

ANDEG – 015- 2026

Bogotá D.C., Febrero 3 de 2026

Doctor
Edwin Palma Egea
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución sobre la convocatoria del primer mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica

Respetado Señor Ministro:

Desde ANDEG presentamos comentarios al proyecto de Resolución “Por la cual se convoca y define el primer mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo 1, numeral 2.2.3.8.10.1 del Decreto 1091 de 2025”, publicado el día 19 de enero de 2026.

1. Sobre la regulación de mecanismos de contratación a largo plazo

En primer lugar, reiteramos que la función de regular nuevos mecanismos de contratación de energía en donde participan agentes comercializadores es competencia de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG. Por ello, es conveniente invocar las consideraciones que le asistieron al Consejo de Estado -Sección Primera- quien mediante Auto Interlocutorio de fecha 16 de junio de 2023 confirmó un auto suplicado que decretó la suspensión provisional de los efectos del Decreto 227 de 16 de febrero de 2023. En esta providencia se menciona que:

*“84. A manera de conclusión, el Despacho reitera que la función de regulación del régimen tarifario de los servicios públicos fue asignada directa y expresamente al legislador en los artículos 150, 365, 367 y 48 transitorio de la Constitución Política y este, a su vez, **asignó dicho componente de regulación a las comisiones de regulación, por lo que no se encuentra ajustado a dichas normas superiores el hecho consistente en que el Presidente de la República pretenda asumir competencias que, por virtud de los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1993 y 20 y 23 de la Ley 143 de 1994, no son de su resorte, en tanto le fueron atribuidas por el legislador directamente a la CREG y a la CRA.**”*

Así, la función de regulación, está en cabeza de la Regulación de Energía y Gas- CREG. En la práctica, la norma sujeta de comentarios por parte del Ministerio respecto al mecanismo de contratación de energía plantea reasumir una función de regulación que es una figura de creación legal y con desarrollo regulatorio según se desprende de la ley 143 de 1994. Esto, es

posible interpretarlo como un desconocimiento por parte de una Autoridad Administrativa de una decisión judicial en firme. Nuestro comentario tiene como objetivo exponer que, si hay razones de orden regulatorio que ameriten hacer ajustes o cambios al esquema de comercialización de energía se deben tramitar dentro del procedimiento que se sigue en la CREG.

2. Sobre el principio de neutralidad tecnológica

Si bien en la propuesta regulatoria se evidencian los productos a subastar y los proyectos que pueden participar por cada producto, se observa en particular, para el producto 4: *“Podrán participar los proyectos de generación existentes, que entreguen energía de un SAEB u otras tecnologías de almacenamiento y que haga parte de sus activos de generación”*. Al respecto, consideramos que, cuando se indica: “proyectos de generación existentes”, se hace alusión a proyectos en construcción y no necesariamente plantas existentes, las cuales, pueden coadyuvar al cumplimiento de los objetivos de diversificación de la matriz de generación. Por lo anterior, consideramos que se están excluyendo deliberadamente tecnologías de generación que pueden ofertar todos los productos a subastar, por ejemplo, tecnologías convencionales de generación térmica sin necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento.

Desde ANDEG, insistimos en que se debe permitir la participación de todas las fuentes de generación en las subastas de contratos de largo plazo sin exclusiones, en el contexto de neutralidad tecnológica. Dado que al mecanismo planteado por el Ministerio solo pueden concurrir los titulares de FNCER, en general, con exclusión de otros agentes generadores, titulares de otras tecnologías, lo cual es contrario al objetivo de promoción de la competencia y aumento de la eficiencia en la formación de precios, entendemos, que el proyecto de resolución, como mínimo, y en todo caso, debería ser objeto de consulta con la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC, en los términos del numeral 2 del artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015 (compilatorio del Decreto 2897 de 2010).

Dado lo anterior, consideramos que, en los mecanismos para la contratación de largo plazo, se deben tener en cuenta la totalidad de las fuentes de generación de energía en igualdad de términos y oportunidades de participación, lo que es acorde a un mercado liberalizado y en condiciones de libre competencia, como entendemos que opera el sistema eléctrico del país, así como que la participación sea voluntaria por parte de los agentes.

De otro lado, consideramos que Colombia es un país con múltiples fuentes de energía, renovables y no renovables, por lo que el esquema de expansión debe tener en cuenta la proporcionalidad, los costos y beneficios netos, no solamente considerando el precio de la energía sino los beneficios y las cadenas de valor que enmarca el desarrollo de proyectos de infraestructura de generación, en especial, en el contexto de garantizar la seguridad energética en los periodos de máxima demanda del sistema.

3. Sobre el análisis ex -post de subastas de contratos de largo plazo previas

Insistimos en, tal como lo manifestamos en las comunicaciones 048-2024, 031-2025 y 001-2026, la publicación de un balance completo y detallado sobre la aplicación del Decreto 570 de 2018 y las SCLPE 02-2019 y 03-2021, las cuales, observamos que no cumplieron con los objetivos de diversificación de la matriz, debido a que no entraron en operación comercial en las fechas del compromiso inicial, ni tampoco de disminución de precios, como se tenía previsto en el Decreto 570 de 2018. Con lo anterior, nos preguntamos, ¿Si el mecanismo de contratación de largo plazo materializado mediante las SCLPE mencionadas anteriormente, ha sido realmente efectivo? ¿Por qué el mismo mecanismo empleado en el 2019 para desarrollar SCLPE tendría resultados diferentes a partir del año 2026 y para entrada en operación en el 2030?

Sorprende que, en la Memoria Justificativa del presente proyecto de Resolución, no se presente el balance de la aplicación de las Subastas de Contratación de largo plazo, las cuales generaron expectativas para la entrada en operación comercial al 1 de enero de 2023 de cerca de 2800MW de generación renovable, entre solar y eólica. Para dicha fecha, se tenían 0MW de despacho centralizado en operación comercial, y solo hasta el 31 de diciembre de 2025, se cuenta en el sistema con 1138MW, menos del 50% de la capacidad asignada mediante esas subastas.

Desde ANDEG insistimos en que los esfuerzos de la política energética y la regulación económica deben concentrarse en sacar adelante la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad 2029-2030 para asegurar el balance energético de los próximos años. Más aún, considerando que se tienen 4489 MW asignados en la subasta del Cargo por Confiabilidad del año 2024, entonces no es claro el por qué se requiere de un mecanismo alternativo de contratación centralizada de largo plazo, sin evaluar incluso, la efectividad del esquema de subastas de contratos de largo plazo orientados a fuentes renovables no convencionales.

4. Tecnologías que permiten la gestión de emisiones para cumplir con objetivos de carbono-neutralidad

Es importante resaltar que todas las tecnologías son fundamentales en el contexto de asegurar el suministro de energía eléctrica con criterios de calidad y confiabilidad, y que en el sistema eléctrico AC, cobra mayor importancia la generación con fuentes de generación síncronas, es decir, utilizando generadoras térmicas para asegurar el respaldo ante la incorporación de fuentes intermitentes (solares y eólicas). Por ello, es relevante que, se incorporen en el presente mecanismo, la posibilidad de que se presenten proyectos con adaptación tecnológica de las plantas térmicas, en el contexto de las metas de carbono neutralidad del país y de las estrategias de gestión de cambio climático al año 2050.

Para el caso del carbón térmico, se deben considerar alternativas para promover su uso de manera sostenible a través de tecnologías CCUS, mezcla

del carbón con biomasa, residuos (co-firing) u otros energéticos, y planteando acciones relacionadas con la minería sostenible, bien sea para el carbón térmico, carbón metalúrgico o para los minerales requeridos para la transición energética. De hecho, es importante que se habilite también dentro del mecanismo, la participación de las diferentes tecnologías de generación con carbón (subcrítica, supercrítica y ultrasupercrítica). Lo anterior debido a que, se considera en la Memoria Justificativa tecnologías como la geotérmica para que pueda presentarse en el mecanismo, de donde surge la inquietud del impacto en el análisis B/C con respecto a otro tipo de energéticos disponibles en el país.

Por otra parte, el hidrógeno puede ser utilizado en la generación de energía eléctrica con mezclas de gas natural, tal como señalan informes internacionales de costos nivelados de energía (Lazard, 2025)¹. Es adecuado revisar de forma integral las oportunidades de hidrógeno a partir de la oferta energética del país y que puede complementarse con la generación a carbón para la disminución de gases de efecto invernadero y contar con energía firme de respaldo ante, por ejemplo, situaciones de hidrología crítica y otras contingencias en el sistema.

Si bien los sistemas BESS se contemplan como alternativa de soporte para la incorporación de fuentes solares, consideramos que, no se ha avanzado en las reglas de Modernización del Mercado de Energía Mayorista, en el aspecto relacionado con los servicios que podrían prestar los sistemas de almacenamiento, en especial, en el arbitraje de estos sistemas y costos asociados a la carga de estos dispositivos, lo cual, dificulta la estructuración del modelo financiero para tener una propuesta para acceder al mecanismo.

Además, la instalación de tecnologías capaces de suministrar electricidad por más de 3 horas resulta más costosa que una planta de gas natural ciclo combinado², la cual ofrece la ventaja de generar electricidad de manera continua sin depender de la red. A esto se suma que las baterías presentan factores de capacidad limitados por sus tiempos de carga y descarga, lo que reduce su vida útil y limita su viabilidad como solución de largo plazo. Por ello, consideramos que, en esta Subasta, la inclusión forzosa de sistemas de almacenamiento debe evaluarse en el contexto del análisis beneficio/costo y, en especial, en el impacto para la demanda.

Como está planteada la propuesta normativa, de excluir deliberadamente plantas térmicas existentes que aporten al Producto 4, consideramos que el mecanismo no resuelve la problemática de déficit de potencia que requiere el sistema en las horas de mayor demanda. En especial, por la dificultad desde el punto de vista constructivo, por los trámites ambientales y sociales requeridos para contar con este tipo de proyectos, y que no puedan concretarse para la fecha planteada del año 2030. Se debe tener en cuenta la única experiencia de almacenamiento en Colombia, de la Convocatoria

¹ <https://www.lazard.com/news-announcements/lazard-releases-2025-levelized-cost-of-energyplus-report-pr/>

² https://atb.nrel.gov/electricity/2023/2023/utility-scale_battery_storage

UPME STR-01 2021, SAEB El Silencio de 45MW, dado que, después de casi 4 años, no se encuentra todavía en operación comercial, no obstante, su fecha inicial de puesta en operación comercial era junio de 2023.

5. Articulación con otros mecanismos de contratación a largo plazo

El mercado de contratos en Colombia debe avanzar gradualmente en los mecanismos de estandarización de contratos de largo plazo de energía, de tal forma que exista homogenización en el mercado de contratos respecto a reglas, roles y responsabilidades en la gestión de compra de energía. Dado lo anterior, si bien, observamos que las reglas de indexación de precios de contratos existentes mediante la Resolución CREG 130 de 2019, establecen en el artículo 12: *"El precio del contrato puede ser actualizado de forma periódica, **utilizando únicamente índices de precios oficiales en Colombia**"* (Negrilla fuera de texto), no es claro por qué para los contratos del mecanismo presentado por el Ministerio de Minas y Energía, se permite la indexación con índices diferentes al de precios oficiales en Colombia, por lo cual, en aras de avanzar hacia la estandarización en el mercado de contratos, se debe asegurar una indexación homogénea para los contratos de energía eléctrica con destino a la demanda regulada.

6. Otros aspectos a revisar

6.1 Sobre la cesión de contratos

En la propuesta regulatoria se evidencian las reglas para "Cesiones temporales" y "Cesiones definitivas". Para las "Cesiones temporales", se incluye que para los cesionarios habilitados: *"La cesión temporal podrá realizarse a favor de cualquier Vendedor con independencia de la tecnología del proyecto"*, lo cual, consideramos debería extenderse no solo a Vendedores en el marco de la Subasta, sino a todos los agentes del mercado de generación en Colombia. Sin embargo, en el caso de cesionarios habilitados para las "Cesiones definitivas": *"(...) la cesión solo podrá realizarse a favor de proyectos de generación de la misma tecnología que la adjudicada originalmente"*.

Al respecto, vale la pena tener en cuenta las situaciones de orden geopolítico y ambiental en la ejecución de los proyectos FNCER a nivel mundial. En primera instancia, en Estados Unidos, se suspendió de manera indefinida la construcción de plantas eólicas³, y, por otro lado, de acuerdo con los términos señalados por la NOAA⁴, dados los efectos de la construcción y funcionamiento de las turbinas eólicas sobre los siguientes aspectos: 1) el desplazamiento de pescadores en zonas de pesca tradicional, 2) el cambio en el hábitat de las especies de peces en las áreas afectadas por los proyectos offshore, y 3) los impactos sobre los hábitos de las especies en la

³ <https://www.doi.gov/pressreleases/trump-administration-protects-us-national-security-pausing-offshore-wind-leases>

⁴ <https://www.fisheries.noaa.gov/topic/offshore-wind-energy/evaluating-impacts-to-fisheries>

zona de influencia de la región Caribe, y 4) posible impacto sobre el microclima de las áreas de intervención, los cuales, hacen que la construcción de este tipo de proyectos tenga dificultades en los procesos de ejecución. Aunado a lo anterior, la guerra comercial con China es un aspecto relevante, en donde los precios de las materias primas para la fabricación de FNCER tendrán variaciones significativas al alza⁵, lo cual puede afectar la bancabilidad de los proyectos y poner en riesgo su materialización.

Por ello, consideramos que, ante el alto riesgo de que los proyectos adjudicados puedan no materializarse de manera definitiva, es importante que se considere que la "Cesión definitiva" pueda realizarse a favor de cualquier planta existente en el SIN con independencia de la tecnología.

6.2 Sobre los requisitos de asignación de capacidad

Dado que se incluye dentro de la Resolución como requisito para presentarse a la Subasta: *"Concepto de conexión a la red de transmisión nacional o transmisión regional aprobado por la UPME o el Operador de Red competente según aplique. Para los proyectos que oferten en el producto 1 con fecha de inicio de obligaciones 2035, no será exigible este concepto"*, para proyectos con fecha de puesta en operación para el 2030, se debe contar con concepto de conexión aprobado.

Es de conocimiento general en el sector que la aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 ha sido inconveniente en el contexto de favorecer la nueva expansión en generación en el país, y ha puesto importantes obstáculos para la materialización de proyectos que aportan a la seguridad energética del país. A la fecha, el Ciclo II de asignación no se ha terminado (el cual inició desde octubre de 2023), por lo cual, solo ciertos proyectos podrán cumplir con dicho requisito, por lo cual, la exigencia del trámite de conexión planteada en el borrador de la Resolución no se encuentra articulada con la Resolución CREG 101 094 de 2025.

Es importante que la Regulación y las reglas de asignación de capacidad de transporte en el SIN para proyectos de generación, se encuentren articuladas de manera que se pueda garantizar, en igualdad de condiciones, la participación de todas las tecnologías para los productos a subastar.

6.3 Límites en cantidad y precio de compra en la Subasta

En las causales de "Rechazo y Ajuste de ofertas", se observan las siguientes disposiciones:

"El precio de compra no podrá superar el valor promedio calculado por el ASIC, actualizado con IPP, de los nuevos contratos suscritos para la demanda regulada del año anterior a la ejecución del mecanismo" y "La cantidad de

⁵ <https://www.sfa-oxford.com/market-news-and-insights/sfa-china-s-rare-earth-export-controls-and-their-impact-on-global-supply-chains/>

energía de compra ofertada no podrá superar el promedio diario de contratación del año anterior a la ejecución del mecanismo más el 20%”.

Al respecto, consideramos que, si bien no existe una demanda objetivo para asignar en el mecanismo, no se debe limitar ni el precio ni las cantidades, dado que, al ser un mecanismo voluntario de libre participación por las partes, y, especialmente, competitivo, no debería haber límites de participación a los agentes interesados en ser parte del mecanismo.

6.4 Sobre otros criterios y complementos a la normativa actual

Se evidencia en el proyecto de Resolución, y, considerando lo comentado durante el taller de socialización realizado el pasado 28 de enero, que existen diferentes aspectos que aún se deben definir en el marco del mecanismo, incluyendo entre otros, el rol y condiciones de participación de autogeneradores, mecanismos de flexibilidad frente a aspectos habilitantes, la resolución de reglas y del lanzamiento oficial de la convocatoria, entre otros. Dichos elementos son necesarios para garantizar que sea un mecanismo que agregue valor y más si se pretende que se ejecute de manera periódica, para lo cual, se contrató a la Bolsa Mercantil de Colombia, por lo que es necesario que se defina cuál es el orden y el propósito del mecanismo, en el marco de atender las necesidades del sistema eléctrico colombiano. En el contexto anterior, solicitamos que haya una nueva resolución del mecanismo planteado, en donde se aclare y precisen las dudas e inquietudes, así como respuestas a los comentarios planteados en esta comunicación.

Adicionalmente, es de nuestro conocimiento, a partir de lo presentado en el taller del 29 de enero, que desde el Ministerio se está avanzando en el análisis para la posible inclusión de una evaluación multicriterio y de co-beneficios en el marco del mecanismo. Al respecto, consideramos que no es oportuno incluir más criterios, pues no se puede pretender atender todas las problemáticas que enfrenta la ejecución y puesta en marcha oportuna de los proyectos de generación de energía con un solo mecanismo, y, de llegarse a incluir, consideramos que debe haber una nueva propuesta en consulta.

En este sentido, desde el rol del Ministerio de Minas y Energía, se debe propender por reactivar y articular los proyectos del sector eléctrico como de interés nacional y co-liderar la articulación con otras entidades para destrabar la puesta en marcha de los proyectos desde los habilitantes sociales y ambientales. Esto es, avanzar en la zonificación ambiental del país, promover el desarrollo de la ley estatutaria de Consulta Previa, dinamizar el modelo de licenciamiento ambiental para todos los proyectos del sector bajo el principio de neutralidad tecnológica (incluyendo los proyectos de transmisión), considerando que todos los proyectos y tecnologías son necesarias para consolidar una matriz eléctrica resiliente, complementaria y eficiente, que permitirá garantizar la seguridad energética que requiere el país.

Finalmente, ANDEG reitera la importancia de la implementación de medidas que modernicen el mercado de energía en Colombia, en el contexto del desarrollo

regulatorio por parte de la CREG, lo que contribuirá al desarrollo de un mercado completo, dentro de los que se incluye un mecanismo principal de expansión como el Cargo por Confiabilidad, mecanismos complementarios de contratos de largo plazo, mercados financieros, un mercado spot robusto (mercado day-ahead y tiempo real), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada) y de servicios complementarios que aseguren la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema, en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica.

Sin otro particular, nos suscribimos del Señor Ministro.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda
Presidente Ejecutivo

Copia:

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

Dr. Antonio Jiménez, Director Ejecutivo, Comisión de Regulación de Energía y Gas