ANDEG–099–2026

Bogotá, noviembre 5 de 2026

Doctora
**Adriana Jiménez Delgado**
Directora Ejecutiva
**Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG**

Ciudad

***Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución CREG 701 155 de 2026: Mecanismo alternativo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme en el corto plazo***

Respetada Directora:

Desde la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) y sus empresas afiliadas presentamos nuestros comentarios al Proyecto de Resolución CREG 701 155 de 2026, "Por medio de la cual se establece un mecanismo alternativo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme en el corto plazo y se toman otras disposiciones". Sobre este particular, reconocemos y alertamos sobre el déficit de energía firme que identifica la Comisión para los períodos cargo 2027-2028, 2028-2029 y 2029-2030, y resaltamos el rol de la CREG al proponer medidas que coadyuven a solucionar los déficits de balance del país y a mitigar el riesgo de desabastecimiento de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Tal como lo mostramos en la comunicación ANDEG-084-2026[1], de acuerdo con nuestros cálculos el faltante de energía en firme estaría en el orden de 8% para el período 2028-2029 y continuaría en aumento para los próximos años, por lo que celebramos que la Comisión haya acogido la necesidad, planteada por nuestra Asociación, de contar con mecanismos de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para el corto plazo.

En primer lugar, resaltamos que, conforme al artículo 8 del proyecto regulatorio, el Precio de Escasez aplicable a las OEF asignadas mediante el mecanismo sea el Precio de Escasez Superior para todas las tecnologías, con independencia de si las plantas pertenecen al grupo de plantas con precios variables superiores (PCVS) o inferiores (PCVI). Compartimos los argumentos que expone la

[1] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/09/084_2026_Comentarios-Circular-CREG-341-de-2026.pdf

Comisión en la sección 5.4.2 del Documento Soporte: la estabilidad en las reglas de juego para inversiones con periodos de operación de hasta veinte años; la necesidad de unificar la señal de escasez en el sistema, dados los múltiples precios de escasez; y la necesidad de separar la confiabilidad, elemento físico del sistema, de los contratos financieros y bilaterales que se mezclaron con las modificaciones introducidas en la liquidación del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006. Consideramos que esta es la vía correcta en el marco de la inconveniencia de la Resolución CREG 101 066 de 2024 que hemos señalado en anteriores comunicaciones, como las cartas ANDEG-084-2026 y ANDEG-088-2026, y que constituye un paso para retornar a la condición de la Resolución CREG 140 de 2017, en el marco de un adecuado diseño del esquema de incentivos del Cargo asociados a la relación entre la prima y el precio de escasez, en los términos señalados previamente por nuestra Asociación en la comunicación ANDEG-088-2026, de acuerdo con Harbord (2016):

> *"Since the reliability Charge is determined in periodic competitive auctions in which the value of the Scarcity Price and the method for indexing it are known to all participants, the two prices are linked and inversely related. That is, the lower the Scarcity Price the greater the risk generators in acquiring an OEF, and hence the higher the Reliability Charge required to compensate for this risk, and vice versa."*

En segundo lugar, compartimos que, para definir la remuneración de las OEF que se asignen mediante el mecanismo alternativo, la Comisión no haya tomado como referencia los resultados de la quinta subasta de expansión. Tal como lo señalamos en la comunicación ANDEG-084-2026, persiste una incertidumbre sobre el precio de cierre resultante de ese proceso. Según la sección 2.3 Documento Soporte, la planta térmica que resultó marginal y determinó el precio de cierre del grupo PCVS no entregó la garantía de construcción, por lo que se le ejecutó la garantía de participación y perdió su asignación. Lo anterior genera distorsión en el proceso, dado que el proyecto que fijó el precio no quedó con OEF asignada, y, por consiguiente, el uso de este precio genera inestabilidad en la señal de inversión.

Con el propósito de que el mecanismo contribuya efectivamente a cerrar el déficit de energía firme, presentamos a continuación nuestros comentarios de ajuste al proyecto regulatorio:

- **Sobre el precio de remuneración de las OEF:**

Si bien compartimos que no se haya tomado dentro de la referencia el precio de la quinta subasta, consideramos que el precio para la asignación de OEF de este mecanismo debería corresponder al precio de cierre actualizado de la cuarta subasta de expansión (período 2027-2028), que, a precios de septiembre de 2026, es de USD 19,85/MWh[2], y no a los USD 18,83/MWh propuestos en el artículo 7. Este valor es cercano al percentil 90 (USD 19,24/MWh) del análisis de los resultados de la cuarta subasta de expansión que presenta el Documento Soporte (sección 5.4.1) y se ubica en el rango de las demás referencias que allí se analizan, como la remuneración promedio del Cargo por Confiabilidad reconocida en la tarifa (cercana a USD 19,61/MWh). Con ello se otorga una correcta señal de incentivo para promover la incorporación de energía firme en el corto plazo.

Esta solicitud es acorde con el artículo 28 de la Resolución CREG 071 de 2006, modificado por el artículo 11 de la Resolución CREG 101 066 de 2024, según el cual, para los años en los que no se realice subasta, el Cargo por Confiabilidad de las OEF asignadas se paga al precio de cierre de la última subasta, actualizado con el índice de precios correspondiente. Dada la incertidumbre descrita sobre el precio de la quinta subasta, la referencia que ofrece plena certeza sobre su resultado, y que aporta estabilidad en las reglas de juego, es la cuarta subasta de expansión.

Adicionalmente, el artículo 10 del proyecto y la sección 5.4.4 del Documento Soporte toman como referencia el precio de cierre de la cuarta subasta de expansión para determinar el Precio Unitario de la Energía Amparada por la Garantía, por tratarse de *"una referencia proveniente de un proceso competitivo de asignación de OEF, anterior a la diferenciación de los precios de cierre por grupos de plantas"*, y con el fin de mantener *"un criterio uniforme […] independientemente de la tecnología de generación y del grupo de precios variables al cual pertenezca cada participante"*. Por coherencia, ese mismo precio debería remunerar las OEF que se asignen mediante el mecanismo.

Por lo anterior, solicitamos que el precio de remuneración del artículo 7 corresponda al precio de cierre actualizado de la cuarta subasta de expansión, USD 19,85/MWh a precios de septiembre de 2026, y que se aplique a todos

[2]Precio de cierre de la cuarta subasta de expansión (2027-2028) indexado con la serie WPSFD41312 (Private capital equipment) del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos. Valor indexado a USD/MWh de septiembre de 2026.

los participantes del mecanismo, incluidas las plantas existentes, actualizado conforme al artículo 29 de la Resolución CREG 071 de 2006, en igualdad de condiciones y bajo el principio de neutralidad tecnológica. El propio Documento Soporte en la sección 5.4.1 busca un precio que *"permita la participación de diferentes tecnologías de generación"*, y la energía firme es un bien homogéneo que debe remunerarse de la misma forma con independencia de la tecnología o de que la planta sea nueva o existente; de lo contrario, se generaría una discriminación injustificada entre plantas existentes y nuevas, tal como lo hemos señalado en la comunicación ANDEG-084-2026.

- **Sobre la participación de las plantas existentes sin obras:**

Tal como lo resaltamos, el proyecto incentiva la participación de las plantas a gas natural bajo la opción de la Resolución CREG 101 017 de 2022. No obstante, no vemos que las plantas térmicas existentes sin obras, a carbón y con combustibles líquidos, tengan un criterio definido en el proyecto para participar y establecer su remuneración. El artículo 4 solo contempla plantas existentes con obras y el artículo 17 solo habilita a las existentes que se respaldan con gas natural bajo la opción de la Resolución CREG 101 017 de 2022.

La Tabla 1 relaciona las plantas térmicas existentes en operación, su ENFICC vigente y las OEF asignadas para cada uno de los tres períodos tratados en el proyecto de Resolución CREG 701 155 de 2026. Con base en ella, la ENFICC disponible de las plantas que en cada período no tienen OEF asignadas es de 8,9 GWh-día en 2027-2028, 54,0 GWh-día en 2028-2029 y 14,6 GWh-día en 2029-2030. Estos recursos ya aportan confiabilidad al sistema y pueden contribuir a cerrar el déficit de OEF frente a la demanda, tal como lo señala el Documento soporte del proyecto de resolución CREG 701 155 de 2026, , no obstante, del contenido del articulado propuesto en la propuesta normativa, observamos que las plantas existentes no podrían participar en el mecanismo propuesto por la CREG.

**Tabla 1. Plantas térmicas existentes: ENFICC vigente, OEF asignadas y ENFICC disponible sin OEF**

| PLANTA | ENFICC vigente [kWh/día] | OEF 2027-2028 [kWh/día] | OEF 2028-2029 [kWh/día] | OEF 2029-2030 [kWh/día] |
|---|---|---|---|---|
| MERILECTRICA 1 | 2.487.972 | 2.940.000 | **0** | **0** |
| TESORITO | 4.495.579 | 4.559.995 | 4.559.995 | 4.559.995 |
| PAIPA 4 | 3.881.410 | 3.865.079 | **0** | 3.881.410 |

| PLANTA | ENFICC vigente [kWh/día] | OEF 2027-2028 [kWh/día] | OEF 2028-2029 [kWh/día] | OEF 2029-2030 [kWh/día] |
|---|---|---|---|---|
| ZIPAEMG 2 | 442.344 | 534.624 | **0** | 442.344 |
| ZIPAEMG 3 | 862.282 | 1.044.547 | **0** | 862.282 |
| ZIPAEMG 4 | 1.073.884 | 1.136.565 | **0** | 1.073.884 |
| ZIPAEMG 5 | 884.223 | 936.359 | **0** | 884.223 |
| TERMODORADA 1 | 484.798 | 892.404 | 560.467 | 560.467 |
| TERMOSIERRA CC | 6.762.193 | 7.620.617 | **0** | 6.762.193 |
| GECELCA 3 | 2.109.577 | 3.345.600 | 3.345.600 | 3.345.600 |
| GECELCA 32 | 4.575.923 | 5.400.000 | 5.400.000 | 5.400.000 |
| GUAJIRA 1 | 3.005.488 | **0** | **0** | 3.005.488 |
| GUAJIRA 2 | 2.143.058 | **0** | **0** | 2.143.058 |
| TERMOCENTRO CC | 4.573.440 | 5.385.396 | **0** | **0** |
| PAIPA 1 | 409.477 | 654.600 | **0** | 409.477 |
| PAIPA 2 | 1.217.995 | 1.348.053 | **0** | 1.217.995 |
| PAIPA 3 | 1.179.507 | 1.317.595 | **0** | 1.179.507 |
| CARTAGENA 1 | 1.062.720 | 63.624 | **0** | 1.062.720 |
| CARTAGENA 2 | 1.062.720 | 816.576 | **0** | 1.062.720 |
| FLORES 4 CC | 9.978.454 | 10.153.367 | 10.153.367 | 10.153.367 |
| FLORES I CC | 3.220.335 | 3.647.616 | 3.647.616 | 3.647.616 |
| TERMOVALLE CC | 5.450.920 | 5.501.973 | **0** | 5.450.920 |
| PROELECTRICA | 1.649.395 | **0** | **0** | **0** |
| BARRANQUILLA 3 | 1.336.142 | 1.335.125 | **0** | **0** |
| BARRANQUILLA 4 | 1.285.391 | 1.276.687 | **0** | **0** |
| TEBSAB CC | 18.361.457 | 18.436.293 | 17.841.064 | 17.841.064 |
| TERMOCANDELARIA CC | 12.920.786 | 12.653.987 | 12.427.560 | 12.427.560 |
| TERMOEMCALI CC | 4.806.987 | 4.806.987 | **0** | 4.806.987 |
| TERMONORTE | 1.893.570 | 1.829.900 | 1.696.320 | 1.893.570 |
| TASAJERO 2 | 3.900.745 | 3.937.816 | 3.647.997 | 3.900.745 |
| TASAJERO 1 | 3.835.157 | 3.830.853 | **0** | 3.835.157 |
| TERMOYOPAL 1 | 189.600 | **0** | **0** | **0** |
| TERMOYOPAL 2 | 528.000 | **0** | **0** | **0** |
| TERMOYOPAL G3 | 849.922 | 1.139.999 | **0** | **0** |
| TERMOYOPAL G4 | 1.037.328 | 1.139.999 | **0** | **0** |
| TERMOYOPAL G5 | 652.148 | 1.139.999 | **0** | **0** |
| TERMOCARIBE III | 910.044 | 1.021.440 | 887.040 | 910.044 |
| CARTAGENA 3 | 1.364.736 | **0** | **0** | 1.364.736 |
| **ENFICC disponible sin OEF [kWh/día]** | | **8.880.277** | **54.034.439** | **14.589.338** |

Fuente: XM. Corte: octubre de 2026. Las celdas sombreadas corresponden a períodos en los que la planta no tiene OEF asignadas; la última fila suma la ENFICC vigente de dichas plantas en cada período.

De acuerdo con lo anterior, solicitamos que, en el marco de lo planteado en la comunicación ANDEG-084-2026, todas las plantas existentes, incluidas las plantas a carbón y con combustibles líquidos, puedan participar en el

mecanismo, y que se establezca como remuneración el precio de cierre actualizado de la cuarta subasta de expansión, USD 19,85/MWh.

Lo anterior permitiría a estas plantas contar con una asignación de OEF y con una remuneración conocida con anticipación para cerrar contratos de suministro de combustibles, requisito que el propio proyecto prevé para las plantas térmicas que participen (Anexo 1, actividad 11). Esto resulta especialmente relevante dada la condición actual de los energéticos a nivel global: según la Agencia Internacional de Energía (IEA), la interrupción del tránsito por el Estrecho de Ormuz retiró cerca de 20% del suministro mundial de GNL y se esperan mercados ajustados durante 2026 y 2027[3], mientras que la demanda mundial de carbón alcanzaría un récord de 8.940 millones de toneladas en 2026, en parte por la sustitución de gas por carbón[4].
En caso contrario, dado que el Documento Soporte supone la participación de las plantas existentes para completar el balance del período 2028-2029, para el cual no se tienen asignaciones de OEF, y que es el período en el que se concentra la mayor ENFICC disponible de la Tabla 1, solicitamos a la Comisión aclarar si para el periodo cargo 2028-2029 se realizará una asignación administrada en la que participen todas las plantas existentes, tal como lo solicitamos en la comunicación ANDEG-084-2026 con base en el Documento Soporte de la Resolución CREG 101 079 de 2025 y en la Agenda Regulatoria de la Comisión para 2026.

- **Sobre la oportunidad de las Centrales Eléctricas Flotantes dentro del mecanismo de confiabilidad:**

En el marco de los tipos de plantas participantes en el Artículo 4 del proyecto regulatorio, particularmente las plantas y/o unidades a riesgo, retomamos lo planteado en la comunicación ANDEG-084-2026 (numeral 1.2) sobre las Centrales Eléctricas Flotantes (barcazas), cuya capacidad de despliegue rápido y su independencia del terreno las hacen especialmente útiles para aportar energía en el corto plazo en escenarios como el Fenómeno de El Niño. Para que estas tecnologías puedan contribuir a cerrar el déficit, consideramos los siguientes aspectos: (i) que se explicite que las Centrales Eléctricas Flotantes pueden participar en el mecanismo como plantas y/o unidades a riesgo (literal d del artículo 4); (ii) que se viabilice el trámite de conexión de

[3]Agencia Internacional de Energía (2026). Middle East crisis disrupts international natural gas markets and delays global LNG supply wave (Gas Market Report, Q2 2026). https://www.iea.org/news/middle-east-crisis-disrupts-international-natural-gas-markets-and-delays-global-lng-supply-wave

[4]Agencia Internacional de Energía (2026). Coal Mid-Year Update 2026. https://www.iea.org/reports/coal-mid-year-update-2026/demand

estos proyectos, de forma que se garantice efectivamente su operación en el SIN; y (iii) que estos proyectos, y los demás que aporten energía firme en el corto plazo, sean priorizados en el marco de la política de Proyectos de Interés Nacional Estratégicos (PINES), incluido su licenciamiento, dada la urgencia de nueva capacidad en el SIN.

- **Sobre el incentivo a la hibridación y generación térmica a carbón:**

En línea con el incentivo a la hibridación de plantas solares fotovoltaicas presente en el artículo 16, consideramos relevante que ese incentivo se extienda a las plantas térmicas a carbón, en las que también existen oportunidades tecnológicas para aumentar la energía firme y mejorar el desempeño ambiental. Entre ellas se destacan la tecnología de lecho fluidizado circulante, implementada en Colombia en las unidades G3.0 y G3.2 de Gecelca, con sistemas de control de material particulado de 99,98% de eficiencia; las tecnologías de alta eficiencia y bajas emisiones (HELE), que pueden alcanzar eficiencias superiores a 47% frente al promedio de 34% de las tecnologías convencionales; y las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), que permiten reducir la huella de carbono y prolongar la vida útil de activos existentes que prestan servicios esenciales para la estabilidad del sistema.

Las plantas a carbón ya aportan confiabilidad al SIN, suman 1.655 MW, equivalentes a 7% de la capacidad instalada, generan de forma continua durante las 24 horas del día (entre 7,2% y 9,4% de la generación horaria de 2026) y han sido soporte clave en los episodios más exigentes del sistema, como abril de 2020 (38 GWh-día, 22% de la generación diaria) y marzo de 2024 (36 GWh-día, 17%). En lo corrido de octubre de 2026 generaron en promedio 22,3 GWh-día, con un combustible de origen nacional que cotiza entre USD 2 y USD 5 por MMBtu y una participación de 1,2% en las emisiones de gases de efecto invernadero del país (menos de 3% en períodos de máxima exigencia operativa). A ello se suma un portafolio de cerca de 870 MW de capacidad térmica a carbón realizable en el corto y mediano plazo, que incluye proyectos de expansión ya estructurados (135 MW), la ampliación de las plantas Gecelca 3 y 3.2 (437 MW) y desarrollos a boca de mina (cerca de 300 MW), consistente con los cerca de 800 MW de energía en firme que requiere el sistema.

En todo caso, para que este mecanismo logre atraer nuevos compromisos de energía firme, es necesario que se deje operar el esquema del Cargo por Confiabilidad y que no se establezcan cambios regulatorios, como los de la

Resolución CREG 101 127 de 2026 mediante la cual se aplica de forma transitoria el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD), que alteran la señal de escasez y la renta inframarginal de los agentes y los desincentivan a participar. El Fenómeno de El Niño es un escenario que se internaliza en la estructuración financiera de los proyectos de generación: si se interviene cuando se materializa, se desconfigura el diseño del mercado y se pierde el *enforcement*, porque el esquema deja de ser creíble. Por ello, reiteramos la solicitud de revisión de la Resolución CREG 101 127 de 2026 en los términos de las comunicaciones ANDEG-089-2026[5] y ANDEG-090-2026[6].

Finalmente, insistimos en la realización de un taller por parte de la Comisión que permita a los agentes entender a profundidad este proyecto regulatorio, así como en la ampliación del plazo de comentarios, en los términos de la comunicación ANDEG-098-2026[7] del 30 de octubre.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos de la Señora Directora.

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

**Alejandro Castañeda**
Presidente Ejecutivo

[5] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/089-2026_Solicitud-revision-Res-CREG-101-127-de-2026.pdf
[6] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/090-2026_Alcance-solicitud-de-revision-Estatuto.pdf
[7] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/11/ANDEG-098-2026-Solicitud-taller-y-ampliacion-de-plazo-PR-701-155-de-2026.pdf