ASOENERGÍA

INFORME SECTORIAL No.39

JUNIO DE 2023

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

Contenido

Introducción ---------- 3

Actividad del mercado energético ---------- 3

Energía eléctrica ---------- 10

Hidrología del SIN ---------- 10

Generación de electricidad ---------- 12

Demanda de electricidad ---------- 13

Precios y transacciones ---------- 14

Gas Natural ---------- 16

Avances regulatorios ---------- 20

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, como gremio propende por la competitividad de la industria en temas energéticos impulsando un mercado y una regulación eficiente que permitan contar con precios de energía competitivos, considerando que, para la demanda, el precio competitivo incluye calidad, disponibilidad y seguridad.

En su objetivo de realizar un constante seguimiento al sector energético, al comportamiento del mercado, y especialmente a los indicadores que interesan a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Mensual Sectorial. Este documento presenta el informe correspondiente al mes de junio del año 2023, el cual incluye una mirada al reglamento operativo, comercial y de coordinación regional para el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo MAERCP, así como sus ventajas, beneficios y retos para el sistema eléctrico nacional, de igual manera, se presenta el Decreto 0929 de 2023, en donde se dictan lineamientos para establecer política pública y promover la eficiencia y competitividad en el servicio público domiciliario de energía eléctrica, finalmente se hace un análisis a la ampliación en el cronograma para la licitación de la regasificadora del Pacífico.

Este informe considera la actualidad sectorial comparada con algunas referencias internacionales, y 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 pasado mes de junio, durante la reunión del Comité Andino de Autoridades y Reguladores Energéticos CARNEL se dio a conocer la aprobación del reglamento operativo, comercial y del coordinador regional que guiará el funcionamiento del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo MAERCP. El mercado está conformado de manera inicial por Colombia, Ecuador y Perú, que a su vez contará con la presencia de Bolivia y Chile más adelante, en el marco de la iniciativa SINEA; se espera que a partir del año 2025 el mercado entre en operación con intercambios entre Ecuador y Colombia, sustituyendo de esta manera las transacciones actuales entre los dos países, posteriormente, en el año 2027 se espera la integración con Perú, luego de la puesta en operación de la interconexión de este país con Ecuador. Se tiene entonces la regulación, ahora falta potenciar la infraestructura de interconexión y los intercambios.

Esta aprobación se da en cumplimiento a lo establecido en la decisión CAN 816 de la Comunidad Andina de Naciones, para el intercambio de energía y la interconexión eléctrica de los países andinos; de igual manera, se anuncia que se hace una modificación a esta decisión previendo un periodo de transición con el objetivo de facilitar la implementación y adaptación del mercado. Esto implica que en los países donde se implementará este mercado se prepare una regulación interna que permita hacer la integración y comercialización de una manera efectiva. Igualmente, los administradores de los sistemas eléctricos de cada país deberán prepararse tecnológicamente para la coordinación y sincronización de los sistemas. Esto conlleva a que los tres países que inicialmente integrarán el mercado estén preparados para la administración de este, ya que esta administración se prevé se hará de manera rotativa, iniciando con Colombia en la implementación inicial.

En la actualidad, hay varias interconexiones entre Colombia y Ecuador, con una capacidad declarada de 500 MW, pero con limitaciones según decisiones de los operadores, que permiten operar sincrónicamente los dos sistemas e intercambiar hasta 10 GWh-día; a pesar de esto, desde Colombia se tienen varios retos para que la continuidad de la integración se dé con éxito y sea beneficiosa. Entre los cuales destacan que coyunturalmente Colombia actualmente no posee excedentes de energía, ya desde hace varios meses se viene importando energía desde Ecuador, aunque el intercambio ha sido en ambos sentidos desde su inicio, la cual permite que el sistema opere con tranquilidad. Es importante que se avance en los proyectos de generación FNCER, se logre la entrada en operación de todas las unidades de la central Hidrohituango, y se consolide una expansión eficiente para seguir logrando oportunidades de intercambio con beneficio total maximizado para el mercado integrado. Colomba viene intercambiando energía con Ecuador desde el año 2003 de manera exitosa, y esta integración regional con Perú ha sido largamente esperada en el camino de una integración latinoamericana, por lo cual este nuevo paso se ve con expectativas esperanzadoras. Desafortunadamente a la fecha no se conoce el contenido de los ajustes más allá de lo expuesto en medios, para poder así estudiar en detalle el marco regulatorio anunciado.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía MME expidió el pasado 7 de junio el Decreto 0929 de 2023, "por el cual se modifica y adiciona el decreto 1073 de 2015, Único Reglamento del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica". En el cual se busca promover la participación ciudadana en los procesos de regulación del sector, esto mediante el artículo 1, en donde el MME y la CREG deberán desarrollar y ejecutar acciones para promover la participación de asociaciones de usuarios, vocales de control, ligas de usuarios, grupos de valor y de la ciudadanía en general. De igual manera, en el artículo 2 se promueve la participación en el MEM, para esto, la CREG deberá diseñar mecanismos para que los usuarios y agregadores de demanda puedan ofertar reducciones, desconexiones u otros esquemas de participación, con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional SIN, respaldo a las Ofertas de Energía en Firme OEF, reducir los precios de bolsa, y aliviar los costos en las restricciones.

En conjunto con esto, mediante el artículo 5 se busca que la CREG analice la conveniencia de flexibilizar los requerimientos de medida de los usuarios, tanto para usuarios residenciales, comerciales e industriales; la CREG deberá actualizar la regulación vigente frente al cobro que registren energía activa y reactiva, esto con el fin de evitar lesiones injustas a los usuarios, para ello deberá revisarse, entre otros, el cobro asimétrico de energía reactiva capacitiva e inductiva y las penalizaciones por flujo reincidente de energía reactiva.

Con el fin de mejorar la formación eficiente de precios en el MEM el Decreto dispone del artículo 8, el cual adiciona la sección 7, que hace referencia a políticas para la formación eficiente de precios en el mercado mayorista. En donde se establecen los lineamientos para la valoración de los recursos de generación en el corto plazo, para ajustar la regulación con el fin de incorporar los siguientes criterios:

- Remuneración de **costos de arranque y parada** en los que efectivamente se incurra durante la operación real.
- Permitir ofertas independientes para la generación que corresponda a cumplimiento de caudales mínimos ambientales o fitosanitarios.
- **Valoración económica de los vertimientos** de acuerdo con las condiciones técnicas o ambientales que los sustenten.
- Condiciones simétricas para la liquidación de las generaciones de seguridad de recursos hídricos y térmicos.

- **Definición de las variables técnicas y ambientales** que deben ser consideradas en las **ofertas de precio en bolsa** por agentes generadores.
- Condición de tomadores de precio para los recursos con baja capacidad de regulación.

En el artículo se disponen de las medidas para el seguimiento del poder de mercado en las ofertas de precio en bolsa. En donde, como parte del reglamento de operación del MEM se deberán implementar procedimientos técnicos que permitan detectar en tiempo real el ejercicio de poder de mercado de los agentes en las ofertas de energía en bolsa que presenten al Centro Nacional de Despacho CND, así como mitigar su incidencia en el precio de bolsa; en donde la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD hará seguimiento a esta información.

Para lo anterior mencionado, la CREG deberá establecer una metodología con los procedimientos, controles y herramientas de mitigación, la cual deberá basarse en referentes técnicos y, además, deberá considerar como mínimo los siguientes criterios:

- La incidencia de las ofertas agregadas de un mismo agente para la atención de demanda.
- El comportamiento histórico de oferta de las unidades de cada uno de los agentes que tienen incidencia en la atención de la demanda.
- Las condiciones de restricciones del sistema que influyan en la necesidad de un recurso de generación.

Se espera un análisis ex post de los resultados de la implementación de la metodología de control de posible abuso de posición dominante en el mercado, máximo cada dos años. Como resultado de dicho análisis, se harían las actualizaciones o modificaciones conforme los cambios del mercado y las técnicas de evaluación de poder de mercado.

Finalmente, en el articulado se establece la política para la disminución de los costos de transacción de las coberturas en el MEM, en donde por parte de la CREG se revisará y ajustará el esquema regulatorio de garantías y de limitación de suministro, con el fin de optimizar las coberturas exigidas para las transacciones en el MEM, para lo cual se tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- Reducción de los costos de garantías por las transacciones, sin que genere riesgos de cartera o sistémicos.
- Inclusión de mecanismos existentes en los mercados financieros para garantizar las transacciones en el mercado de energía.
- Flexibilización de los montos a garantizar y sus periodos ante variaciones en las liquidaciones de las transacciones del mercado.

Con la expedición de este nuevo Decreto, el Gobierno nacional busca que la CREG tome decisiones priorizando estos lineamientos y que se garantice una mayor eficiencia económica del mercado eléctrico mediante el uso óptimo de los recursos para generar energía eléctrica, el establecimiento de mecanismos para concretar estos lineamientos y articular estas políticas públicas, que para los usuarios se traduzcan en la eficiencia y competitividad del servicio de energía eléctrica en el país.

Todo esto en el marco de una tarifa creciente ya que en los últimos años el servicio de energía eléctrica ha presentado incrementos significativos que afectan a todos los sectores del país, en donde, según el DANE para el mes de mayo, el precio de la energía eléctrica ha registrado un aumento de 18,07% año a año.

El Decreto define una serie de acciones para que la regulación actúe en torno a una priorización de temas que están afectando fuertemente a los usuarios, privilegiando la eficiencia y dando señales óptimas al mercado y las tarifas. Sin embargo, la efectividad de este decreto dependerá puntualmente de las medidas regulatorias que tome la CREG para cumplirlo. Desde **Asoenergía** resaltamos que se valoren los impactos en costos de las decisiones de los agentes, por ejemplo, en el caso de los vertimientos para optimizar los recursos asociados, especialmente en estos momentos de inicio del fenómeno de El Niño, de igual manera, destacamos la importancia de que se valore la metodología para el cobro de la energía reactiva, así como la valoración de la energía reactiva capacitiva, que puede llegar a ser beneficiosa en periodos horarios.

Para la demanda, el Decreto se lee como una búsqueda de acciones para aumentar la eficiencia económica del mercado mayorista dando una valoración correcta a los recursos de generación hídricos y térmicos, en donde se considere tanto la escasez como la abundancia de los recursos para la generación de forma óptima. De igual manera, al promover un aumento en la cantidad de energía disponible para contratos, se esperaría disminuir la exposición a bolsa, con la adopción de mecanismos donde se incorporarán procedimientos técnicos para determinar el abuso de poder de posición dominante en el mercado. Se incentivará a los usuarios y agregadores de demanda para que participen ofreciendo servicios de respuesta a la demanda y gestión integral de la misma. El Decreto habilita algunos beneficios para los usuarios que cuenten con infraestructura de medición avanzada, así como incentiva la participación de los usuarios en el proceso de diseño de política pública y expedición de regulación. De esta manera, insistimos que los resultados se concretaran en la medida de acciones y decisiones concretas de la CREG.

Finalmente, en el largo proceso de expansión para asegurar una nueva fuente de gas, el pasado 21 de junio, la UPME expidió una quinta adenda en el nuevo proceso de licitación de la Regasificadora del Pacífico, en la que se amplía el cronograma de recepción de ofertas por parte de las compañías que deseen participar en la construcción. Con esto, la fecha límite no será el 6 de julio, sino que se amplía para el 10 de agosto, en donde se abrirá el espacio para solicitud de usuario y contraseña a partir del 17 de julio hasta el primero de agosto. El proyecto se estima requiere una inversión entre 800 y 1.500 millones de USD, y como demanda hemos sido enfáticos, que su remuneración debe ser acorde a las necesidades de respaldo que requieren las generadoras térmicas. Este aspecto debe ser valorado nuevamente en bien de los usuarios, considerando el impacto en la remuneración de la optimización del uso, operación, y expansión del Sistema Nacional de transporte de gas (SNT).

El nuevo cronograma estimado y publicado será el mostrado en la ilustración siguiente:

Ilustración 1. Cronograma de la convocatoria para la regasificadora del Pacífico

"CALENDARIO DE LA CONVOCATORIA" UPME GN 01-2022 PROCESO DE SELECCIÓN ORDINARIO (SIN CONTRAOFERTA)		
	EVENTO	**FECHA**
9.	Solicitud de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica referidos en el numeral 7.1 de estos DSI para presentación de Propuestas	17 de julio al 01 de agosto de 2023
10.	Capacitación para el uso de la Plataforma Tecnológica a quienes realizaron la solicitud de usuario y contraseña	04 de agosto de 2023
11.	Recepción de la Propuesta (Sobre No. 1 y Sobre No. 2) (Desde las 07:00 a las 16:00 hora Colombia)	10 de agosto de 2023
12.	Audiencia Pública (posterior a la Recepción de las Propuestas)	10 de agosto de 2023
13.	Fecha límite de Notificación individual de los resultados de la Evaluación Propuesta Técnica (Sobre No. 1)	28 de agosto de 2023
14.	Fecha límite de registro por parte de la CREG del Valor Máximo de Adjudicación	04 de septiembre de 2023
15.	Fecha límite de continuación de la Audiencia Pública y lectura de los Sobres No. 2	05 de septiembre de 2023
16.	Fecha límite continuación de Audiencia Pública y firma del Acta de Adjudicación	08 de septiembre de 2023

Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética **UPME.**

Según la UPME, el proyecto ha cobrado bastante relevancia en el último tiempo, gracias a la necesidad de confiabilidad de corto plazo ante emergencias, como la vivida en meses anteriores donde la infraestructura sería necesaria para la zona sur occidente del país, debido a que está ubicada geográficamente en la "cola" del sistema, y a que no se cuenta con ninguna fuente de producción y cualquier inconveniente deja aislada la zona. Sin embargo, esta infraestructura no necesariamente sería la solución óptima y económica para este tipo de eventos, y no resuelve temas de corto plazo.

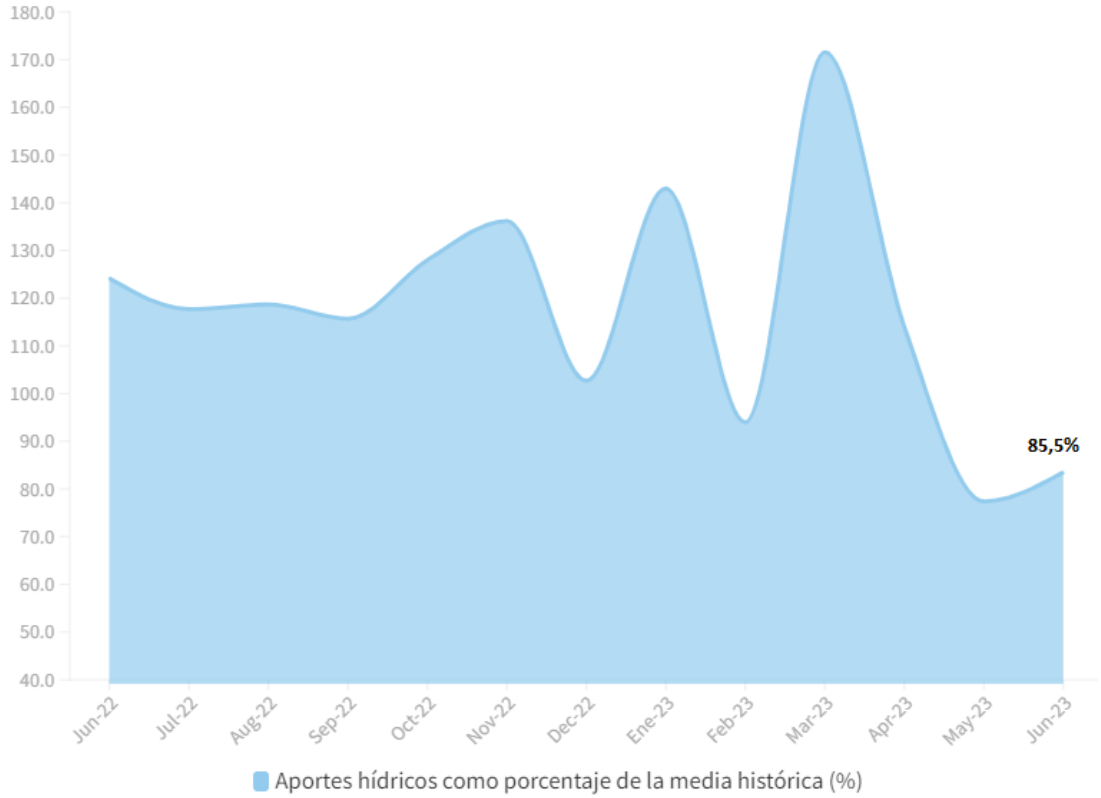
En su desarrollo presenta múltiples inconvenientes en su implementación, entre los que destaca su financiación, que al final es además impactado al incorporar gas importado al sistema, gas más costoso, debido a que este será importado probablemente del mercado spot, y en algunos escenarios será más costoso que el gas importado en la regasificadora del Atlántico. Esta infraestructura de oferta requiere construir un gasoducto que la interconectará el sistema actual, el cual tendrá que pasar por zonas delicada social y ambientalmente de la región Pacífica, que hacen compleja tanto su construcción como su operación y mantenimiento en el cronograma esperado.

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. HIDROLOGÍA DEL SIN

Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo anterior, la Ilustración 2 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en los últimos doce meses. Se anota que este análisis es sistémico.

Ilustración 2. Aportes hídricos como porcentaje de la media histórica en el último año



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

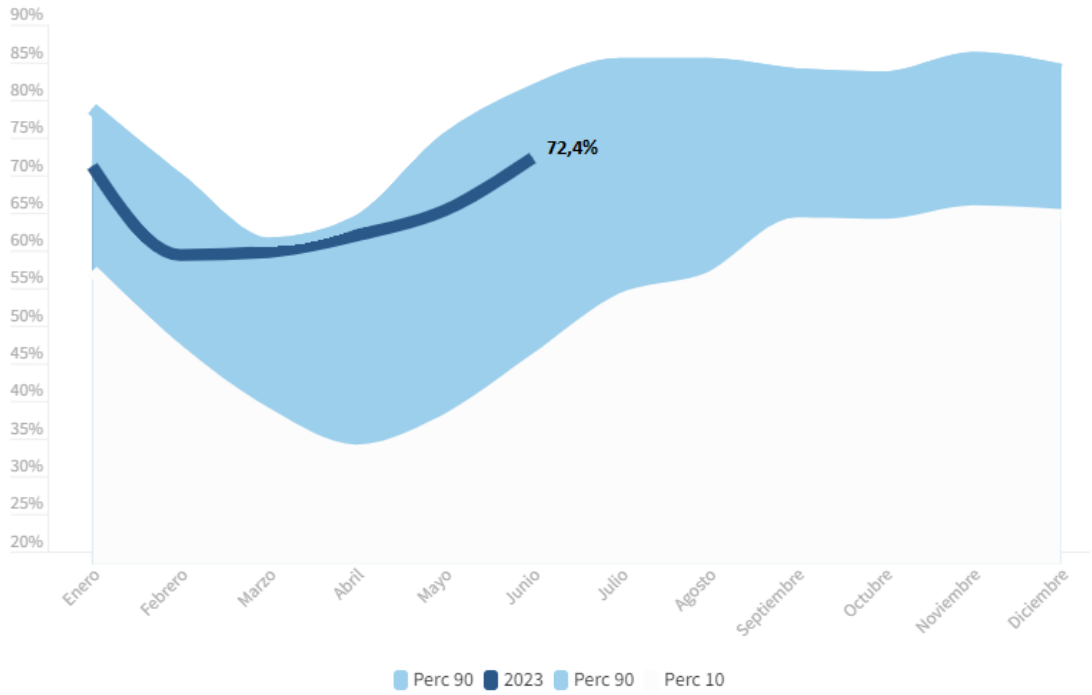
En el mes de junio los aportes hídricos aumentaron con respecto a la media histórica, luego de una bajada en el último mes; en este mes hubo un aumento de 6,1 p.p.[1] con respecto al mes de mayo de 2023. El nivel de los aportes hídricos presentó un valor promedio de 230,44 GWh-día, reflejando un nivel de 83,5% como porcentaje de la media histórica.

El período de verano en Colombia inicia tradicionalmente en el mes de diciembre, finalizando normalmente en el mes de abril, y a partir de los meses de mayo y junio se tiene la expectativa de recuperación del nivel de los embalses. El volumen útil se ha mantenido en niveles estables dadas las favorables condiciones hídricas en los últimos meses, y desde el mes de junio de 2022 se

[1] Puntos porcentuales.

mantiene por encima de su comportamiento histórico[2] con leves aumentos en los últimos meses. En la Ilustración se observa el nivel del embalse en el mes de junio de 2023, ubicado en el área que delimita el comportamiento histórico de este indicador.

Ilustración 3. Volumen útil del embalse agregado del SIN.



Fuente: XM – Elaboración: **Asoenergía**

Para el mes de junio de 2023 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 72,4%, presentando un aumento de 7,0 p.p. con respecto al mes de mayo de 2023 donde el nivel se había situado en 65,4% finalizando el mes.

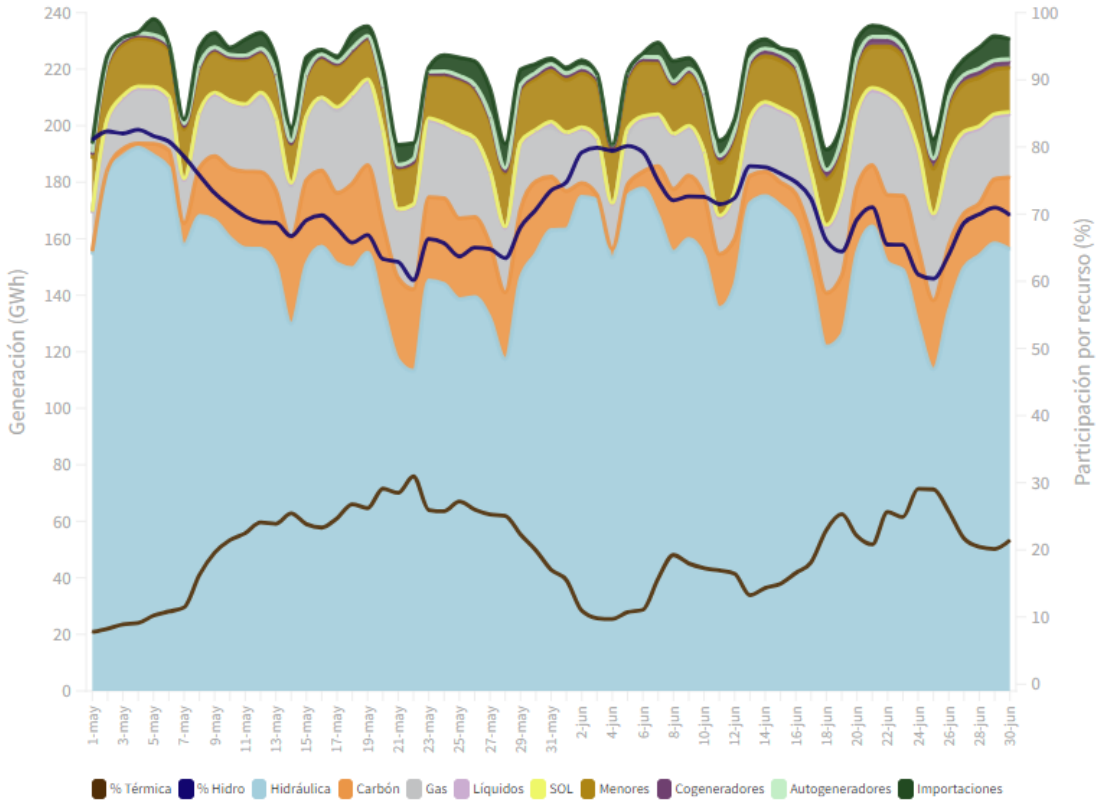
3.2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de junio de 2023 la generación de electricidad presentó una disminución en su valor con respecto al mes de mayo del 2023. En la

Ilustración 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.

[2] Para esta área de valores históricos se consideran los deciles 10 y 90 de cada uno de los meses del año desde 1991 hasta 2021.

Ilustración 4. 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 2023 alcanzó un valor de 214,8 GWh-día, presentando una disminución de 0,7% con respecto al mes de mayo de 2023, aumentando un 3,9% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 71,7%, mientras que el aporte térmico disminuyo en 2,3 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 18,6% para el mes de junio de 2023[3]. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural disminuyo 1,1% en el último mes, respecto al mes anterior, llegando a 23,0 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón, presento una disminución de 22,4% con respecto al mes de mayo de 2023, alcanzando un valor de 16,7 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), para el mes de junio de 2023 se importó 4,5 MWh-día. La energía eléctrica proveniente de Ecuador se ha mantenido en el año 2022 y lo corrido del año 2023 entre un valor mínimo mensual de 3,79 MWh-día (diciembre) y un máximo de 4.487,6 MWh-día en el mes de mayo de 2023; por otra parte, las exportaciones

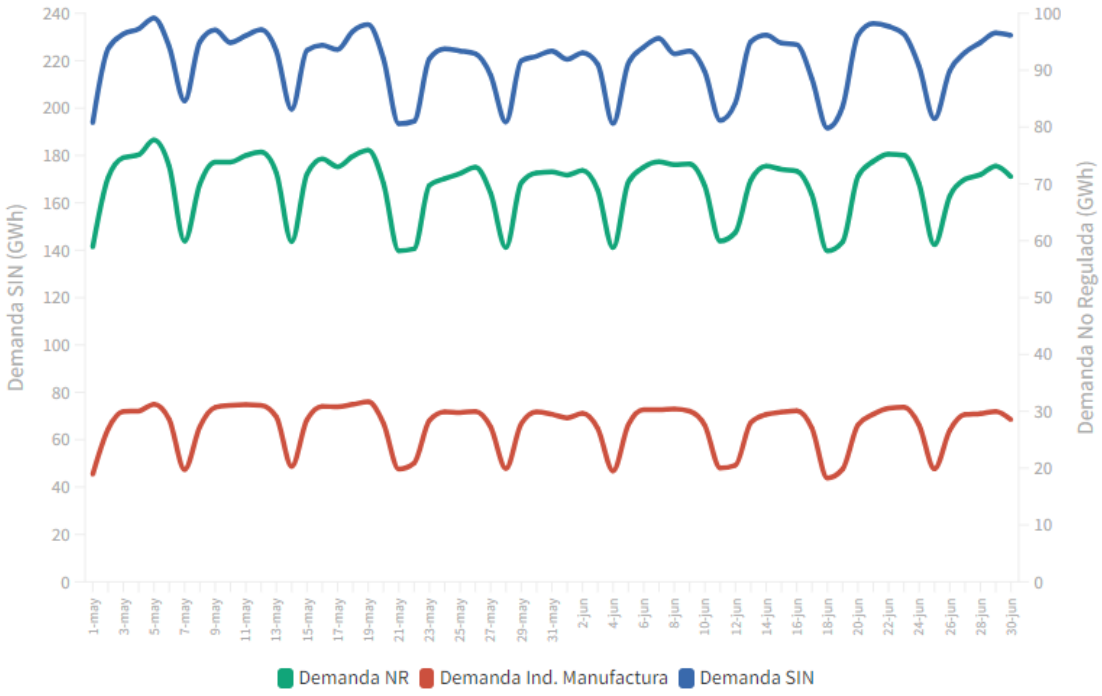
[3] La participación hidráulica y térmica señalada no incluye a las plantas menores.

de energía para el mes de mayo de 2023 tuvieron una disminución de 97,9% respecto al mes de mayo de 2023, alcanzando 5,5 MWh-día.

3.3. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Durante el mes de junio de 2023 la demanda eléctrica disminuyo en 0,6% con respecto al valor del mes de mayo de 2023. La Ilustración se 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 5. 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 de 2023 fue de 219,4 GWh-día, creciendo un 6,0% de manera interanual. La demanda No Regulada disminuyo en 1,1% de manera mensual y aumento 1,5% de carácter interanual, llegando a 69,4 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras disminuyo 2,2% con respecto al mes de mayo de 2023, y disminuyó 5,8% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 27,1 GWh-día.

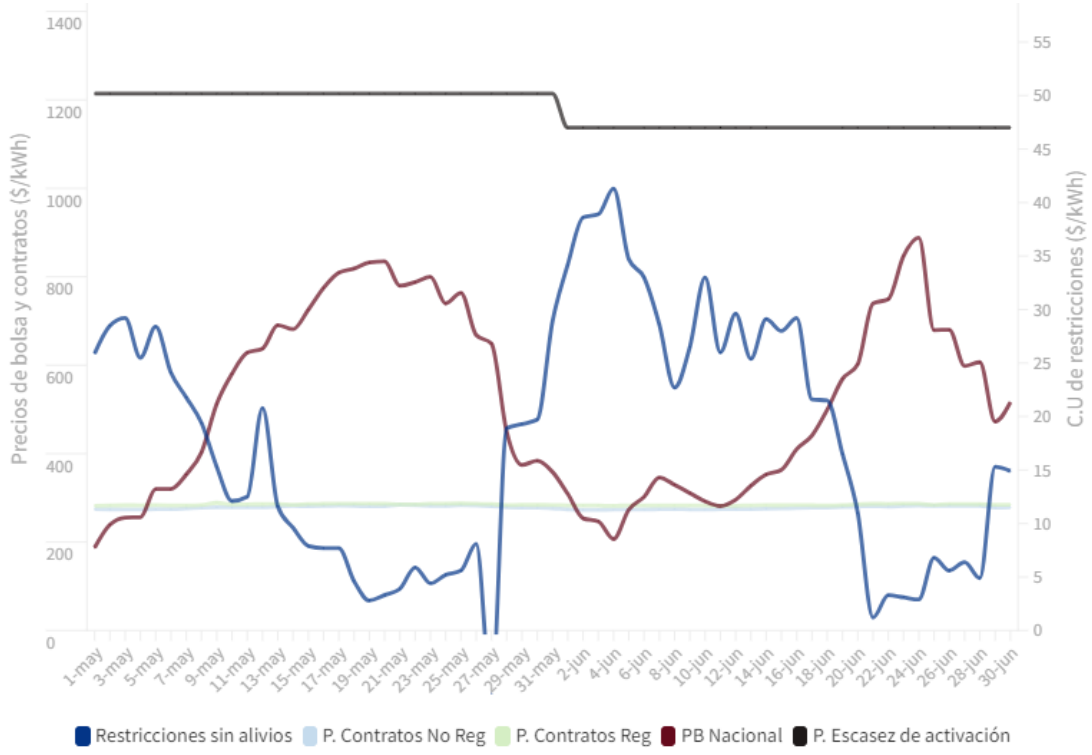
La demanda del mes de junio se ubicó 0,6% por encima de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[4] para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 2,2% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 3,6% por encima de lo estimado por el planeador.

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

3.4. PRECIOS Y TRANSACCIONES

Tras los contextos mencionados anteriormente con la hidrología, la generación de electricidad y la demanda de electricidad, las transacciones del mercado mayorista se han visto impactadas en el mes de mayo con gran volatilidad especialmente para las restricciones sin alivios. La Ilustración presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía para el mes de junio de 2023, junto a su evolución a partir del mes de mayo de 2023. 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. Nótese la escala por encima de los 250 $/kWh.

Ilustración 6. Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre ($/kWh)



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

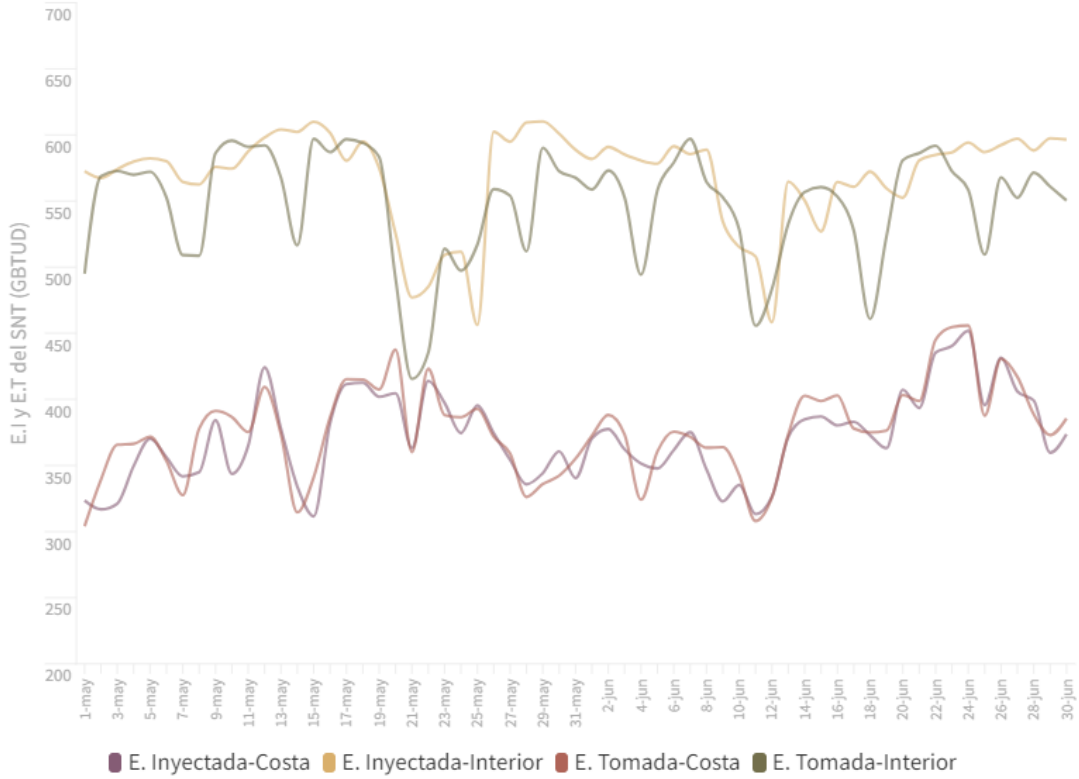
En el mes de junio de 2023 el PB se mantuvo más bajo con respecto a los niveles del mes de mayo de 2023, y por el mes de junio se mantuvo en su mayoría por encima de los precios de bolsa, tanto del mercado regulado como del no regulado, con una tendencia a la baja en los últimos días del mes, luego de un pico cercano a los 888,3 $/kWh. En el último mes el PB tuvo una disminución mensual de 19,1% y un aumento interanual de 341,8%, alcanzando un valor de 459,6 $/kWh. El valor máximo del PB se situó en 888,3 $/kWh valor que se encuentra por debajo del precio de escasez de activación, el cual se ubicó en 1137,3 $/kWh y, en caso de ser superado por el PB, obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiablidad por parte de los generadores.

El componente de restricciones presentó un aumento llegando a un valor promedio de 21,1 $/kWh, aumentando 51,3% de manera mensual y disminuyendo 50,8 % de carácter interanual. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 283,7 $/kWh evidenciando una disminución de 0,4% con respecto al mes anterior y un amento 0,9% con respecto al mismo mes del año anterior, mismo comportamiento que tuvieron los precios de los contratos del mercado No Regulado, donde la disminución fue de 0,7% con respecto al mes de mayo de 2023 y un aumento de 6,7% con respecto al mes de mayo de 2022, llegando a 277,2 $/kWh[5].

4. GAS NATURAL

Para el mes de junio de 2023 las nominaciones de gas natural disminuyeron mensualmente (1,3%) e interanual disminuyeron (7,5%), ubicándose en 810,0 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de mayo de 2023 y junio de 2023. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos (2) grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

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

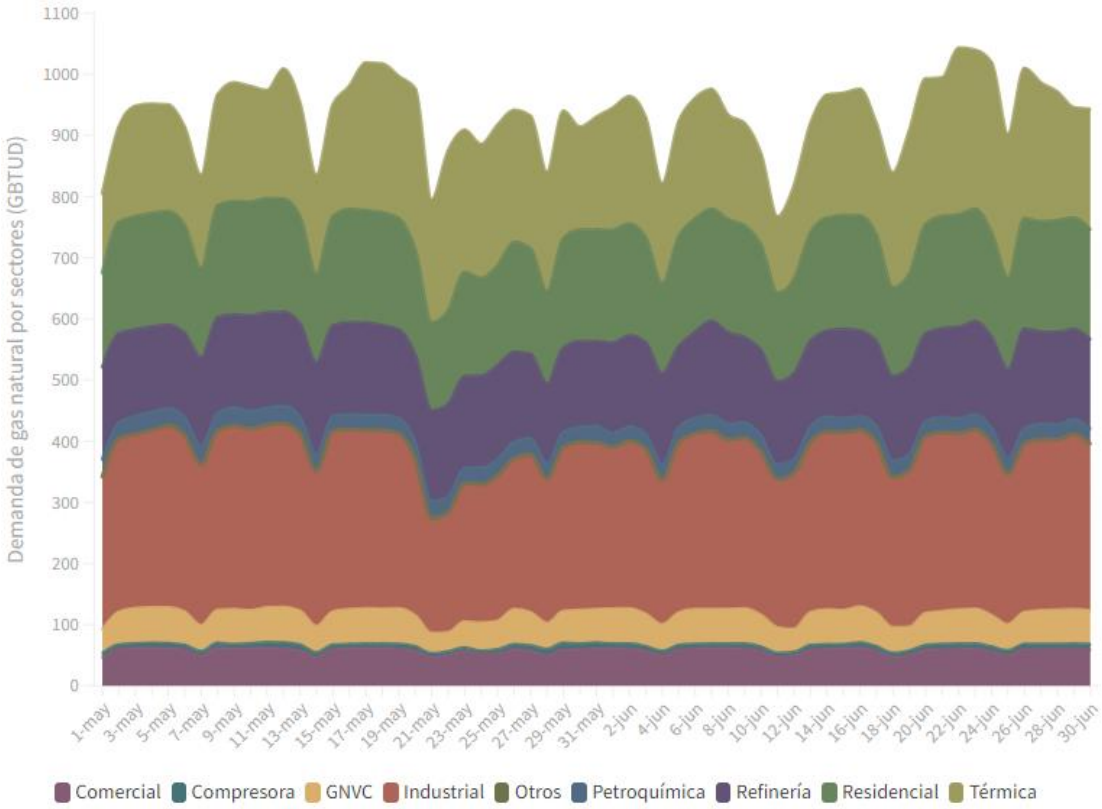


Fuente: BMC – Cálculos y Elaboración: **Asoenergía.**

[5] Es importante recordar que estos precios son en el Mercado Mayorista y no del Mercado Minorista. En cuanto a los contratos del mercado mayorista no regulado, cabe aclarar que todos los contratos registrados en el ASIC son catalogados como contratos de largo plazo.

La energía inyectada promedio en el mes de junio fue de 946,1 GBTUD, representando un cambio interanual negativo de 1,5%; de la misma manera, la energía tomada del SNT disminuyo en 2,3% llegando a un valor de 931,1 GBTUD[6]. Para el mes de junio de 2023 el 95,6% de la energía inyectada fue de carácter doméstico, se presentó un nivel de gas natural importado de 4,4%. En consecuencia, en la Ilustración se observa el comportamiento del consumo de gas natural en puntos de salida del SNT por sectores durante el último bimestre.

Ilustración 8. Demanda de gas natural en puntos de salida del SNT en el último bimestre (GBTUD)



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

La demanda total de gas natural[7] en junio de 2023 fue de 938,5 GBTUD, presentando una reducción de 9,0% interanual y un aumento de 0,9% con respecto al mes de mayo de 2023. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 678,42 GBTUD lo que representó un aumento mensual de 1,2% y una reducción de 2,3% con respecto al mismo mes en el 2022. Finalmente, la demanda industrial registrada un aumento de 1,2% comparado con el mes de mayo de 2023 y disminuyó en 14,4% de manera interanual, la demanda industrial de gas en junio fue de 299,7 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, los sectores refinería (7,5%) y comercial (15,3%) presentaron un incremento; por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo mes en 2022

[6]El valor de la energía inyectada y tomada del SNT puede presentar una variación en los reportes, de acuerdo con los ajustes realizados por la BMC. En este informe se tuvo en cuenta los últimos reportes disponibles en la fecha de expedición del presente informe.

[7] 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.

fueron, el sector de industrial sin petroquímico (15,5%), el sector residencial (4,4%), GNVC (5,8%), el sector de compresores (16,0%) y el sector térmico (19,2%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados[8] decreció 54,9% de manera interanual, y se ubicó en 291,7 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 47,4% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME[9] para dicho mes. De la misma manera ocurrió con las proyecciones de la UPME en los escenarios alto y bajo (intervalos de confianza superior e inferior), que evidenciaron valores de 48,8% y 45,9% por debajo de los valores estimados por el planeador.

En la Ilustración se presenta el comportamiento en los precios del gas natural y de crudo a lo largo del mes de junio de 2023 y su variación con respecto al mes de mayo de 2023. Para el gas natural se observa el precio de referencia iGas, el cual representa un promedio de acuerdo con los índices en los puntos de entrega de Cusiana, Guajira y otros; además, se considera el precio con referencia de Estados Unidos con el Henry Hub, el precio del LNG en Japón-Corea y el NPB y TTF en el Reino Unido y Países Bajos respectivamente. (Gubinelli, 2022) (Unidad de Planeación Minero-Energetíca , 2022) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2022) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2022)

Ilustración 9. Precios de combustibles en el mes de junio de 2023.

PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES -JUNIO DE 2023							
Referencia	iGas	Henry Hub	LNG	NPB	TTF	Brent	WTI
Junio de 2023	6,3	2,5	11,0	8,6	10,2	75,1	70,5
vs último mes	5,0%	7,0%	5,9%	8,7%	1,3%	-0,8%	-1,6%

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

5. REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). *Reservas de crudo y gas en el país - Corte a 31 de diciembre de 2020.*

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (12 de 2022). *ANH*. Obtenido de https://www.anh.gov.co/documents/21128/2022-12-07-_Nueva_Presidenta_de_la_ANH3220.pdf

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (12 de 2022). *ANH*. Obtenido de https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO_GENERAL_DE_CONTRATOS_DE_HIDROCARBUROS_2022.pdf

Bloomberg. (2021). *Global LNG market outlook 2021-25 overview is likely to stay.*

[8] Los sectores agregados definidos por la UPME son el residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores y GNVC.
[9] La UPME publicó en el mes de julio de 2022 el documento de 'Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022 – 2036', las proyecciones del valor esperado se proponen bajo el escenario medio para la demanda energética acompañado de dos intervalos de confianza del 68% y 95%.

Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2021). *Portal BI.* Bogotá D.C.

Canal institucional TV. (10 de 2022). *Canal institucional TV* . Obtenido de Canal institucional TV: https://www.canalinstitucional.tv/noticias/pacto-justicia-tarifaria-disminucion-tarifas-energia

Cerrejón. (2021). *Precio del carbón.* Guajira.

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural. (10 de 2022). *CNO-Gas*. Obtenido de https://www.cnogas.org.co/asp/eventos.asp?id=1507

DANE. (2021). *Boletín de Exportaciones - Febrero de 2021.* Bogotá D.C.

Ecopetrol S.A. (10 de 2022). *Ecoeptrol*. Obtenido de https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/mantenimiento-programado-cusiana

Empresas Publicas de Medellin. (12 de 2022). *EPM*. Obtenido de https://cu.epm.com.co/institucional/proyectos/hidroituango/noticias-proyecto-ituango/la-central-hidroituango-ya-cumple-sus-primeras-24-horas-en-operacion-continua

Gubinelli, G. (12 de 2022). *Energía Estrategica* . Obtenido de https://www.energiaestrategica.com/hoja-de-transicion-energetica-justa-el-gobierno-ofrece-definiciones-pero-las-renovables-esperan-mas-senales/

La Republica. (29 de noviembre de 2022). *La republica*. Obtenido de https://www.larepublica.co/especiales/hacia-la-transicion-energetica/el-abc-de-la-construcion-de-la-hoja-de-ruta-que-definira-la-transicion-energetica-justa-3497925

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

Ministerio de Minas y Energía. (03 de 2023). *Políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.* Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/pol%C3%ADticas-y-lineamientos-para-promover-la-eficiencia-y-la-competitividad-del-servicio-p%C3%BAblico-domiciliario-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica/

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

Unidad de Planeación Minero-Energetíca . (12 de 2022). *UPME*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_03_2022_Nuevo_Director_UPME.pdf

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

XM. (2021). *Portal BI.* Medellín.

ANEXO I. AVANCES REGULATORIOS

501 003 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se ajusta la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC para el año 2023

501 007 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 501 003 de 2023.

101 017 de 2023

Energía eléctrica. Por la cual se modifica para el año 2023 el cronograma de asignación de capacidad de transporte establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 para los proyectos clase 1

102 002 de 2023

Gas natural. Por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021. Por la cual se definen unos parámetros para la estimación de las tasas de descuento y se determinan las tasas de descuento actividad de transporte de gas natural.

102 003 de 2023

Gas natural. Por la cual se ajusta y se modifica la Resolución 102 008 de 2022 Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural

Decreto 0929 de 2023

Energía eléctrica. Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamento del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario.