

Bogotá D.C., Enero 13 de 2026

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios Agenda regulatoria indicativa CREG 2026

Respetado Señor Director:

Desde ANDEG, resaltamos que el papel del regulador, en el marco de las Leyes 142 y 143 de 1994, es fundamental para el desarrollo institucional del sector de energía en Colombia. En el esquema actual establecido en el marco de la reforma constitucional del año 1991, donde el Ministerio de Minas y Energía quedó encargado de la definición de la política pública, el rol de la CREG resulta fundamental desde la perspectiva de desarrollo del mercado de energía.

Gracias a este enfoque, se ha logrado que el sector cuente con un marco normativo y regulatorio robusto, lo que ha garantizado un nivel adecuado de cobertura en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con altos niveles de confiabilidad en términos de abastecimiento energético y competitividad.

Reiteramos que, resulta pertinente que el Ministerio revise la conveniencia de publicar propuestas regulatorias desde su Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, a la luz de los fallos del Consejo de Estado sobre el rol del Gobierno Nacional en la regulación económica, en el marco de optimizar el esquema institucional del sector energético, teniendo en cuenta las capacidades técnicas del Ministerio en regulación económica. Por lo anterior, consideramos que la publicación de agendas regulatorias paralelas por la CREG y el Ministerio genera un “costo de transacción” para los agentes, pues la intervención de los hacedores de política en la función regulatoria genera inconsistencias y duplicidad en las funciones desde la institucionalidad de la regulación económica.

De otro lado, un tema fundamental sobre el que insistimos, en el contexto de la agenda regulatoria, es que, acorde al fallo del Consejo de Estado, mediante Auto Interlocutorio del 16 de junio de 2023, el cual establece que el Gobierno Nacional no puede ejercer competencias regulatorias delegadas por ley a las Comisiones de Regulación, consideramos que el Ministerio de Minas y Energía debería evaluar la efectividad de continuar estableciendo lineamientos de regulación económica, dado que su rol constitucional es definir la política energética.

Ahora bien, observamos que, en la propuesta de Agenda Regulatoria planteada por la CREG para el año 2026, se presentan temas relacionados con la modernización del mercado eléctrico y a la incorporación de nuevas tecnologías.

En el contexto anterior, a la luz de la Resolución CREG 105 003 de 2023, aunque se establece un plazo de publicidad de los proyectos de resolución para comentarios, consideramos pertinente que las propuestas normativas de impacto regulatorio que afecten la estructura del mercado, en lo relacionado con diseño tarifario, sean acompañadas de un análisis costo-beneficio (B/C) adecuado. Además, dichas propuestas deben presentarse a los agentes sectoriales a través de talleres, con el fin de mitigar los riesgos y dar señales claras para la inversión.

A continuación, presentamos los comentarios al proyecto de agenda regulatoria indicativa de la CREG 2026, que fue publicado mediante Circular CREG 222 de 2025.

1. Subasta de Expansión del CxC

De otra parte, si bien se encuentra en curso la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad mediante Resolución CREG 101 079 de 2025, se han expedido resoluciones que cambian las condiciones de participación de las plantas de generación, esto es, las Resoluciones 701 100 de 2025 y la Resolución definitiva, la 101 095 de 2025 por medio de la cual se modifica la remuneración del Cargo por Confiabilidad a plantas existentes. Así mismo, se encuentra en curso la modificación a las reglas de liquidación de la Resolución CREG 101 069 de 2025, la cual, fue expedida mediante la Resolución CREG 701 110 de 2025, y una nueva versión que fue enviada para el trámite de abogacía de la competencia, sobre lo cual, no se conoce a la fecha, cuál va a ser la regla de liquidación de las obligaciones de energía en firme ni las condiciones de activación, de cara al cumplimiento de las actividades en la Subasta de Expansión, para lo cual, un hito cercano es el 23 de enero de 2026, y si a la fecha se tienen dudas sobre las reglas de liquidación del Cargo por Confiabilidad, esto genera una gran incertidumbre en los análisis de las empresas y sobre la decisión de participar o no en la subasta planteada por la CREG.

Con lo anterior, desde ANDEG insistimos en revisar la pertinencia de mantener la Resolución CREG 101 066 de 2024 y demás resoluciones; de hecho, es importante que, para viabilizar la participación de las plantas existentes en la subasta del Cargo por Confiabilidad, cuya contribución a la ENFICC es del 93% frente al total de la ENFICC del SIN, las reglas tanto de participación como de liquidación deben ser claras y predecibles, dado que los agentes deben evaluar los impactos de la propuesta definitiva de la CREG frente a la remuneración, y en particular, respecto al valor de las empresas con el nuevo esquema planteado, con lo cual, este tema debe ser prioridad.

2. Ajustes al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento - ESRD-

La implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad (Capítulo 3 de la Res. CREG 026 de 2014), tuvo afectaciones para los agentes y la demanda, dado que, con la implementación del Estatuto, y con la

activación de manera simultánea del esquema del Cargo por Confiabilidad, se presentaron situaciones de demanda no cubierta frente a las obligaciones de energía en firme dada la aplicación del mecanismo de Energía Vendida y Embalsada-EVE, tal como ANDEG expuso en las comunicaciones ANDEG 099-2024 y 114-2024.

Por lo anterior, en los ajustes que se realicen al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, consideramos que la regla del Cargo por Confiabilidad de exigencia de las Obligaciones de Energía Firme en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006, dada una condición de hidrología crítica, debe estar por encima de la aplicación del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento. Esto es, al hacer exigibles las OEF a los recursos de generación con compromisos de Cargo por Confiabilidad durante la vigencia actual, automáticamente se mitiga el riesgo de demanda no cubierta de la resolución, del anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, en aplicación del artículo 8 de la Res. CREG 026 de 2014, modificada por la Res. CREG 155 de 2014, y de esta manera, se reducen los costos de la intervención a la demanda y a los agentes del sistema.

Si bien en la agenda regulatoria se presenta el tema, pero no es claro el horizonte de tiempo en el que se va a llevar a cabo, y considerando el impacto que tuvo la liquidación durante el periodo en que se aplicó, así como la imprevisibilidad de las condiciones meteorológicas que podrían generar un escenario de bajos aportes para 2026, solicitamos que se priorice el ajuste del Estatuto, especialmente en lo relativo al Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, o en su defecto, que se suspenda su aplicación hasta que se hayan hecho los ajustes.

En este sentido, es crucial que se establezca que la regla de exigencia de las obligaciones de Cargo por Confiabilidad debe prevalecer frente a la aplicación del Estatuto. Además, consideramos que en la revisión del Estatuto debe propenderse por preservar el ahorro de los recursos energéticos, en particular, el embalse del SIN, limitar la aplicación del EVE a recursos que cuenten con una ENFICC no comprometida, y por supuesto, maximizar la generación térmica disponible en el contexto de garantizar el abastecimiento de energía a la demanda.

3. Desarrollo del nuevo reglamento del mercado de energía mayorista

Dadas las Resoluciones expedidas en materia de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (Resolución CREG 701 086 de 2025), así como la publicación de la Resolución de sistemas de almacenamiento (Resolución CREG 101 103 de 2025) por medio de las cuales se introducen cambios en el despacho, así como la introducción de servicios complementarios, consideramos que en primera instancia, es necesario reglamentar el mercado de corto plazo y los servicios complementarios, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 143 de 2021. En este contexto, y tomando en cuenta lo planteado por nuestra agremiación en la Comunicación ANDEG-012-2023, la

reglamentación del mercado de corto plazo contribuirá al desarrollo de un mercado completo, caracterizado por un mercado spot (con funcionamiento tanto day-ahead como en tiempo real), que valore las restricciones del sistema de transmisión, garantizando la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizados.

Además, la regulación económica de los servicios complementarios permitirá asegurar la flexibilidad necesaria para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio y de nuevas tecnologías a la red eléctrica, especialmente de recursos de generación intermitente y baterías. De igual forma, los temas relacionados con desviaciones del programa de generación de fuentes renovables, así como aspectos relacionados con costos de arranque parada, deben revisarse integralmente en el contexto de la modernización del mercado, dado que los temas son complementarios.

Así mismo, consideramos de especial relevancia que la propuesta de modernización del mercado se complemente con aspectos relacionados con la coordinación gas-electricidad, en donde se fortalezca la herramienta del RUT Gas, contenida en el Gestor del Mercado de Gas Natural, de manera que proporcione información en tiempo real sobre la infraestructura de gas natural, útil tanto para el operador del mercado eléctrico como para los agentes del mercado eléctrico. Esta propuesta se basa en la experiencia de la FERC sobre el análisis de la interdependencia entre los sectores eléctrico y de gas natural, cuyo resultado quedó plasmado en la Orden No. 787 de 2013, en la que se establece lo siguiente:

"...to provide explicit authority to interstate natural gas pipelines and public utilities that own, operate, or control facilities used for the transmission of electric energy in interstate commerce to share non-public, operational information with each other for the purpose of promoting reliable service or operational planning on either the public utility's or pipeline's system."

4. Resolución CREG 075 de 2021

La Resolución CREG 075 de 2021 es una barrera importante para la expansión de la generación en el país, en la medida que los procedimientos, la capacidad operativa para el procesamiento de las solicitudes y los tiempos de respuesta, han sido determinantes en la fluidez de asignación de capacidad de transporte; al respecto, es conveniente realizar una evaluación estructural de las disposiciones de la Res. CREG 075 de 2021, incluso, evaluar su derogación, a la luz del Artículo 30 de la Ley 143 de 1994, en el sentido de darle la potestad de asignación de capacidad y/o permisos de conexión a los propietarios de la infraestructura tanto del STN, STR como del SDL, para lo cual, es fundamental el rol de vigilancia y control por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD en los tiempos de respuesta a las solicitudes de trámites de conexión.

Hoy en día se encuentran asignados más de 20GW, que en la práctica no se podrán conectar en su totalidad dado el estado actual de la infraestructura de transmisión y distribución (S/Es, líneas, etc), adicional a que no se ha finalizado con la asignación de capacidad del Ciclo 2, por lo cual, se tuvo que expedir la Resolución CREG 101094 de 2025 como medida transitoria de asignación de capacidad para los proyectos con compromisos con el mercado eléctrico, e, inclusive, a que el planeador del sistema no ha realizado una valoración de los costos que implica al sistema llevar a cabo la transición energética de manera integral, no únicamente considerando los costos de inversión y operación de las plantas de generación, sino las ampliaciones y renovaciones tanto en S/Es, como en las líneas, así como los nuevos activos que contribuyan a la operación segura y eficiente del SIN (compensadores, reactores, etc) sin que se afecte a los usuarios finales vía tarifa.

Esta gran expectativa para la conexión de nuevos proyectos, bajo las reglas de la Res. CREG 075 de 2021, lo que ha hecho es generar un mercado paralelo de los trámites de conexión, en la medida en que hay múltiples casos en que quien solicita el punto de conexión no necesariamente el desarrollador del proyecto de generación. Por eso, es importante reevaluar, y eventualmente, llegar a establecer si se debe considerar la derogación de dicha Resolución a la luz de lo establecido en la Ley 143 de 1994. Consideramos que este tema es fundamental que se aborde incluso en las propuestas de política pública para el periodo 2026-2030.

5. Aspectos relacionados con gas natural

En la agenda regulatoria se incluye la regulación asociada a infraestructuras de regasificación, y actualización de metodologías tarifarias de gas natural. Al respecto insistimos en que, en el marco del desarrollo de la regulación asociada a la comercialización de GNL, dada la inserción gradual de este energético en el mercado colombiano, es adecuado que la CREG lleve a cabo un proceso de homologación de la regulación del mercado de gas, a fin de estandarizar las condiciones de comercialización de este energético en el SNT, tanto en el mercado primario como en el secundario.

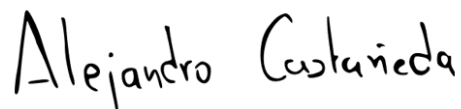
Ahora bien, con respecto a las metodologías tarifarias, y, teniendo en cuenta la experiencia de la Resolución CREG 702 016 de 2025, donde se pretendía limitar las cantidades y precios de los mercados primario y secundario, consideramos que este tipo de medidas intervencionistas son nocivas y contrarias a la libre competencia y libre mercado, en adición a que marchitan las señales de expansión de oferta de gas natural en el país, por lo que, en particular, se debería procurar asegurar nuevas fuentes de gas natural para evitar intervenciones o modificaciones innecesarias en el mercado de gas natural.

Finalmente, solicitamos que las propuestas normativas de la agenda regulatoria sean evaluadas en el contexto del análisis costo-beneficio (B/C), considerando todos los efectos de las medidas presentadas, en el marco de las buenas

prácticas regulatorias de la OCDE. Reiteramos la importancia de la regulación para garantizar señales claras de inversión y expansión para asegurar la transición energética en el país.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del del Señor Director.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda

Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Edwin Palma, Ministro, Ministerio de Minas y Energía

Dra. Karen Schutt, Viceministra de Energía, Ministerio de Minas y Energía