

Bogotá, D.C., Abril 10 de 2025

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios sobre la Resolución CREG 701 085 de 2025 sobre la Subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad

Respetado Señor Director:

Desde ANDEG presentamos comentarios a la Resolución del asunto, por medio de la cual se convoca a una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para el periodo del 1 de diciembre de 2029 al 30 de noviembre de 2030.

Resaltamos la importancia de asegurar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, dados los déficits evidenciados por el Operador del Mercado¹, tal como lo ha planteado ANDEG en las comunicaciones 027-2024, 085-2024, 110-2024, 023-2025, 031-2025, 036-2025; incluso, respecto a los faltantes de energía firme para periodos anteriores al de la convocatoria de Subasta, lo cual, exige que desde el Gobierno Nacional se tomen medidas con las que se garantice la prestación del servicio a los colombianos.

En general, vemos oportuna la convocatoria realizada por la Comisión a través de la propuesta normativa en consulta, en el contexto de anticipar las señales para viabilizar la construcción de nueva infraestructura de generación para garantizar el suministro seguro, confiable y continuo de electricidad a los colombianos, en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad, desde dos perspectivas: 1) asegurar la energía en firme frente a la incertidumbre en la entrada en entrada de proyectos de expansión, sobre todo algunos asociados a fuentes renovables no convencionales, y 2) disponer de la energía firme en el Sistema Interconectado Nacional- SIN- dada la perspectiva de crecimiento de la demanda de electricidad, acorde a planteado por la UPME en la proyección presentada recientemente.

En primer lugar, si bien consideramos que, para asegurar la nueva entrada de proyectos es importante convocar a la Subasta de expansión, existen algunos temas que pueden afectar la participación de proyectos en la subasta, por lo cual, a continuación, presentamos nuestras observaciones:

1. Las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 afectan las señales de inversión y a las plantas existentes

Tal como lo hemos manifestado en las Cartas ANDEG 067-2024, 088-2024, 095-2024, 109-2024, 002-2025, 020-2025, 022-2025, 023-2025 y 027-2025, las

¹ <https://www.cno.org.co/node/284368/printable/print>

Resoluciones que cambian las disposiciones relacionadas con el Precio de Escasez y las liquidaciones del Cargo por Confiabilidad, generan una afectación a los agentes, en primer lugar, con Obligaciones de Energía en Firme-OEF con el precio de Escasez de la Resolución CREG 071 de 2006, y por otro lado, al asociarse las nuevas asignaciones con el Precio de Escasez Inferior-PEI, se genera un desincentivo a la participación de plantas a carbón, solares e hidráulicas, dada la pérdida de la señal de renta inframarginal, lo que es fundamental desde la perspectiva de la formación de precio y adecuada remuneración de la generación, tal como la SIC en su concepto 24-422517 lo plantea:

*"En ese contexto, el Cargo por Confiabilidad (CxC) que se encuentra vigente no reflejará adecuadamente la diferencia esperada entre el precio de bolsa y el Precio de Escasez Inferior (PEI). En efecto, la introducción del Precio de Escasez Inferior (PEI) **implica una reducción en las rentas inframarginales** percibidas por los generadores de costos variables bajos por concepto de ejecución de Obligaciones de Energía Firme (OEF), sin el correlativo incremento en el valor del Cargo por Confiabilidad (CxC). Por las razones descritas, **esta Superintendencia considera que la circunstancia señalada creará un desbalance entre el riesgo asumido por los generadores y la compensación que reciben, lo que podría reducir su disposición a participar en futuras subastas o incluso comprometer su capacidad para seguir operando. Esta circunstancia puede comprometer la seguridad del suministro eléctrico en Colombia, especialmente en momentos críticos en los que se requiere energía firme para evitar racionamientos.**"*(Negrilla fuera del texto)

Lo que evidencia la condición asimétrica de dichas plantas, a las cuales se les asigna un precio diferente por entregar un mismo bien, que es el de la energía en firme, lo que a todas luces desconoce las características de bien homogéneo del Cargo por Confiabilidad. Incluso, consideramos que la nueva propuesta de precios de escasez va en contravía de lo dispuesto por el Regulador en los objetivos que perseguía la Resolución CREG 140 de 2017²:

"Los objetivos que se persiguen con las propuestas y recomendaciones con respecto al precio de escasez son los siguientes:

***Formular un precio de escasez** que indique una situación crítica acorde a las nuevas condiciones del parque generador y permita una adecuada gestión del recurso hidráulico en condición crítica (...)"*

Por ello, y dados los cambios en las reglas de juego suscitados por la expedición de dichas resoluciones, incluso para plantas existentes que no se acogieron al menú de transición³, consideramos que, para que la subasta sea exitosa, debe modificarse, o en su defecto, derogarse las disposiciones anteriormente

² Pág. 11. Documento Soporte CREG 078-2017

³ Como se presenta en el siguiente enlace: <https://www.xm.com.co/noticias/7651-publicacion-del-acogimiento-menu-corto-plazo-como-parte-de-la-implementacion-de-las>

mencionadas, dado que se estaría materializando un riesgo de desatención de la demanda para los próximos años por el déficit de oferta, y que, el Operador del Mercado-XM, ha reiterado la importancia de ampliar la capacidad de generación, en especial, para los periodos de máxima demanda del sistema interconectado nacional.

Así mismo, nos llama la atención que en el Documento Soporte de la Resolución 901 175 de 2025⁴:

"En cuanto a los periodos cargo 2028-2029 y 2029-2030, suponiendo que las plantas existentes con asignaciones para el periodo cargo 2027-2028 mantienen dicha asignación, persiste la situación en la cual la ENFICC calculada no es suficiente para cubrir las diferencias entre la OEF y el escenario medio de las proyecciones de demanda de la UPME" (negrilla fuera del texto)

Así las cosas, la CREG asume que las plantas existentes serán asignadas para los periodos subsecuentes, lo cual es una suposición que desconoce el efecto de las actuales señales regulatorias sobre la predictibilidad de las reglas de juego, por un lado, y por su parte, se ignora el efecto de la Resolución CREG 101 066 de 2024 sobre la decisión o no de participar en mecanismos de asignación de OEF por parte de las plantas a las que les aplica el PEI.

De hecho, ante un escenario de que las plantas existentes no se presenten a la Subasta, y dada la proporción de OEF con las que se cuenta según el último reporte de ENFICC verificada de XM⁵, se observa en la Figura 1 que la mayoría de OEF se encuentra asignada a plantas a carbón, hidráulicas y solares con cerca del 63%.

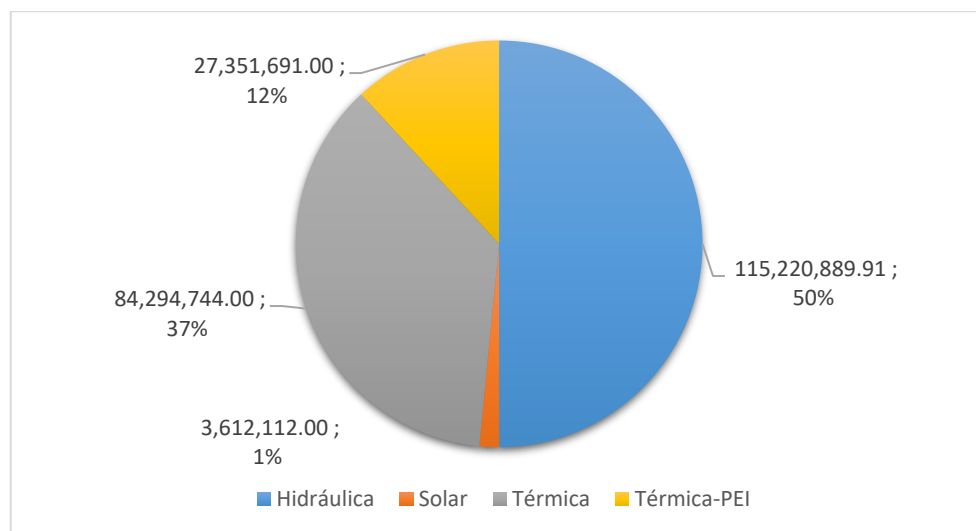


Figura 1. Proporción OEF 27-28 por tecnología

⁴ Pág. 10, Documento Soporte 901 175 de 2025

⁵ <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/informaci%C3%B3n-verificaci%C3%B3n-enficc/reporte-enficc-verificada-vs-oef-asignadas-verificacion-anual>

Adicionalmente, al realizar una revisión de la ENFICC No comprometida para el periodo 2029-2030 de plantas existentes, como se muestra en la Figura 2, se evidencia que cerca del 75% de la ENFICC No comprometida corresponde a plantas a carbón, hidráulicas y solares (PEI), con lo cual, ante un escenario en el cual no se presenten estas plantas a la Subasta y no se les asigne OEF, ante una Condición crítica y dado el cambio en las reglas de juego contenido en la Resolución CREG 101 069 de 2025, se presentaría una condición desfavorable en contra de las plantas con asignaciones de OEF previas, dado que, si una planta se desvía negativamente, estaría asumiendo los costos de las desviaciones positivas, tanto para las plantas que tienen OEF y cumplieron con su obligación, como las plantas que no tendrían OEF y que se les remuneraría hasta el Precio de Bolsa máximo, lo cual, va en contra de la suficiencia financiera de las empresas y podría materializarse un riesgo en la prestación del servicio de energía eléctrica.

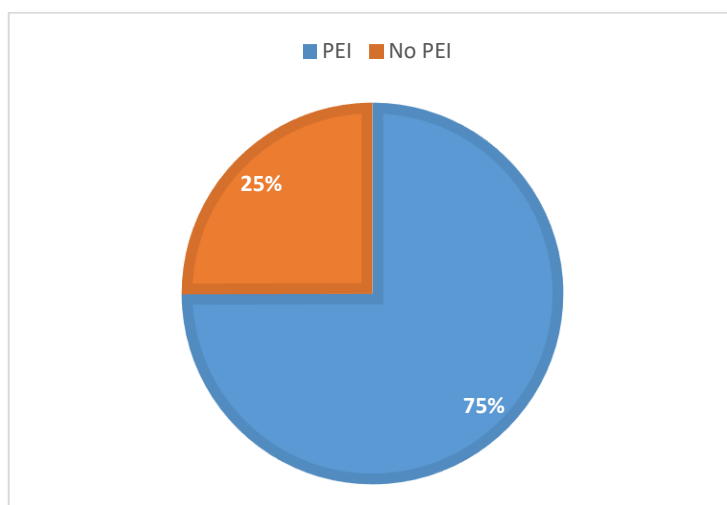


Figura 2. Proporción OEF y ENFICC No comprometida de plantas existentes para el periodo 29-30

Tal como lo mencionamos en la Carta ANDEG 027-2025, es adecuado que se revise la adecuada asignación de riesgos en el contexto de los incentivos de la Resolución CREG 101 066 de 2024 frente a la regla definida en la Resolución CREG 071 de 2006 en situaciones de activación de las OEF; así como, la revisión del Ajuste DODEFA de la Resolución CREG 101 069 de 2025, que desincentiva la participación de las plantas de generación en el mercado de contratos.

2. Sobre los requisitos adicionales para Subasta 29-30

Si bien lo indicado en el numeral 1 afecta la presentación de nuevos proyectos de generación, y, dada la suspensión del Ciclo de asignación de capacidad de transporte por medio de la Resolución CREG 101 071 de 2025, es adecuado que se permita la participación de proyectos en registro fase II, y, dada la necesidad de cubrir la demanda máxima de potencia del sistema⁶, proponemos que se prioricen aquellos proyectos con tecnologías que tengan factor de planta

⁶ <https://www.xm.com.co/consumo/historicos-de-demanda>

superior a 0.5, en el marco de la presente Subasta, dadas las necesidades del sistema de cubrir el faltante de ENFICC, en el contexto de las preocupaciones presentadas por XM⁷ en la presentación al CNO del 3 de abril de 2025, donde se señala la necesidad para los próximos años de energía firme para el abastecimiento de la demanda.

Finalmente, sugerimos que se permita la participación de plantas que apliquen al artículo 23 de la Resolución CREG 075 de 2021 como plantas nuevas, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006, y que se permita la presentación de contrato vigente de transporte para participar en la subasta a plantas existentes que vayan a realizar renovación de instalaciones de generación sin superar la capacidad de transporte contratada.

3. Sobre la participación de plantas GPPS

Por otro lado, en cuanto a la habilitación de participación de plantas GPPS existentes y/o en construcción, bajo esquemas de plantas especiales, consideramos que debería revisarse su participación, teniendo en cuenta los efectos que ha tenido el desarrollo de estos esquemas en el mercado de confiabilidad, en especial sobre las señales del precio de la confiabilidad, así como los análisis previos que ha llevado a cabo la Comisión en el marco de los estudios contratados por la CREG a los expertos Harbord y Pagnozzi⁸ para la evaluación de las subastas realizadas, en donde encontró entre otros, que:

- 1) *"La separación de la expansión en dos subastas posiblemente ha conducido a menor competencia y sobre oferta",*
- 2) *La distorsión adicionada en términos de la formación del precio y las señales de expansión para la suficiencia en el suministro eléctrico de mediano y largo plazo, cuyas problemáticas fueron ratificadas por Sumatoria (2017), al señalar que "La creación de la subasta GPPS, no prevista inicialmente, introdujo incentivos para sobreoferta de energía firme respecto a la demanda objetivo proyectada, y más allá del período de planeación (un horizonte de 10 años)"⁹.*

De esta forma, invitamos a la Comisión a que revise la conveniencia de permitir que plantas GPPS compitan en las mismas condiciones con activos con tiempos de ejecución más cortos, con aquellos existentes que cuentan con energía disponible adicional (EDA) o que pueden ejecutar ampliaciones o modificaciones a sus activos de generación de forma más oportuna frente a las necesidades del sistema.

4. Articulación con otros proyectos normativos

Dada la suspensión del Ciclo de asignación de capacidad de transporte por medio de la Resolución CREG 101 071 de 2025 y la publicación de la Resolución CREG 701 084 de 2025 por medio de la cual se agilizan los trámites de conexión para

⁷ <https://www.cno.org.co/node/284368/printable/print>

⁸ Review of Colombian Auctions for Firm Energy, 2008, David Harbord & Marco Pagnozzi y Second Review of Firm Energy Auctions in Colombia, 2012, David Harbord & Marco Pagnozzi.

⁹ Estudio Sumatoria contratado por ANDEG, 2017, Análisis de la Resolución CREG 055 de 2017

proyectos con obligaciones con el sistema y/o trámite de licencia ambiental finalizado (la cual no ha entrado en vigencia), consideramos que:

- 1) Se deben realizar las gestiones necesarias para que la Resolución CREG 701-084 de 2025 sea expedida en firme con prontitud, con el fin de que los proyectos que cuenten actualmente con asignaciones de Obligaciones con el sistema puedan aplicar a las medidas transitorias propuestas, y no retrasar más su entrada en operación.
- 2) Por otra parte, teniendo en cuenta el cronograma de la subasta, con el cual se esperan asignaciones de OEF hasta 6 meses después de la entrada en vigencia de la Resolución que convoque la Subasta de expansión, la vigencia del Proyecto Res CREG 701-084 de 2024 debe ir articulada con el citado cronograma de la subasta, de tal manera que una vez se haga la asignación de OEF, se garantice que se encuentre vigente y habilitada la opción del trámite especial de este tipo de proyectos para que les sea asignada la capacidad de transporte.

Adicionalmente, es relevante precisar que, a diferencia de la Resolución CREG 101 034A de 2022, es imperativo que la presente Subasta de expansión se lleve a cabo en el menor tiempo posible, o que no existan aplazamientos durante su proceso, y que se cuente con el suficiente tiempo de construcción de las plantas de generación, dada la falta de turbinas para la generación térmica, por la demanda creciente internacional por fuentes de energía firme. De hecho, en otros mercados, se ha aprobado la conexión expedita de nuevas plantas de generación, dados el alto crecimiento de la demanda estimado para el año 2026¹⁰.

5. Sobre el abastecimiento de la demanda en los próximos años

La Subasta de Expansión de Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad es el mecanismo por medio del cual se asegurará la nueva capacidad requerida por el sistema, dados los requerimientos de la demanda del sistema eléctrico, en concordancia con lo manifestado por XM en la presentación del CNO, con lo cual, es necesario que se asegure el éxito de esta Subasta para no materializar riesgos de desabastecimiento de la demanda.

Por otro lado, reiteramos lo indicado en el Documento Soporte 901 175 de 2025:

"(...) En el caso de tener una demanda en el periodo cargo 2029-2030 que supere en un 3% la última proyección del escenario medio de demanda de la UPME, es decir, que alcance valores alrededor de 41,2 TWh, bajo un escenario de condición crítica de una duración de cinco meses, el déficit de energía por demanda no atendida sería del orden de 1.199 GWh a un costo de racionamiento de 2.469 \$/kWh, este racionamiento tendría un costo aproximado de \$3 billones de pesos colombianos. En cambio, el pago de un CxC de 23,3 USD/MWh por los 1.199 GWh tendría un valor de \$0,11 billones

¹⁰ <https://insidelines.pjm.com/ferc-accepts-two-pjm-proposals-to-expedite-supply-additions/> y pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/subcommittees/ips/2025/20250211-special/item-02---ips-special-session---reliability-resource-initiative-education.pdf

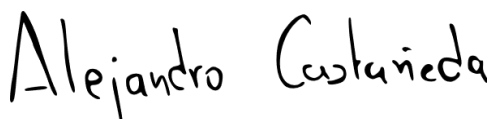
de pesos colombianos. Lo que resultaría en una relación beneficio/costo de alrededor de 26".

Lo anterior, refuerza los beneficios de implementar las Subastas del Cargo por Confiabilidad para los usuarios del servicio de energía eléctrica para aumentar la capacidad de generación, con energía firme las 24 horas del día y así evitar apagones o, en caso extremo, un racionamiento eléctrico.

Finalmente, dada la necesidad expansión de capacidad de generación por el déficit de potencia, solicitamos que se considere una mayor definición de incentivos para la entrada temprana de proyectos que ayuden a mitigar los riesgos de déficit de energía eléctrica.

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

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Edwin Palma Egea, Ministro, Ministerio de Minas y Energía
Dr. Germán Ávila Plazas, Ministro, Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Dr. Jhonattan Duque Murcia, Director (E) General, Departamento Nacional de Planeación
Dr. Libardo Yanod Márquez, Superintendente, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD
Dr. Juan Carlos Bedoya, Viceministro de Energía (E), MME
Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM