i) Altas temperaturas registradas durante el verano que han impulsado la demanda de generación de energía para aire acondicionado en el hemisferio norte en Asia; ii) La demanda para reponer inventarios, reducidos durante el invierno pasado, principalmente en Europa; iii) El aumento registrado en la actividad económica de algunos importadores en comparación con el año pasado, particularmente en China y iv) El aumento significativo de las compras spot de LNG observado en Brasil, para cubrir la crisis hidroeléctrica que enfrenta ese país.

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.

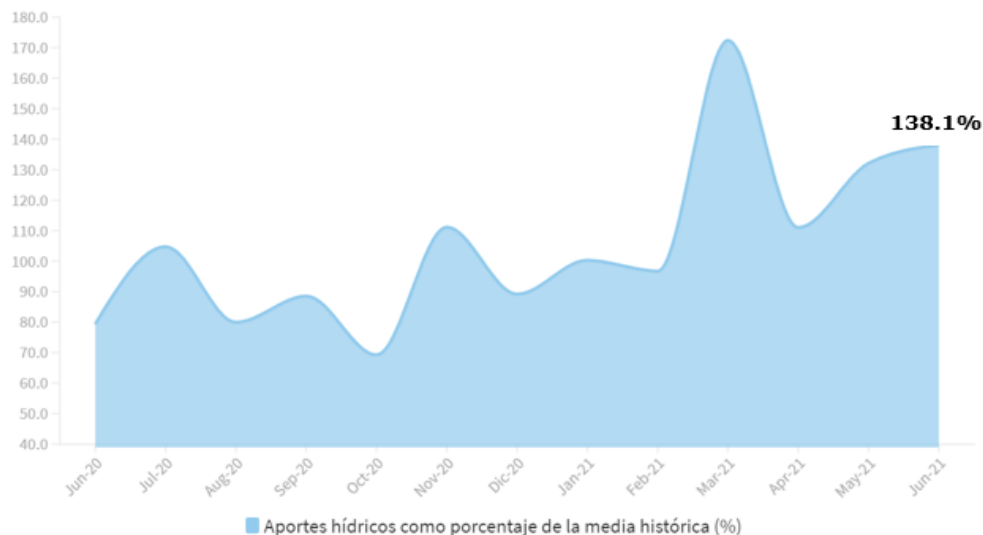
3. ENERGÍA ELÉCTRICA

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

3.1. HIDROLOGÍA DEL SIN

Colombia con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo anterior, la Ilustración 4 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en los últimos doce meses.

Ilustración 4. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año



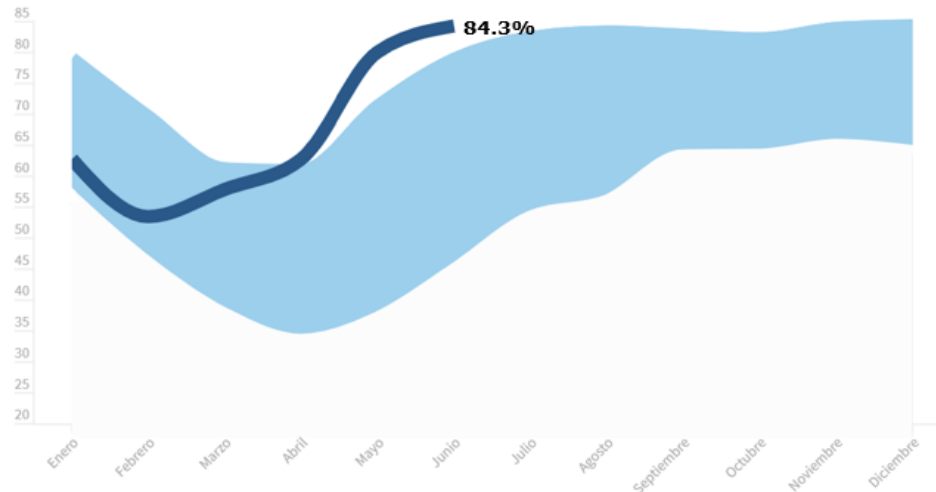
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

En el mes de junio los aportes hídricos se mantuvieron por encima de la media histórica siguiendo la tendencia de los últimos cuatro meses, y presentando un incremento en dicho porcentaje en el último mes. El nivel de los aportes hídricos alcanzó un valor de 313.5 GWh-día en junio, reflejando un nivel de 138.1% 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 desde 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 5 se observa el nivel del embalse en lo corrido de 2021, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico⁸ de este indicador.

Ilustración 5. Volumen útil del embalse agregado del SIN en 2021



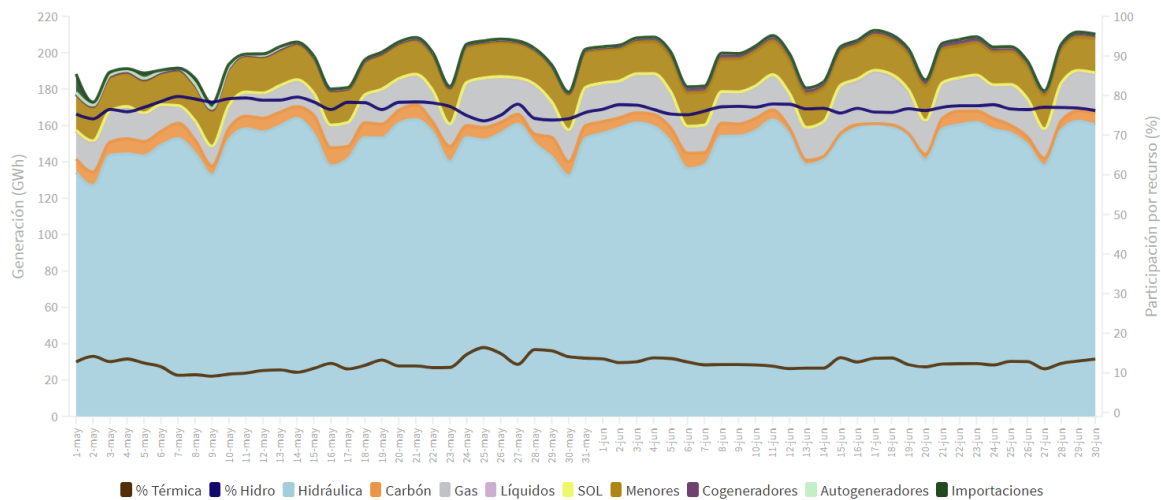
Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Durante el mes de junio el nivel del embalse agregado continuó con tendencia al alza y se ubicó nuevamente por encima de lo que había sido su comportamiento histórico hasta el año 2020. El volumen útil cerró el mes de junio en 84.3%, incrementándose 4.1% con respecto al mes de mayo. Se espera que la bonanza del recurso hídrico se pueda ver reflejada en una gestión óptima del agua por parte de los agentes.

3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de junio la demanda y la generación de electricidad tuvieron un incremento en sus valores con respecto al mes anterior, como consecuencia del retorno a la normalidad en las actividades tras un mes de mayo que se vio afectado por algunas medidas de mitigación contra la tercera ola de la pandemia, y algunas restricciones en la operación producto de inconvenientes de orden público. En la Ilustración 6 se presenta el comportamiento de la generación de electricidad del SIN por tecnología y el porcentaje de generación hidráulica y térmica del total durante el último bimestre. Se resalta la participación constante de las menores y variable de las importaciones.

⁸ Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1991 hasta 2020.

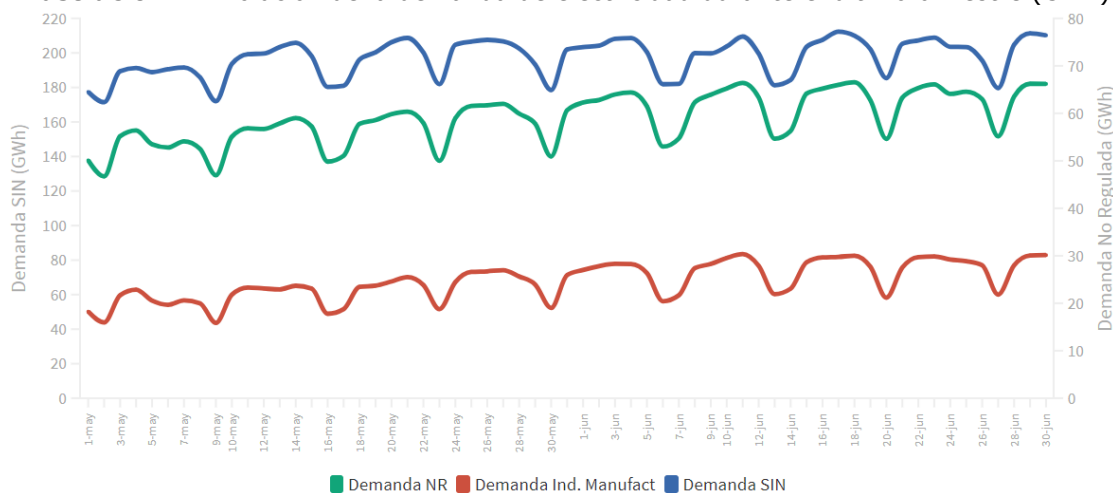
Ilustración 6. Generación de electricidad del SIN y participación por recurso – último bimestre (GWh)


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

La generación de electricidad promedio en el mes de junio de 2021 fue de 200.4 GWh-día, presentando un incremento interanual de 12.6%, y de 3.6% con respecto al mes de mayo. La participación hidrúlica en el último mes se situó en 76.8%, reduciéndose 0.4% con respecto al mes de mayo, mientras que el aporte térmico fue de 12.5%, incrementando su aporte en 0.2%. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural se incrementó 23.2% llegando a 20.2 GWh-día, y el aporte del carbón se redujo 34.5% situándose en 4.8 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía se redujeron fuertemente con respecto al mes de mayo, y en junio la energía eléctrica proveniente de Ecuador se situó en 39.0 MWh-día, mientras que las exportaciones mantuvieron un nivel bajo con un promedio de 5.0 MWh-día.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el último mes la demanda eléctrica se incrementó, en paralelo como lo hizo la generación de electricidad mencionada anteriormente. La Ilustración 7 muestra el comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad en el último bimestre. La gráfica presenta la demanda del SIN en el eje izquierdo, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje derecho.

Ilustración 7. Evolución de la demanda de electricidad durante el último bimestre (GWh)


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

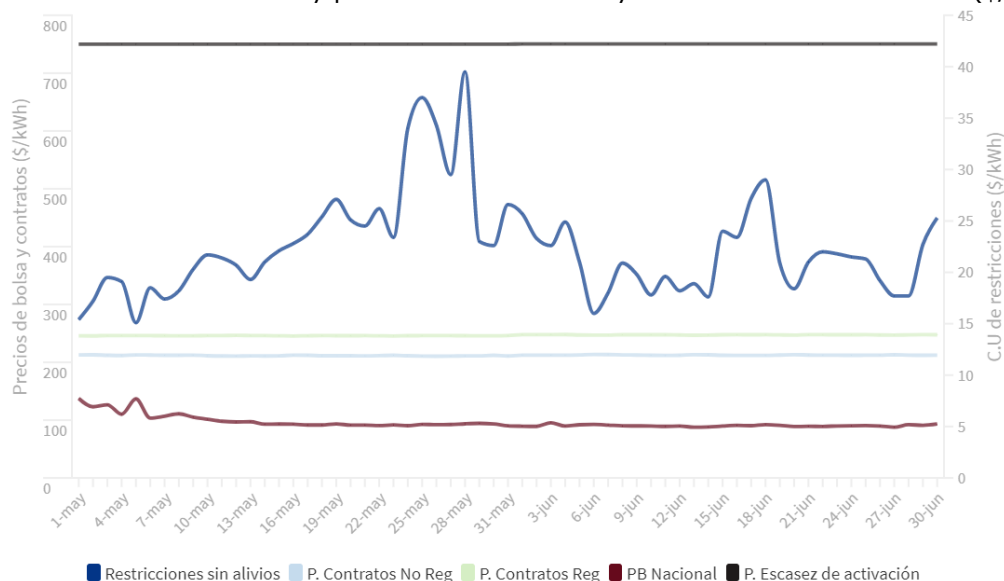
La demanda del SIN en el mes de junio fue de 200.6 GWh-día, incrementándose 8.1% con respecto al mismo mes en el 2020 y 3.4% comparado con el mes de mayo. La demanda No Regulada se aumentó 15.9% de manera interanual y 11.8% mensual, llegando a 62.4 GWh-día. Por su lado, la demanda correspondiente a las industrias manufactureras evidenció un importante incremento de 19.9% interanual, y de 22.7% con respecto al mes de mayo, alcanzando un consumo de 27.3 GWh-día. Se observa la recuperación de la demanda, especialmente la demanda No Regulada y de la industria, con motivo de la mejora en la producción industrial del país.

La demanda del mes de junio se ubicó 1.0% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME⁹ para dicho mes. Es de esperar que en el mes de julio la demanda continúe su recuperación, en la medida en que avance el plan de vacunación y se retome la normalidad en diversas actividades como los colegios, universidades y otras entidades.

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 8 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el mes de junio del año 2021, junto a su evolución a partir del mes de mayo. 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.

⁹ La UPME publicó en el mes de junio de 2021 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 – 2035', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética (Escenario alto, medio y bajo). La demanda eléctrica de junio se ubicó 1.8% por debajo del escenario alto, y 3.9% por debajo del escenario bajo. Esto para el caso en que se presentan avances en la conexión de Grandes Consumidores Especiales y el desarrollo de Vehículos Eléctricos.

Ilustración 8. Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre (\$/kWh)


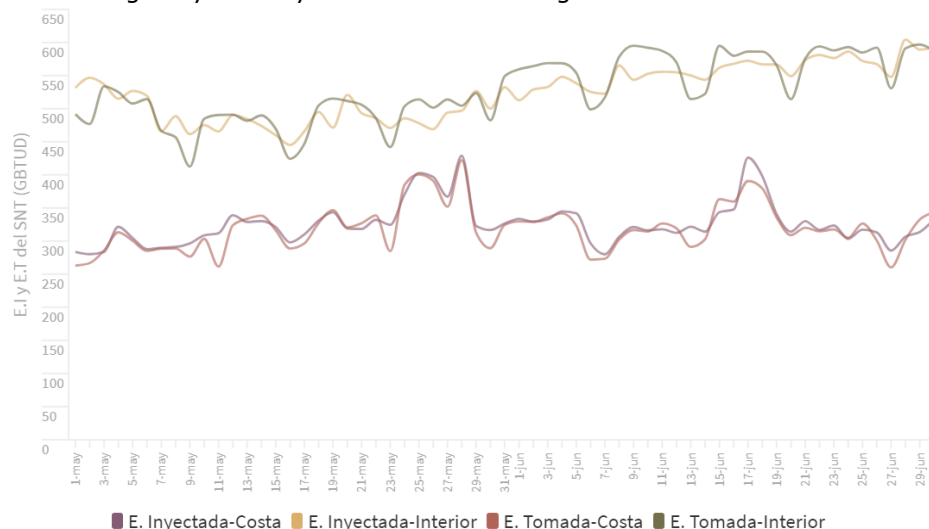
Fuente: XM - Cálculos y Elaboración: **Asoenergía**.

En el mes de mayo el PB presentó una caída de 10.0% con respecto al mes de mayo y de casi 70.0% con respecto al mismo mes de 2020. En paralelo el componente de restricciones se redujo levemente y alcanzó un valor de 21.2 \$/kWh, incrementándose 270.7% de manera interanual y reduciéndose 10.0% con respecto al mes de mayo. El promedio del PB en junio fue de 90.4 \$/kWh; así mismo, el valor máximo del PB fue de 95.5 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 750.4 \$/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 247.5 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado alcanzó un valor de 212.5 \$/kWh¹⁰.

4. GAS NATURAL

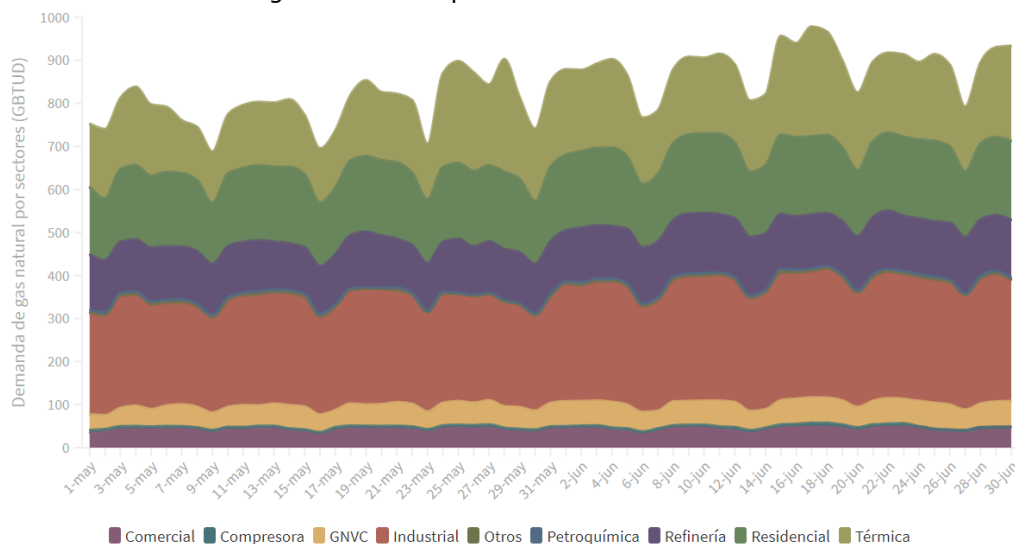
Al igual que ocurrió en el mercado eléctrico, el mercado de gas natural evidenció un leve cambio en sus principales indicadores de oferta y demanda durante el mes de junio del año 2021. En el último mes las nominaciones de gas natural se redujeron 6.4% de manera interanual y se incrementaron 6.5% con respecto al mes de mayo, ubicándose en 797.1 GBTUD, comportamiento que 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 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.

¹⁰ Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista.

Ilustración 9. 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 junio fue de 884.4 GBTUD, representando una caída interanual de 6.2%, similar a la de la energía tomada del SNT que se redujo en 3.6% llegando a un valor de 889.7 GBTUD¹¹. En junio 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 10 se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

Ilustración 10. Demanda de gas natural en puntos de salida del SNT en el último bimestre (GBTUD)


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

¹¹El 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.

La demanda total de gas natural¹² en junio de 2021 fue de 887.4 GBTUD, presentando una caída interanual de 5.2% y un incremento de 11.3% con respecto al mes de mayo. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 633.9 GBTUD, reduciéndose 9.4% con respecto al mismo mes en el 2020, e incrementando su valor 14.1% con respecto al mes de mayo. Finalmente, la demanda industrial se incrementó 16.0% de manera interanual, y de 14.1% comparado con el mes de mayo, el nivel alcanzado en junio fue de 288.2 GBTUD.

En cuanto a los otros sectores, la demanda de compresores se redujo 48.8%, la demanda térmica se redujo 34.3%, y el sector de refinería 11.8%, mientras que los demás sectores presentaron incrementos; el sector GNVC lo hizo en 22.7%, el sector comercial 15.4%, y el residencial en 10.7%. Finalmente, la demanda de gas natural para los sectores agregados¹³ en el mes de junio de 2021 se incrementó 13.8% de manera interanual, y se ubicó 8.6% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME¹⁴ para dicho mes.

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 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 11. Precios de combustibles en el mes de junio de 2021

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES - JUNIO DE 2021							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Junio de 2021	4.2	3.3	11.6	9.6	10.4	73.5	71.4
vs último mes	1.5%	10.3%	19.0%	7.4%	16.4%	7.6%	9.7%

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

¹² 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.

¹³ Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC.

¹⁴ La UPME publicó en el mes de junio de 2021 el documento 'Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 – 2035', en el cual se propuso una serie de escenarios para la demanda energética. La demanda de gas natural para sectores agregados en junio además se encuentra 2.5% por encima del escenario alto de proyección y 15.7% por encima del escenario bajo.

5. REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). *Reservas de crudo y gas en el país - Corte a 31 de diciembre de 2020*.
- Bloomberg. (2021). *Global LNG market outlook 2021-25 overview is likely to stay*.
- Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI*. Bogotá D.C.
- Cerrejón. (2021). *Precio del carbón*. Guajira.
- DANE. (2021). *Boletín de Exportaciones - Febrero de 2021*. Bogotá D.C.
- GNL Global. (2021). *Resumen de noticias GNL Global – Edición junio de 2021*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Reporte Semanal Mina de Datos para la reactivación sostenible de Colombia*. Bogotá D.C.
- UPME. (2021). *Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 - 2035*. Bogotá D.C.
- XM. (2021). *Portal BI*. Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

PL365 de 2020 Senado-565 de 2021	<p>"Proyecto de Ley para la Transición Energética, la reactivación económica del país y el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctricas y gas combustible"</p>
Circular Externa UPME No. 019 de 2021	<p>Ampliación del alcance de los proyectos susceptibles de los beneficios tributarios para proyectos de gestión eficiente de la energía.</p>
Resolución CREG 070 de 2021	<p>Ajustes a la Resolución CREG 098 de 2019 relacionada con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.</p>
Resolución CREG 074 de 2021	<p>Define las exigencias de calidad del servicio para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica aprobados en la Resolución CREG 098 de 2019.</p>
Resolución CREG 075 de 2021	<p>Define disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional.</p>
Resolución CREG 076 de 2021	<p>Proyecto de Resolución sobre medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDFV y las CIDVF.</p>
Circular CREG 036 de 2021	<p>Publicación del Cronograma de Comercialización de Gas Natural del año 2021.</p>