

Bogotá D.C., 1 de Septiembre 2021

Doctor  
**JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN**  
Director Ejecutivo  
**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**  
Ciudad

*Asunto: Desarrollo regulatorio del mercado de corto plazo y de servicios complementarios, y profundidad del mercado de contratos, en el contexto de la modernización del mercado y la transición energética*

Respetado Doctor Valencia:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) pone a consideración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG-, los siguientes aspectos a tener en cuenta en el marco del desarrollo regulatorio del mercado de corto plazo y de servicios complementarios, según lo definido en la Circular CREG 140 de 2020, en donde se planteó que los temas asociados a la definición de las reglas para la modernización del mercado de energía mayorista en donde se redefinen el mercado de corto plazo, los servicios complementarios y la participación activa de la demanda en la formación de los precios de bolsa, serían planteados en propuesta regulatoria- consulta- durante el primer semestre del año en curso.

Al respecto, consideramos que la reglamentación del mercado de corto plazo contribuirá al desarrollo de un mercado completo, esto es, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada), y por su parte, la regulación económica de los servicios complementarios permitirá asegurar la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica, y en especial, de recursos de generación de carácter intermitente.

A continuación, profundizamos sobre la importancia para el mercado eléctrico, de avanzar en la reglamentación del mercado de corto plazo y de servicios

complementarios, así como en la profundidad del mercado de contratos, a la luz de la hoja de ruta de la transformación energética del país.

## **1. Necesidad de modernización del mercado eléctrico**

Queremos resaltar la importancia que tiene la inclusión de actualizaciones y modificaciones a la arquitectura del mercado eléctrico, en el contexto de asegurar mayor eficiencia, liquidez y profundidad, acorde al despliegue de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos. Observamos, a partir de la experiencia internacional en mercados eléctricos modernos, en el sentido de lo planteado por Castro y Pérez<sup>1</sup>, que el despacho vinculante, el desarrollo de sesiones intradiarias y los mecanismos de balance o ajuste son pilares fundamentales del mercado de corto plazo, los cuales, junto con la regulación oportuna de los servicios complementarios, contribuyen a un desarrollo adecuado del mercado eléctrico mayorista en un marco de eficiencia y seguridad para el suministro eléctrico, que apalanque la flexibilidad y resiliencia necesaria para avanzar en la transición energética.

En el contexto anterior, consideramos adecuado que la Comisión, en línea con lo establecido en la Circular 140 del año 2020, y en donde se plantea prioridad al "*Despacho vinculante y Mercado Intradiario*" como tema a desarrollar en el contexto de las propuestas de la Misión de Transformación Energética (MTE), pueda evaluar adecuadamente el desarrollo regulatorio de este tema, en particular, dada la evolución reciente del sistema eléctrico con la entrada masiva de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs), y en particular, de fuentes de generación variable, que inyectan energía al sistema de forma intermitente, las cuales, podrán llegar a afectar la estabilidad y confiabilidad del SIN, y requieren alternativas de mercado para que las energías convencionales coadyuven brindando la seguridad necesaria y a gestionar los excesos/déficits de energía en el corto plazo, como es el caso de las fuentes renovables no convencionales que tienen excedentes de energía, con lo que el desarrollo del mercado de corto plazo podría reconocer este atributo de estas tecnologías.

Así las cosas, las fuentes de generación intermitente, acorde a su tipo de tecnología, podrían comercializar su energía en el mercado de corto plazo, sin

---

<sup>1</sup> Diseño de un despacho vinculante y un mercado intradiario en Colombia, CIGRE, 2019, <https://www.xm.com.co/corporativo/Administracin%20del%20Mercado%20de%20Energia/Disec3%B1o%20de%20un%20despacho%20vinculante%20y%20un%20mercado%20Intradiario%20en%20Colombia.pdf> .

necesidad de afectar disruptivamente otros mecanismos predefinidos en el marco de la regulación, o pretender adecuarlos a sus condiciones de operación.

Por su parte, el desarrollo regulatorio de los servicios complementarios es necesario para la confiabilidad en el sistema y el correcto balance oferta / demanda en tiempo real, teniendo en cuenta las necesidades temporales del sistema en cuanto a respuesta efectiva de los recursos convencionales disponibles para compensar el sistema y brindar la estabilidad de la red. Esto, cobra relevancia para el caso particular de áreas específicas del SIN como la Costa Caribe, debido a la alta concentración de proyectos de generación de fuentes renovables no convencionales en desarrollo, el retraso en las obras de expansión y mejora de infraestructura del STN, con lo que se requiere garantizar la estabilidad y la suficiencia de recursos de generación, en el marco de la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio de electricidad, mediante una adecuada valoración de los servicios complementarios, necesarios para garantizar la calidad y atención de la demanda.

### **1.1 Mercado de corto plazo**

Consideramos que si bien el mercado del corto plazo “spot” como funciona hoy en día ha logrado mantener una adecuada atención a la demanda, dando una señal de referencia con respecto a las transacciones del mercado, es adecuado incluir un esquema de mercado “day ahead” con mercados intradiarios, en donde los precios y las cantidades pasen de ser de referencia a formar precio efectivo y liquidable; y de esta manera, el mercado de corto plazo permita a los agentes, incluidos aquellos con fuentes renovables no convencionales, tener flexibilidad para gestionar la volatilidad de su generación horaria.

Lo anterior, implica avanzar en ajustes a los mecanismos de operación del SIN en lo relacionado con los procesos de optimización, considerando las limitaciones técnicas que ocasionan las fuentes intermitentes, lo que exige asegurar suficiencia en recursos de potencia controlables en el sistema eléctrico, para mitigar los efectos de los desvíos de fuentes renovables no convencionales respecto a los programas de generación.

Desde ANDEG apoyamos las propuestas hechas en el marco de los informes de la segunda fase de la Misión de Transformación Energética (MTE)<sup>2</sup> y otras

---

<sup>2</sup> Informes de la segunda fase de la Misión de transformación Energética (MTE), Ministerio de Minas y Energía, 2021,  
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24265561/Informes+segunda+fase+MTE.pdf/e3811f3c-c4f3-40d3-85e6-664d171c298a>

publicaciones que incentivan el desarrollo de un mercado del día anterior “Day ahead”, un mercado con sesiones intradiarias y un mercado de balance o de tiempo real. Consideramos que una implementación efectiva de esta iniciativa favorecería a la eficiencia en la formación de los precios de la energía, al mejorar el traslado de las eficiencias operativas y financieras de las diferentes tecnologías participantes a la demanda a través de precios predefinidos.

En todo caso, consideramos que el desarrollo regulatorio del mercado de corto plazo deberá considerar el “estado del arte” en la operación del sistema eléctrico, así como las limitaciones actuales en la gestión de la infraestructura del SIN, desde la perspectiva de análisis beneficio/costo. De esta forma, cualquier cambio que se prevea, debe propender por garantizar la sostenibilidad financiera de las empresas analizando los riesgos a los que estaría expuesta la generación que presta el servicio de generación por seguridad ante cambios en su disponibilidad.

Así mismo, para áreas operativas que requieren mayores exigencias técnicas a través de la generación de seguridad, deberá articularse el nuevo diseño del esquema normativo con la realidad operativa que atraviesan estas áreas, dado que hoy en día, la mayoría de la generación prestada bajo este concepto se considera fuera de mérito y se gestiona mediante los redespachos eléctricos, los cuales, como lo hemos mencionado en distintas ocasiones<sup>3</sup>, implican cambios en los ciclos de planeación y despacho de plantas térmicas.

Así las cosas, el desarrollo regulatorio debe asegurar que se adopten reglas que propendan por garantizar que ningún recurso que se oferte y se seleccione en el mercado eléctrico afecte su sostenibilidad financiera, ante requerimientos del Operador de Mercado. De esta manera, se aseguraría que las distintas tecnologías puedan ofrecer diferentes gamas de servicios en el mercado de corto plazo *“More flexible thermal plants can offer a wider range of services in the day-ahead and intraday markets, as well as in the ancillary service markets”*<sup>4</sup>.

Al respecto, en estudio realizado por Sumatoria para ANDEG, en el marco de la discusión de la Misión de Transformación Energética con el Gobierno Nacional, se planteó sobre la oportunidad del desarrollo del mercado de corto plazo, a través de la introducción de un mercado day ahead: *“..dados los incentivos que*

---

<sup>3</sup> Comunicación ANDEG-072-2019 “Problemática de los redespachos eléctricos”

<sup>4</sup> IRENA. Flexibility in conventional power plants (2019). Disponible en [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Flexibility\\_in\\_CPPs\\_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1)

*este esquema produce para lograr compromisos firmes por parte de las plantas de generación, y en consecuencia, un despacho más eficiente en el cual los cambios de estado de las plantas se producen entre sesiones del mercado intradiario y los cambios en las condiciones operativas de una planta durante el tiempo real son gestionadas por el operador del sistema mediante el mecanismo del balance..”<sup>5</sup>*

## **1.2 Servicios Complementarios**

Desde ANDEG consideramos que la expedición de esquemas regulatorios que se ajusten a la evolución del mercado de energía, incluyendo los mecanismos asociados a los servicios complementarios, tendrían la capacidad de coadyuvar al alivio y gestión de las restricciones en el SIN, y de esta manera, contribuir a la competitividad y la eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica en el país.

Al respecto, observamos que diferentes estudios realizados recientemente han abordado este tema desde la perspectiva de desarrollo regulatorio, caso de los consultores Di-avante y PSR, así como expertos de la MTE en el foco 1. Si bien, vemos que los servicios complementarios han sido priorizado por la Comisión en las diferentes propuestas de agenda regulatoria, hasta la fecha, no se ha concretado ninguna propuesta específica, con lo cual, frente a la coyuntura actual de inserción de nuevas fuentes de generación en las diferentes capas del sistema eléctrico, resulta relevante avanzar en esta materia, desde la óptica de definición de esquemas de remuneración de los servicios complementarios, acorde a los definido por la North America Electricity Reliability Corporation (NERC) en su glosario de términos mas actualizado<sup>6</sup> y aprovados por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en su orden 888-A<sup>7</sup>, como *“Those services that are necessary to support the transmission of capacity and energy from resources to loads while maintaining reliable operation of the Transmission Service Provider’s transmission system in accordance with good utility practice”* [Aquellos servicios que son necesarios para respaldar la transmisión de capacidad y energía de los recursos a las demanda, mientras se mantiene un

---

<sup>5</sup> Sumatoria. Asesoría ANDEG “Estudio de propuestas de modificación del MEM”, 2020

<sup>6</sup> Glosario de Terminos, National Electricity Reliability Corporation (NERC), 2021, [https://www.nerc.com/files/glossary\\_of\\_terms.pdf](https://www.nerc.com/files/glossary_of_terms.pdf)

<sup>7</sup> Orden FERC 888 “ Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities”, <https://www.ferc.gov/industries-data/electric/industry-activities/open-access-transmission-tariff-oatt-reform/history-oatt-reform/order-no-888>

*funcionamiento confiable del sistema de transmisión Transportador, de acuerdo con las buenas prácticas y estándares de servicios públicos](FERC 888-A, 2007),*

En el contexto anterior, consideramos que no solo hay que formular los productos adecuados para el mercado eléctrico como los propuestos por el estudio de Di-Avante, PSR en categorías primarias, secundarias y terciarias, segmentados según los requerimientos del sistema (Subida y Bajada), sino que se debe avanzar en productos cada vez mas específicos para las necesidades del SIN que operen en un mercado particular de “servicios complementarios”.

Con lo anterior, un primer paso para avanzar en la implementación del mercado de servicios complementarios es hacer análisis beneficio/costo en el sistema eléctrico. En ese sentido, se podría simular, a partir de la información histórica, el comportamiento de mecanismos de servicios complementarios, por ejemplo, de reservas terciarias ante eventos de pérdidas de bloques de energía de generación variable o enlaces de 500 kV, dada la importancia de considerar estos eventos desde el despacho para la atención de los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en la reglamentación actual. Lo anterior, a fin de mantener los límites de intercambio en las áreas operativas del SIN dentro de los criterios de operación definidos por el XM, como se ilustra a continuación:

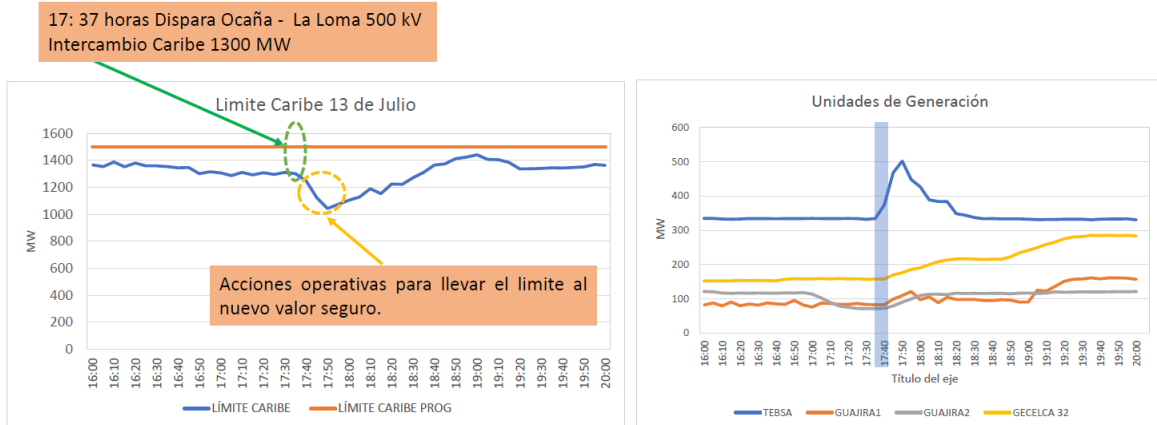


Figura 1. Evento de pérdida de enlace Ocaña – La Loma 500 kV del 13 de julio de 2019. Fuente: Informe del CND Dirigido al Comité de Operación

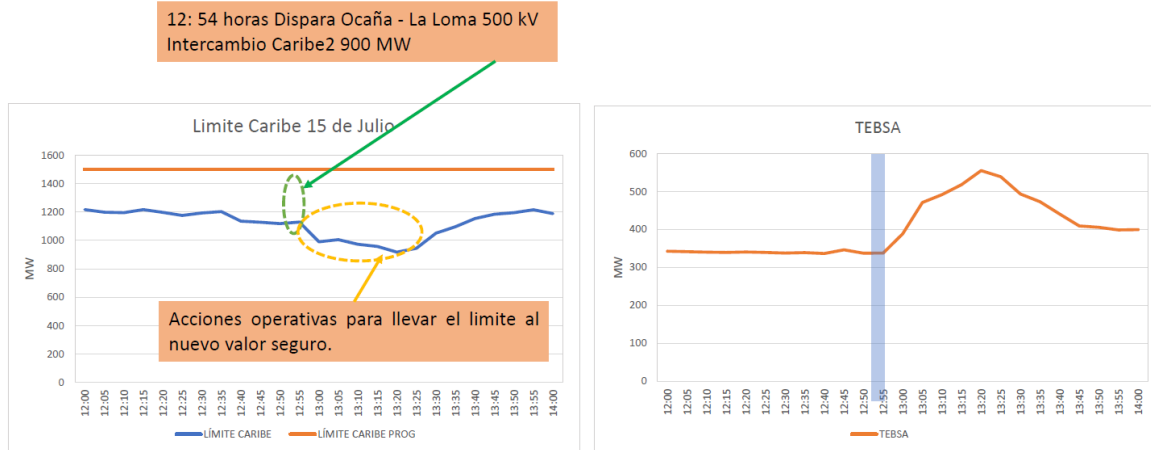


Figura 2. Evento de pérdida de enlace Ocaña – La Loma 500 kV del 15 de julio de 2019. Fuente: Informe del CND Dirigido al Comité de Operación

De la Figura 1 y la Figura 2 se ilustra, como ante la pérdida del enlace Ocaña – La Loma 500 kV, fue necesario el aumento de generación con capacidad de reserva rodante por parte de generadores que se encontraban despachados en la subárea Caribe. Para este caso, la contingencia fue superada vía autorizaciones al desvío del programa de despacho dadas por XM. Sin embargo, cabe resaltar que, para estas situaciones en particular, de no haberse contado con la reserva rodante en los periodos en los que se presentó el evento, no hubiese sido posible recuperar los límites seguros de operación para los enlaces de intercambio.

ANDEG considera que este tipo de eventos pueden ser cubiertos mediante la implementación de un mercado de servicios complementarios, en donde se permita programar una reserva terciaria desde el despacho, teniendo en cuenta las necesidades de generación de arranque y de reserva rodante. Adicionalmente, la regulación podría considerar otros servicios relacionados con control y oferta de reactivos, control de voltaje, imbalances energéticos y servicios de arranque autónomo desde cero o “Blackstart”, que hasta el momento no han sido contemplados y podría contribuir a la gestión de la infraestructura eléctrica ante eventos críticos del sistema y de congestión de la red.

Por su parte, es adecuado avanzar en los ajustes regulatorios en el esquema de despacho, de tal manera de considerar dentro de la optimización del despacho vinculante e intradiario, lo relacionado con la co-optimización de los servicios complementarios, incluso si se requiere por subáreas operativas, lo cual implica valorar la remuneración del servicio de AGC.

En la actualidad, dado el desarrollo tecnológico que ha tenido el sector, se permite que algunos de los servicios complementarios sean prestados no solamente por los agentes generadores, sino que estos pueden ser ofertados por la misma demanda e incluso por tecnologías disruptivas como lo vienen siendo los sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems), agentes u otros esquemas que contribuirían a dinamizar estos servicios, profundizando, generando competencia y agregando tamaño al mercado. De esta forma, desde la Asociación consideramos que es de primera necesidad avanzar en una regulación moderna, eficiente e incluyente, que incentive a los agentes a hacer parte del desarrollo de mercado en la transformación energética.

En el mismo sentido, se requiere abordar la granularidad con la que se hará la negociación de los nuevos productos en un mercado de “servicios complementarios”, bien sea, ó: 1) en los mercados existentes como lo es el “Day ahead”, ó, 2) si estos productos van a estar atados al desarrollo de mercados de mas corto plazo como consideramos apropiado desde ANDEG, ó incluso, 3) si estarán asociados al desarrollo de precios nodales (LMP), como se realiza en mercados más sofisticados, en donde llegan a tener productos ofertados en una escala temporal muy reducida como el “Mileage Regulation” en CAISO, NYISO y MISO, para cada nodo del sistema, tal como lo describe el “Argone Natinoal Laboratory” en su revisión del mercado de servicios auxiliares en los Estados unidos<sup>8</sup>.

De esta manera, teniendo en cuenta las diferentes aristas que implican el desarrollo e implementación de estos productos y mercados asociados, se sugiere a la Comisión, que la regulación no esté limitada a las necesidades que evidencia hoy el sistema sino que el desarrollo regulatorio corresponda con los cambios y crecimientos que se avecinan en el futuro, acorde a la transformación energética, en especial, en lo relacionado con la inclusión de nuevas fuentes intermitentes al sistema, nuevos desarrollos de red, reducción de inercia por la disminución de participación permanente de equipos síncronos en el sistema, tecnologías FACTS, interconexiones internacionales, entre otros.

En adición, consideramos que el diseño de un mercado de “servicios complementarios” abarca un espectro regulatorio amplio, cada vez más afectado por la incertidumbre que genera el aumento de participación de fuentes intermitentes especialmente en el balance de energía, así como en un mayor

---

<sup>8</sup> Survey of U.S. Ancillary Services Markets, Argone National Laboratory, 2016, <https://publications.anl.gov/anlpubs/2016/01/124217.pdf>



participación de recursos energéticos distribuidos mediante programas de respuesta de la demanda, con lo cual, es adecuado que también se avance en la modernización de los esquemas de pronóstico, despacho y simulación del sistema por parte de las entidades encargadas, lo que contribuirá a la adecuada modelación del despacho en un entorno de inserción tecnológica al SIN, lo cual, coadyuvaría a la correcta modelación y ejecución del despacho, disminuyendo los riesgos de imprevistos y armonizando la operación del sistema.

## 2. Profundidad del mercado de contratos

La gráfica que se presenta a continuación muestra los niveles de contratación para la demanda regulada y no regulada (%).

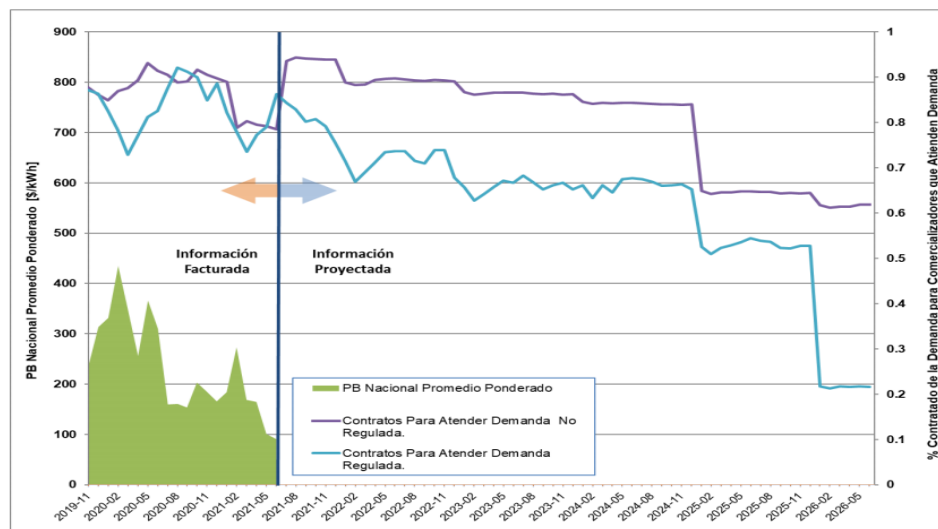


Figura 3. Porcentaje de contratación de la demanda. Fuente: XM: 2021

Para el caso colombiano, se aprecia que en el mediano plazo, la demanda regulada, especialmente, no tiene asegurada la totalidad del cubrimiento del precio de energía, con lo cual, si bien, con la Resolución CREG 114 de 2018, y con los mecanismos de expansión de contratos de largo plazo definidos por el Ministerio de Minas, se ha avanzado en aumentar la cobertura en contratación, desde ANDEG consideramos que debe haber mayor profundidad del mercado de contratos en el mercado eléctrico del país, de tal forma que la demanda esté protegida por parte de su comercializador frente a variaciones significativas del precio de energía.

En este contexto, vemos adecuado que haya una articulación entre las propuestas de contratación del mercado de corto plazo y de servicios

complementarios, de tal forma que se valore la esencia del mercado de contratos bilaterales entorno a la referencia de un despacho marginalista donde se atienden los compromisos en contratos con base en el despacho ideal, lo cual, genera compromisos financieros. Este planteamiento es acorde a lo definido en las propuestas realizados por la Misión de Transformación Energética.

Al respecto, la FERC anota que los contratos de largo plazo fundamentalmente permiten a vendedores y compradores el cubrimiento del precio de la energía, mediante la estructuración de portafolios de corto, mediano y largo plazo para gestionar el riesgo y asegurar el suministro de energía. Adicionalmente, menciona que los contratos de largo plazo pueden mejorar la estabilidad de precio, mitigar el riesgo de abuso de poder de mercado y, proveer una plataforma para la inversión en nueva generación y transmisión<sup>9</sup>.

En el contexto anterior, desde la Asociación coincidimos en la concepción con la Misión de Transformación Energética en el sentido de los MAEs como punto de partida para mercados líquidos a plazo o futuros, así como en la necesidad identificada de incentivar a la demanda, o darle mayores alternativas de gestión de cobertura, para cubrir riesgo de volatilidad de precios frente al mercado spot. ANDEG propone abordar adicionalmente, y como parte integral del desarrollo regulatorio, los temas de información, productos y sistemas de negociación, con las alternativas que cada uno representa para el desarrollo del mercado de contratos, en el marco del Documento "*El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica*", ANDEG (2017)<sup>10</sup>.

A través de una mayor profundidad del mercado de contratos, los agentes con disponibilidad de energía media, caso de las fuentes renovables no convencionales, podrían asegurar la comercialización de esta energía a través de procesos de contratación de largo plazo, definidos para periodos más extensos que el mercado spot, sin afectar otros mercados. En este punto, es adecuado reiterar la importancia del papel de la energía media que proveen algunas tecnologías, especialmente aquellas de carácter renovable, en el contexto de dinamizar el mercado de contratos de largo plazo en Colombia.

Finalmente, reiteramos a la Comisión la disposición de ANDEG para participar en la discusión del desarrollo regulatorio de las propuestas de la hoja de ruta de la Misión de Transformación. Consideramos adecuado que haya socializaciones,

---

<sup>9</sup> Federal Energy Regulatory Commission. Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets. 125FERC ¶ 61,071. October 17, 2008. Página 151.

<sup>10</sup> <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2020/01/20180410-Documento-ANDEG-002-2017-VF1.pdf?0f7c2b&0f7c2b>

talleres de avance del proceso de construcción del marco regulatorio, así como retroalimentación de los agentes con los consultores que lleven a cabo los estudios del Regulador, de manera que el producto que resulte de estos esfuerzos sea el más costo-efectivo para el sistema y sus usuarios.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director con profundos sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,

*Alejandro Castañeda*  
**ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO**  
Director Ejecutivo