



Comisión de Regulación de Energía y Gas



SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

**DOCUMENTO CREG-901 202
21 de agosto de 2025**

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA
COMISIÓN DE REGULACIÓN
DE ENERGÍA Y GAS**

Contenido

1. ANTECEDENTES	4
2. INFORMACIÓN GENERAL	6
2.1 Asignación de Obligaciones de Energía Firme	6
2.1.1 Plantas con asignación del CxC	6
2.1.2 Cantidad de OEF por tipo de tecnología	8
2.1.3 Precios de cierre de las asignaciones	9
2.1.4 Remuneración.....	10
2.1.5 Traslado a la Tarifa.....	12
2.2 Balance de energía firme del SIN	12
2.2.1 Obligaciones de Energía Firme y Verificación anual de ENFICC	15
2.2.2 Proyección de demanda UPME	17
2.2.3 Proyectos con capacidad de transporte asignada	19
2.2.4 Conclusiones los análisis del balance de energía	23
2.3 Próximas asignaciones	23
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	24
3.1 Consecuencias	24
3.2 Causas	24
3.3 Problema	24
4. OBJETIVOS	25
4.1 General	25
4.2 Especifico.....	25
4.3 Operacional.....	25
5. ALTERNATIVA REGULATORIA	25

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 2

5.1	Alternativa 1 - Mantener las condiciones actuales	25
5.2	Alternativa 2 – Subasta de expansión para el periodo cargo 2028-2029	26
5.3	Alternativa 3 – Subasta de expansión para el periodo cargo 2029-2030	27
5.4	Medidas adicionales	28
6.	ANÁLISIS DE IMPACTO	32
7.	CONSULTA PÚBLICA	33
7.1	Análisis de los comentarios recibidos	34
7.1.1	Aplicación del artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 – Costos variables de Combustibles Estimados	34
7.1.2	Valor del <i>Heat Rate</i> para la aplicación de la Resolución CREG 101 017 de 2022.....	39
7.1.3	Solicitud de certificado de Fase II en el registro de proyectos de generación	43
7.1.4	Definir mayores incentivos por la entrada temprana.....	50
7.1.5	Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025	53
7.1.6	Precio de remuneración para plantas existentes	53
7.1.7	Otros comentarios	55
7.1.8	Resumen de los ajustes introducidos en el proyecto de resolución ...	62
8.	CONCLUSIONES	63
	ANEXO 1 Cronograma estimado de acuerdo con los hitos establecidos en la Resolución CREG 101 024 de 2022.....	64
	ANEXO 2 Formulario de abogacía de la competencia	66

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3

SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 071 de 2006, definió el mecanismo regulatorio del Cargo por Confiabilidad (CxC) para asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrico en Colombia en el mediano y largo plazo.

Con el fin de asegurar la disponibilidad futura de energía para abastecer la demanda nacional, el CxC define los procedimientos necesarios para que la atención de la demanda se encuentre siempre cubierta con obligaciones de suministro de energía firme por parte de los generadores y a un precio máximo de energía. De esta manera, los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) pueden contar con el suministro futuro de energía aún en condiciones críticas como es el caso de los periodos de menores aportes hidrológicos.

Como parte de las reglas del CxC y para efectos de la asignación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), encaminadas a cubrir la demanda de los años futuros, el artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006, define la Demanda Objetivo como *“La Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación”*, más un porcentaje que fijará la CREG; estableciendo que la Demanda Total Doméstica de Energía *“corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección seleccionado por la CREG”*.

Recientemente, a través de la Resolución CREG 101 024 de 2022, *“Por la cual se definen los procedimientos para las subastas del CxC en el mercado de energía mayorista”*, se revisaron los criterios y plazos de la convocatoria de las subastas de expansión del CxC. Las subastas de expansión son el mecanismo competitivo para la asignación de las obligaciones de energía firme, cuando de manera anticipada, en un período de planeación, se prevé un déficit en la energía firme disponible para atender la demanda, y por tanto se requiere contar con energía firme de nuevas plantas en el sistema.

El artículo 12 de la mencionada Resolución CREG 101 024 de 2022 establece que la oportunidad para convocar una subasta de expansión corresponde a aquella donde la suma de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) de todas las plantas de generación que estarán operando para un año determinado, sea menor o igual a la demanda objetivo; y que de los análisis que realice la Comisión se concluya que se requiere asegurar la confiabilidad del suministro en

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

el SIN para tal período, considerando un periodo de planeación “p” desde la realización de la subasta hasta el Inicio del Período de Vigencia de las OEF (IPVO).

En el 2024, la Comisión expidió la Resolución CREG 101 062 de 2024 mediante la cual se convocó a tres subastas de reconfiguración de compra de OEF para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, cuyos resultados se hicieron públicos en la primera semana de mayo de 2025 y que son considerados en los análisis que se incluyen en este documento.

Considerando lo anterior, la agenda regulatoria indicativa de 2025 tiene previsto adelantar el análisis y estructuración de una subasta de expansión de CxC para el periodo 2028-2029. En ese contexto, se han adelantado las siguientes actuaciones:

- Mediante en el Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025, del 13 de marzo de 2025, se propusieron unas *“Medidas transitorias para la agilización de la asignación de capacidad de transporte de proyectos con obligaciones con el sistema o con trámites ambientales cumplidos”*.
- Adicionalmente, con el Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025, del 18 de marzo de 2025, *“Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030”* la Comisión hizo pública la propuesta para la convocatoria de una subasta de expansión para el periodo cargo 2029-2030. Los análisis que soportan la propuesta se encuentran en el Documento CREG 901 175 de 2025.
- Posteriormente, mediante el Proyecto de Resolución CREG 701 095, del 5 de julio de 2025 *“Por la cual se establecen medidas transitorias para la asignación de capacidad de transporte de proyectos con obligaciones con el sistema o con trámites ambientales cumplidos”*, la Comisión consideró necesario desarrollar y consultar propuestas regulatorias adicionales a las propuestas en el Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025, con el fin de alcanzar el objetivo previsto en este proyecto.
- En el Proyecto de Resolución CREG 701 100, del 21 de agosto de 2025 *“Por la cual se modifica la Resolución CREG 101 024 de 2022 y se dictan otras disposiciones”* la Comisión hizo pública una propuesta para la modificación del precio de remuneración del Cargo por Confiabilidad para las plantas existentes que participen en las subastas de expansión.

A continuación se presentan los análisis realizados por esta Comisión para expedir la Resolución *“Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la*

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030 y se modifican otras disposiciones”.

Este documento está estructurado de la siguiente manera: en la siguiente sección se presenta información general sobre el tema objeto del análisis; en la tercera, cuarta, quinta y sexta sección se desarrollan las etapas del Análisis de Impacto Normativo (AIN), que incluyen la definición del problema y objetivos, la identificación de alternativas regulatorias y el análisis de sus impactos; la séptima sección contiene los comentarios recibidos al Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025 durante el periodo de consulta pública, así como el análisis de dichos comentarios y los ajustes aplicados a las alternativas previamente identificadas; la octava sección presenta las conclusiones del documento. En los anexos de este documento se presenta un cronograma estimado de acuerdo con los hitos establecidos en la Resolución CREG 101 024 de 2022 y se presenta el formulario de abogacía de la competencia.

2. INFORMACIÓN GENERAL

2.1 Asignación de Obligaciones de Energía Firme

El esquema del CxC tiene 4 mecanismos para la asignación de OEF: (i) las subastas de expansión, (ii) las asignaciones administradas, (iii) las subastas de reconfiguración (de venta o de compra) y (iv) el mecanismo de tomadores del CxC. Anualmente, la Comisión analiza la diferencia entre la suma de la ENFICC del sistema y la última proyección de demanda de energía publicada por la UPME, para determinar la necesidad de realizar una subasta y así asegurar las condiciones de prestación del servicio en el mediano y largo plazo¹.

2.1.1 Plantas con asignación del CxC

Desde que fue expedida la Resolución CREG 071 de 2006 “*Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía*”, se han llevado a cabo cuatro (4) subastas de expansión para la asignación de OEF, en las cuales se han adjudicado obligaciones a un total de 72 plantas de generación, por aproximadamente 38.574 GWh/año.

La primera de estas subastas fue convocada mediante la Resolución CREG 031 de 2007 y adjudicada en 2008. El IPVO para las plantas que no eran GPPS era

¹ Artículo 12 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

el año 2012 y para las que sí eran GPPS² era el año 2014. En la subasta se adjudicaron obligaciones a nueve (9) plantas de generación, de las cuales siete (7) fueron hidroeléctricas y dos (2) plantas de generación térmicas, habilitando el desarrollo de una capacidad de generación de 2.632 MW. Sin embargo, llegado el IPVO correspondiente dos plantas hidroeléctricas y una térmica incumplieron sus compromisos³, motivo por el cual se les ejecutó la garantía correspondiente, dejando así un balance de 1.488 MW en operación comercial.

La segunda subasta de expansión fue convocada mediante la Resolución CREG 056 de 2011, y en ella se adjudicaron obligaciones a siete (7) nuevas plantas de generación (con IPVO el 1 de diciembre de 2015 y para las GPPS en 2018), cuatro (4) hidroeléctricas y tres (3) térmicas por 5.765 GWh/día, habilitando el desarrollo de 1.035 MW. Sin embargo, dos plantas hidroeléctricas⁴ perdieron la remuneración del CxC al no cumplir con la puesta en operación comercial, dejando un balance de 618 MW nuevos en operación comercial.

La tercera subasta se convocó mediante la Resolución CREG 104 de 2018 y se adjudicó en 2019. El IPVO de las plantas adjudicadas era el 1 de diciembre de 2022. En la subasta se adjudicaron obligaciones a veintidós (22) plantas nuevas por 17.355 GWh/día, seis (6) plantas eólicas, tres (3) hidroeléctricas, dos (2) solares y once (11) térmicas. De las veintidós (22) plantas adjudicadas, trece (13) por 2.190 MW se encuentran en operación comercial, cuatro (4) por 863 MW están en construcción y cinco (5) por 641 MW⁵ no lograron concretar su desarrollo por lo que les fue ejecutada la garantía de CxC. Lo anterior deja un balance de 3.037 MW habilitados mediante esta subasta para su desarrollo.

La cuarta y última subasta de expansión, se convocó mediante la Resolución CREG 101 034A de 2022 y se llevó a cabo a inicios de 2024, con un IPVO para el 1 de diciembre de 2027. Esta subasta logró la adjudicación de obligaciones a treinta y tres (34) nuevas plantas de generación por 4.561 GWh/año, treinta y un (31) solares, una (1) de biomasa, una (1) de biogás y una (1) térmica a gas natural. Tres (3) de estas plantas, por 285 MW ya han entrado en operación comercial y las otras 30 se encuentran adelantando las etapas de pre-construcción y construcción.

Además, mediante el mecanismo de Tomadores de Cargo definido en la Resolución CREG 132 de 2019 se asignaron obligaciones a cinco (5) plantas nuevas por 1.009 GWh/año, habilitando el desarrollo de cuatro (4) plantas

² Plantas y/o unidades de generación con periodos de construcción superiores al periodo de planeación.

³ Las plantas corresponden a: Porce 4, Miel II y Termocol

⁴ Las plantas corresponden a: Porvenir 2 y Ambeima

⁵ Las plantas corresponden a: Chemesky, Tumawind, Miel II, Termosolo 1 y Termosolo 2

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

solares, que ya se encuentran en operación comercial, y de una (1) eólica por 690 MW.

	CAPACIDAD	ENFICC	TECNOLOGÍA
1ª subasta CREG 031 de 2007	1.488 MW	7.108 GWh/año	Hidráulicas (5) Carbón (1)
2ª subasta CREG 056 de 2011	618 MW	4.245 GWh/año	Hidráulicas (2) Carbón (2) Gas Natural (1)
3ª subasta CREG 104 de 2018	3.037 MW	15.505 GWh/año	Gas Natural (6) Eólicas (4) Solares (2) Hidráulicas (2) Fuel Oil (2) GLP (1)
4ª subasta CREG 101 034 de 2022	4.491 MW	4.561 GWh/año	Solares (31) Biomasa (1) Biogás (1) Gas Natural (1)
Tomadores de cargo	690 MW	1.009 GWh/año	Solares (4) Eólicas (1)

Ilustración 1. Asignación de Obligaciones de Energía Firme mediante subastas de expansión y mecanismo de Tomadores de Cargo.

Fuente: Realización propia de la comisión

2.1.2 Cantidad de OEF por tipo de tecnología

Según la Resolución CREG 127 de 2020, el CND debe realizar anualmente la verificación tanto de la ENFICC, como de la Energía Disponible Adicional (EDA) para las plantas de generación despachadas centralmente que se encuentren en operación comercial y/o que tengan OEF asignadas. Para efectos de este documento, dicha información fue publicada el pasado 23 de mayo de 2025.

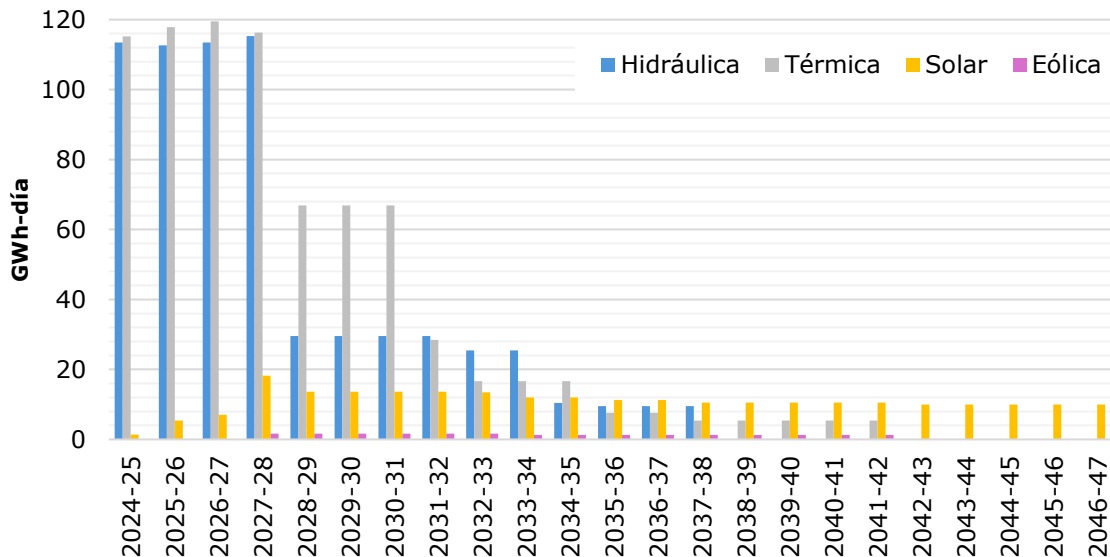


Ilustración 2. Obligaciones de Energía Firme asignadas por tecnología para los periodos cargo desde el 2024 hasta 2047.

Fuente: Publicación ENFICC CND, Cálculos CREG.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

En lo que respecta a las plantas térmicas, se observa una reducción significativa en la Obligación de Energía Firme (OEF) entre los periodos 2028-2029 y 2029-2030. Esta disminución se debe principalmente a que no se han realizado asignaciones a plantas que podrían optar por compromisos anuales y que no tienen asignaciones posteriores a esa fecha⁶.

Adicionalmente, en el periodo 2031-2032 se presenta una nueva caída en la OEF, asociada a tres plantas cuya ENFICC agregada alcanza los 31,9 GWh-día⁷.

Respecto a las plantas hidráulicas, todas las que cuentan con OEF se encuentran actualmente en operación comercial. Para el periodo 2027-2028, estas plantas suman una OEF total de 115,3 GWh-día. Sin embargo, en el periodo 2028-2029 se evidencia una reducción importante, con una disminución de 83 GWh-día. Esta baja obedece a que la mayoría de las plantas reciben asignaciones anuales y, hasta la fecha, las asignaciones solo se han efectuado hasta el periodo 2027-2028. Las plantas que continúan con obligaciones vigentes son aquellas que obtuvieron OEF en subastas de expansión anteriores⁸.

En cuanto a la tecnología solar, se cuenta con 40 plantas, de las cuales 10 ya están en operación comercial, con una ENFICC total de 19,5 GWh-día. Para el periodo 27-28, estas plantas recibieron una OEF conjunta de 18,2 GWh-día. Dentro de este grupo, las que ya están operando comercialmente tienen una ENFICC de 5,9 GWh-día y una OEF asignada de 5,6 GWh-día para el mismo periodo.

Finalmente, en el caso de las plantas eólicas, se identifican cuatro proyectos que aún no han entrado en operación comercial pero que ya cuentan con obligaciones anuales por aproximadamente 1,7 GWh-día a partir del periodo de cargo 2027-2028. Tres de estas plantas (Parque Beta, Parque Alpha y Casa Eléctrica) tienen obligaciones con una duración de 15 años, mientras que la planta Apotolorrú cuenta con compromisos por un periodo de 6 años.

2.1.3 Precios de cierre de las asignaciones

A partir de la información publicada por el CND e indexando⁹ los precios de cierre de las subastas y las asignaciones administradas, en la ilustración a continuación

⁶ Estas plantas suman ENFICC por 45,9 GWh y corresponden a: Merilectrica 1, Paipa 4, Termosierra CC, Zipaemg 2, Zipaemg 3, Zipaemg 4, Zipaemg 5, Termocentro CC, Paipa 1, Paipa 2, Paipa 3, Cartagena 2, Termovalle CC, Barranquilla 3, Barranquilla 4, Termoemcali CC, Tasajero 1, Termoyopal G3, Termoyopal G4 y Termoyopal G5.

⁷ Las plantas corresponden a: Flores I CC, Flores 4 CC y Tebsa CC.

⁸ Las plantas corresponden a: San francisco, Esmeralda, Escuela de minas, Amoya la esperanza, Cucuana, El Quimbo, Sogamoso, San miguel, Carlos lleras e Ituango.

⁹ Como indexador se emplea la serie WPSFD41312

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

se presenta la información del valor de las OEF asignadas para cada periodo cargo. El año hace referencia al año de inicio del periodo cargo para el cual aplica el valor mostrado.

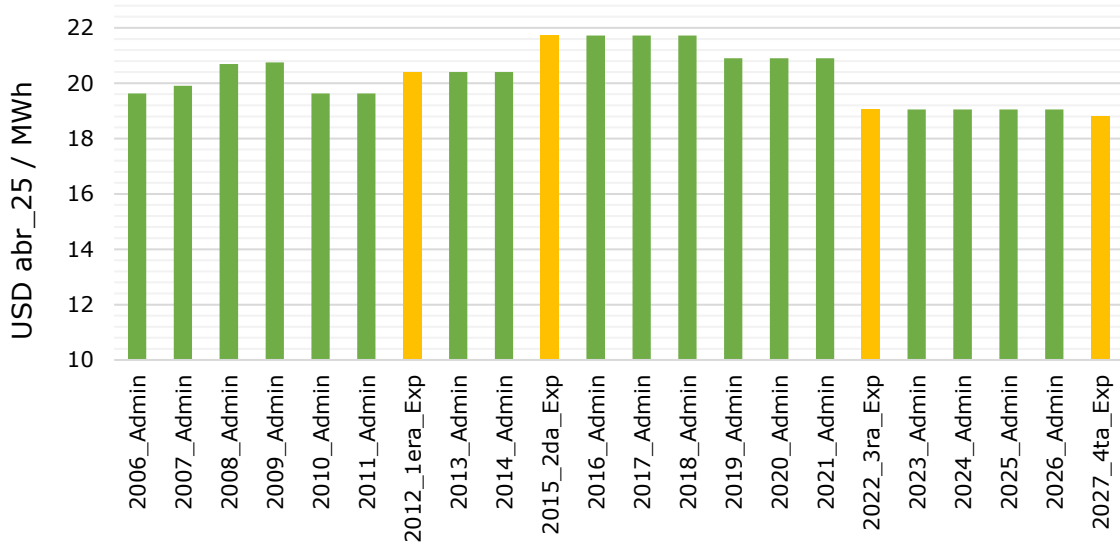


Ilustración 3. Valor de las asignaciones de OEF en USD abr-25 / MWh. Los periodos señalados en amarillo corresponden a los que se ha realizado subasta de expansión.
Fuente: Publicación página web CND, Cálculos CREG.

2.1.4 Remuneración

Para ilustrar la remuneración que reciben los agentes por el CxC, se muestra a continuación la distribución anual y mensual.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

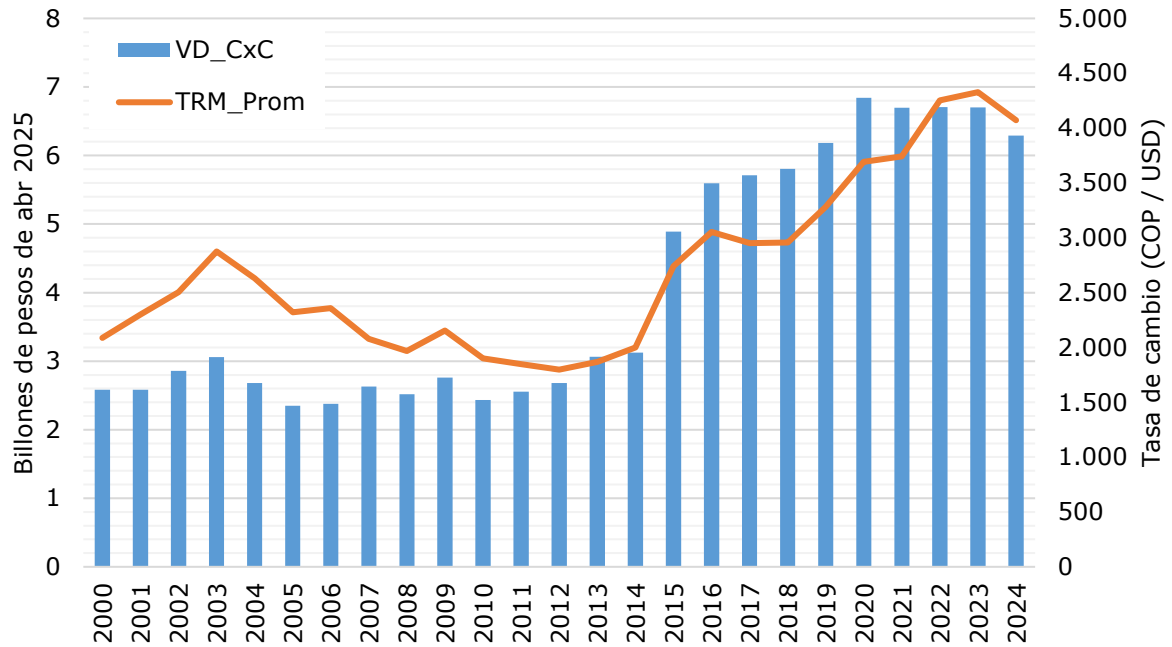


Ilustración 4. Valor anual a distribuir del CxC.
Fuente: Sinergox, Cálculos CREG.

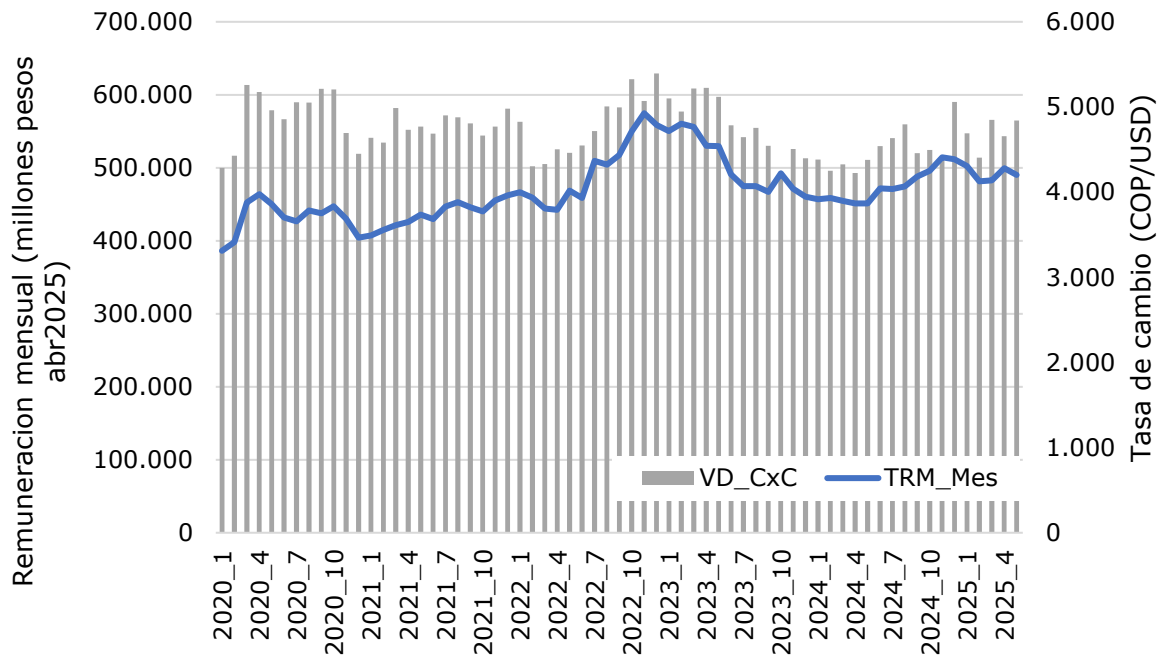


Ilustración 5. Valor mensual a distribuir del CxC. Datos tomados de Sinergox.
Fuente: Sinergox, Cálculos CREG.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

2.1.5 Traslado a la Tarifa

El Costo Equivalente Real de la Energía (CERE) refleja el valor variabilizado (\$/kWh) de las OEF, calculado mensualmente con base en los datos reales de generación y remuneración de ese periodo. A continuación, se ve reflejado el valor del CERE en comparación con el Precio de Bolsa Nacional Ponderado, notando que el valor del CERE es considerablemente constante ubicándose en un rango inferior a los 100 pesos por kWh.

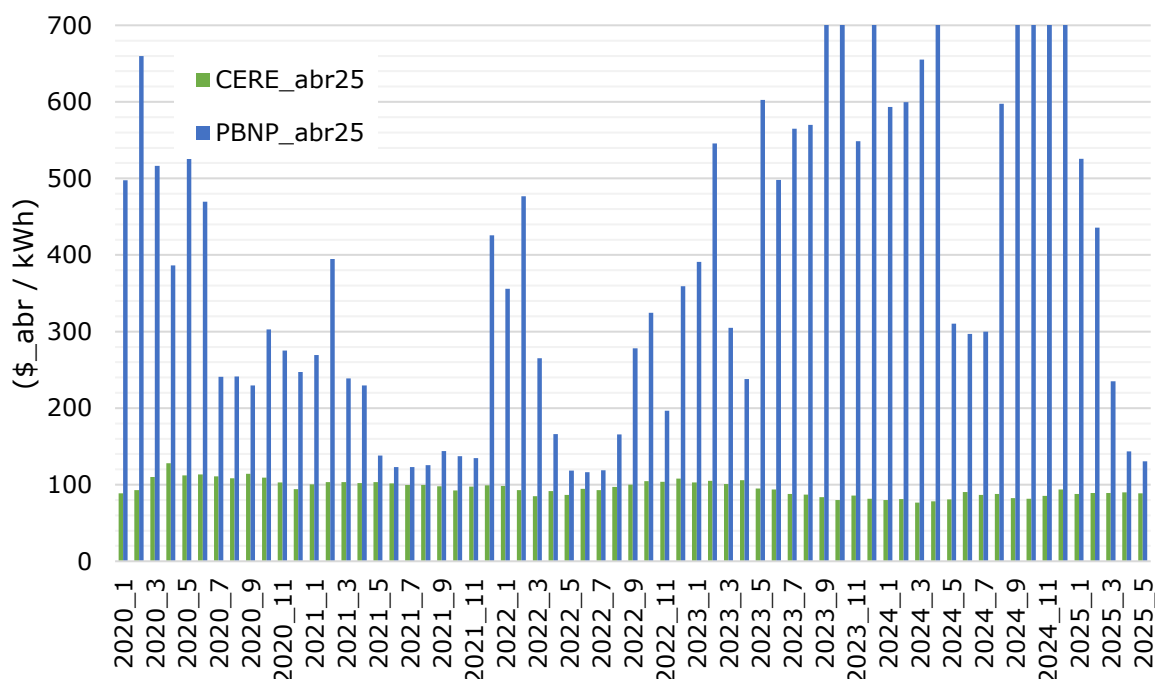


Ilustración 6. Valor del Costo Equivalente Real de Energía (CERE) frente al Precio de Bolsa Nacional Ponderado desde enero de 2020 a la fecha.

Fuente: Sinergox, Cálculos CREG.

2.2 Balance de energía firme del SIN

En el marco del seguimiento a la situación energética del SIN y de la aplicación de las reglas del CxC, anualmente la Comisión evalúa la diferencia entre las Obligaciones de Energía Firme asignadas para un periodo cargo específico y la proyección de demanda de energía que realiza la UPME.

En efecto, el propósito de esta sección es presentar el balance energético más reciente realizado por la Comisión con base en las últimas proyecciones de

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

demanda publicadas por la UPME en enero de 2025¹⁰, con el fin de evaluar la decisión de realizar una posible subasta de CxC para los próximos años.

En primer lugar, se realiza el análisis de las obligaciones de energía firme disponibles en el sistema para un horizonte de mediano plazo de cinco (5) años (diciembre 2025 – noviembre 2030). A continuación, se presenta el balance entre la proyección de demanda, las Obligaciones de Energía Firme y la ENFICC para dichos periodos cargo.

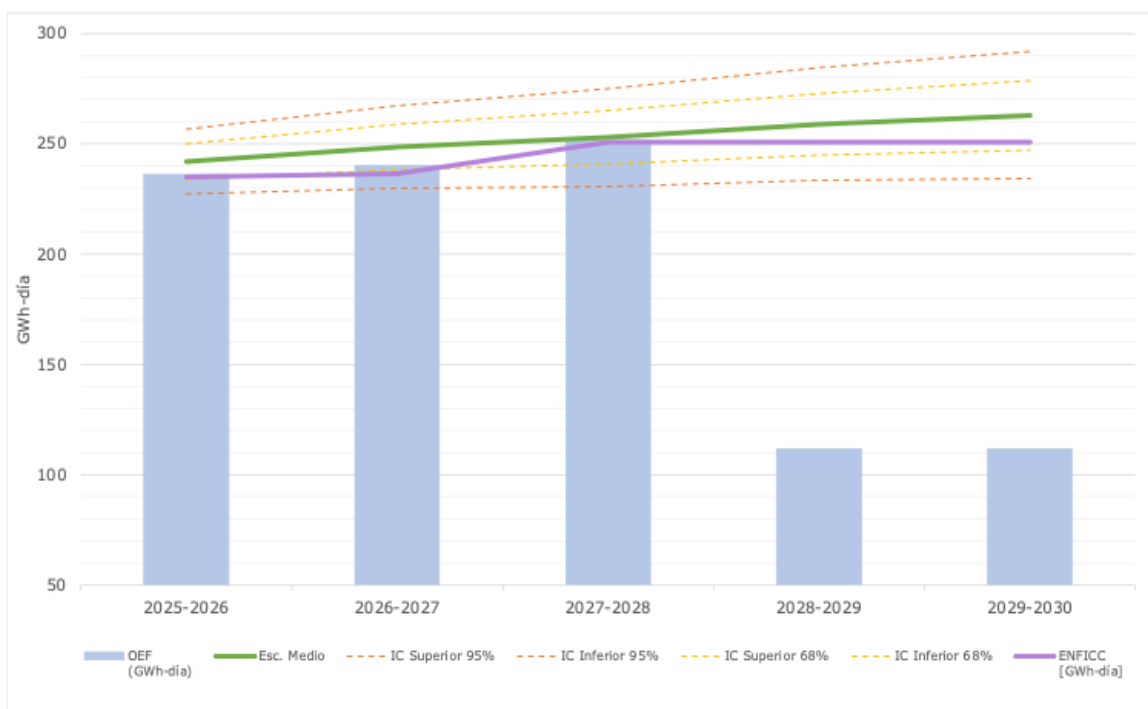


Ilustración 7. Balance de energía firme para los periodos cargo 2025-2026 a 2029-2030
Fuente: Sinergox y UPME, Cálculos CREG.

En este primer balance se está utilizando la proyección de demanda de la UPME en su totalidad y la información publicada por el CND de OEF y de ENFICC verificada¹¹ el 23 de mayo del presente año, en la cual se incorporan los resultados de las Subastas de Reconfiguración de Compra convocadas mediante la Resolución CREG 101 062 de 2024.

¹⁰ Publicadas en la página web de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf

¹¹ Disponible en <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/información-verificación-enficc/reporte-enficc-verificada-vs-oef-asignadas-verificacion-anual>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

Se puede observar entonces una brecha entre la OEF y el escenario medio de demanda para todos los periodos salvo el 2027-2028, así como también que la ENFICC es menor que la OEF. Es importante mencionar que no se han realizado subastas de asignación de obligaciones para los periodos 2028-2029 y 2029-2030 y es por esta razón que la brecha en comparación con la demanda es considerablemente mayor. En este análisis no se han considerado la ENFICC de las plantas no despachadas centralmente.

Asumiendo que, para los periodos 2028-2029 y 2029-2030 se cuente con la participación de las plantas existentes con OEF asignadas en 2027-2028, en igual cantidad de obligación asignada actualmente (130,7 GWh/día), el balance quedaría de la siguiente manera:

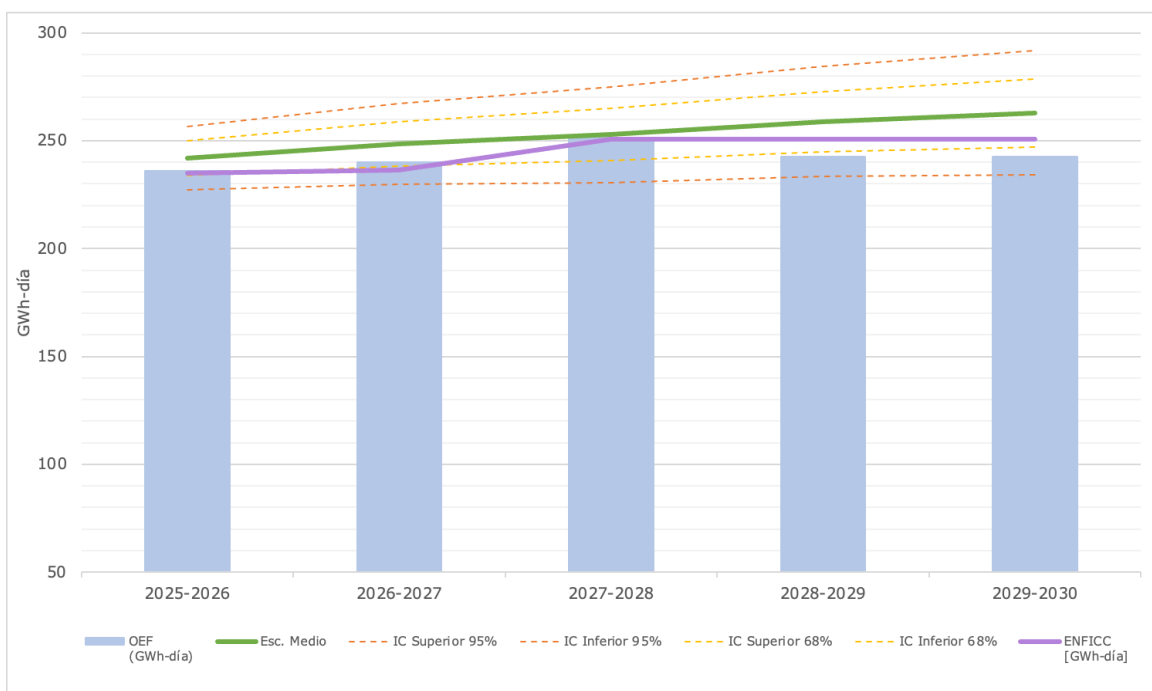


Ilustración 8. Balance de energía firme para los periodos cargo 2025-2026 a 2029-2030 considerando asignaciones a plantas existentes en los periodos 2028-2029 y 2029-2030. Fuente: Sinergox y UPME, Cálculos CREG.

Es importante recordar que las Plantas No Despachadas Centralmente que tienen contratos de venta de energía, deben producir diariamente su ENFICC declarada cuando se presenten condiciones críticas, según lo dispuesto en el artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006. Por esta razón, el valor de la ENFICC contratada¹² se considera en el balance de energía tanto en la OEF asignada

¹² Disponible en [https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/información-
verificación-enficc/reporte-enficc-verificada-vs-oef-asignadas-verificacion-anual](https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/información-verificación-enficc/reporte-enficc-verificada-vs-oef-asignadas-verificacion-anual)

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

como en la ENFICC del sistema. El balance entonces queda de la siguiente manera en una escala más amplia para apreciar las diferencias:

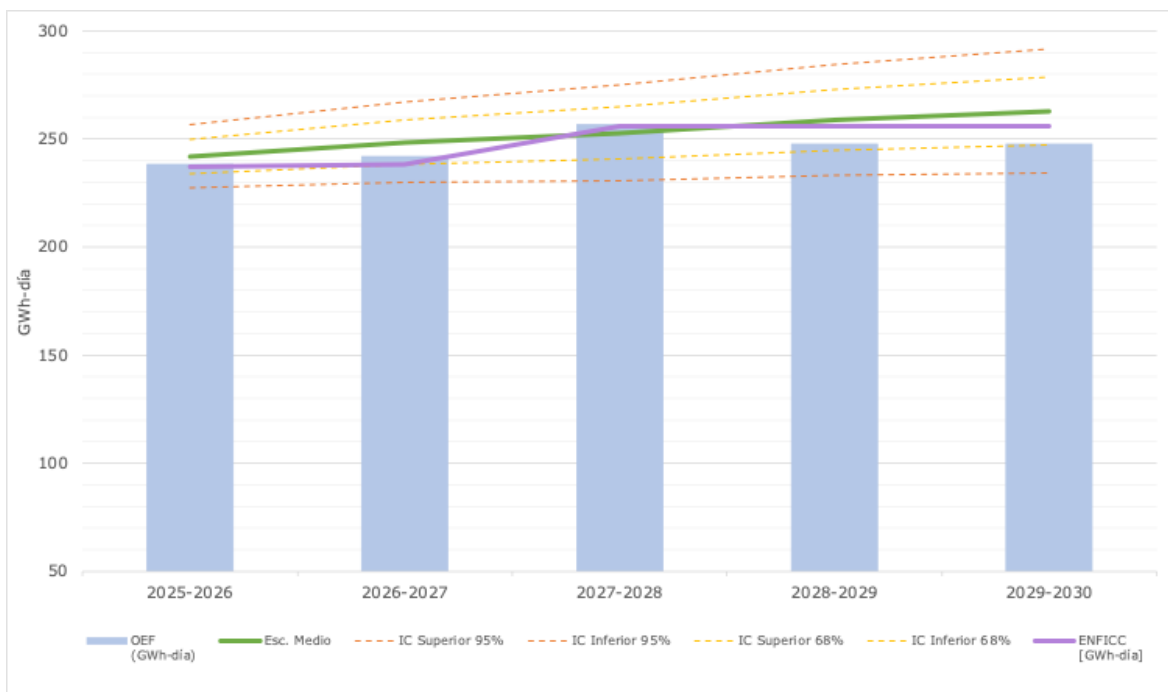


Ilustración 9. Balance de energía firme para los periodos carga 2025-2026 a 2029-2030 considerando las asignaciones a plantas existentes en los periodos 2028-2029 y 2029-2030 y la ENFICC declarada de las PNDC que atienden contratos.

Fuente: Sinergox y UPME, Cálculos CREG.

En este balance se puede observar que persiste un déficit de OEF y de ENFICC para los periodos 2028-2029 y 2029-2030 respecto del escenario medio; sin embargo, en todos los periodos, el Índice de Confianza Inferior del 68% está cubierto con las OEF actualmente asignadas. Lo anterior, muestra la necesidad de realizar una subasta de expansión que logre incorporar nueva energía en el sistema para dichos periodos.

2.2.1 Obligaciones de Energía Firme y Verificación anual de ENFICC

Algo que llama la atención en el balance son los valores de OEF y ENFICC para los periodos 2025-2026 a 2027-2028, pues como se puede observar, la OEF es superior a la ENFICC verificada, es decir que hay más obligaciones asignadas que energía firme en el sistema. Esto se puede presentar por diversas situaciones y se evidencia en la verificación anual que realiza el CND dada la Resolución CREG 127 de 2020.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 15

Frente a la verificación de la ENFICC de 2024, la ENFICC verificada en 2025 aumentó en 3,2 GWh/día, pero al desagregar la ENFICC por tecnología se observa lo siguiente:

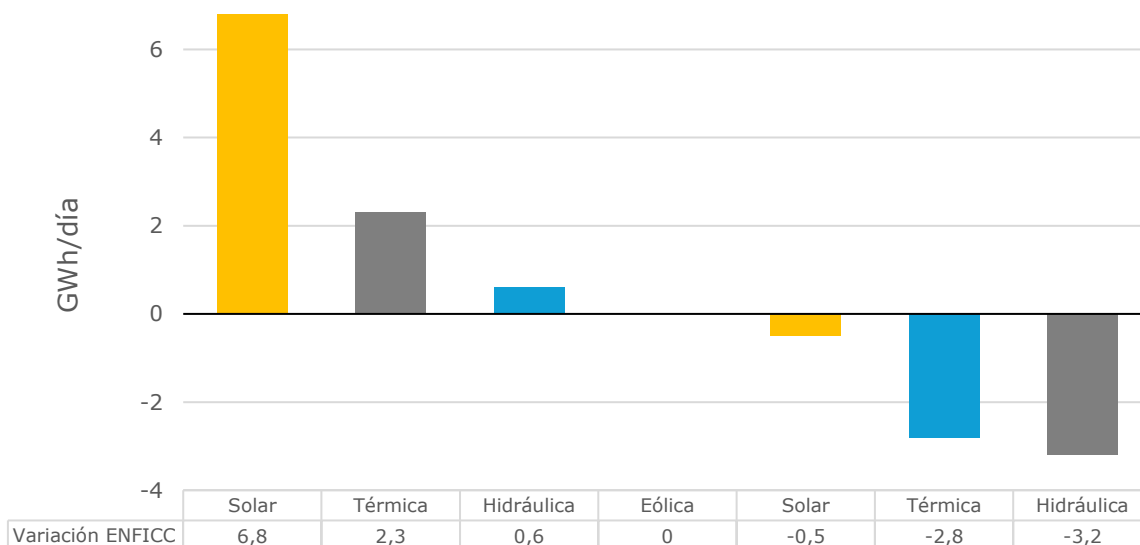


Ilustración 10. Variación entre la ENFICC verificada en 2024 y la ENFICC verificada en 2025 distribuido por tecnologías.

Fuente: Publicación XM, Cálculos CREG

Por un lado, la ENFICC de las plantas solares aumentó en 6,8 GWh/día y disminuyó en 0,5 GWh/día, en las plantas térmicas se observa un aumento en 2,3 GWh/día y una disminución en 2,8 GWh/día, y en las plantas hidráulicas se presenta un aumento de 0,6 GWh/día y una disminución de 3,2 GWh/día.

La diferencia entre la ENFICC verificada para el 2025 y la máxima OEF asignada para cada una de las plantas, discriminado por tecnología se ve a continuación:

Tecnología	ENFICC Verificada 2025	Máxima OEF asignada	Diferencia
Térmica	118,0	126,3	-8,3
Hidráulica	112,1	116,6	-4,5
Solar	19,4	19,4	0,0
Eólica	1,7	1,7	0,0

Tabla 1. Diferencia entre la última verificación de ENFICC y la máxima OEF asignada por tecnología.

Fuente: Publicación XM, Cálculos CREG.

De esta tabla podemos inferir que las plantas térmicas tienen obligaciones asignadas por encima de la ENFICC verificada en 8,3 GWh/día y en las plantas hidráulicas por 4,5 GWh/día.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 16

Así las cosas, frente a estas diferencias el ASIC deberá proceder con el mecanismo dispuesto en el artículo 45 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.

2.2.2 Proyección de demanda UPME

La proyección de demanda empleada corresponde al escenario medio de la columna "Demanda Energía Eléctrica SIN+GCE+ME+GD_UPME" (GWh-mes) del anexo del informe publicado la cual tiene una resolución mensual. A continuación, se presenta la variación anual en GWh/día de la proyección de demanda para cada periodo cargo.

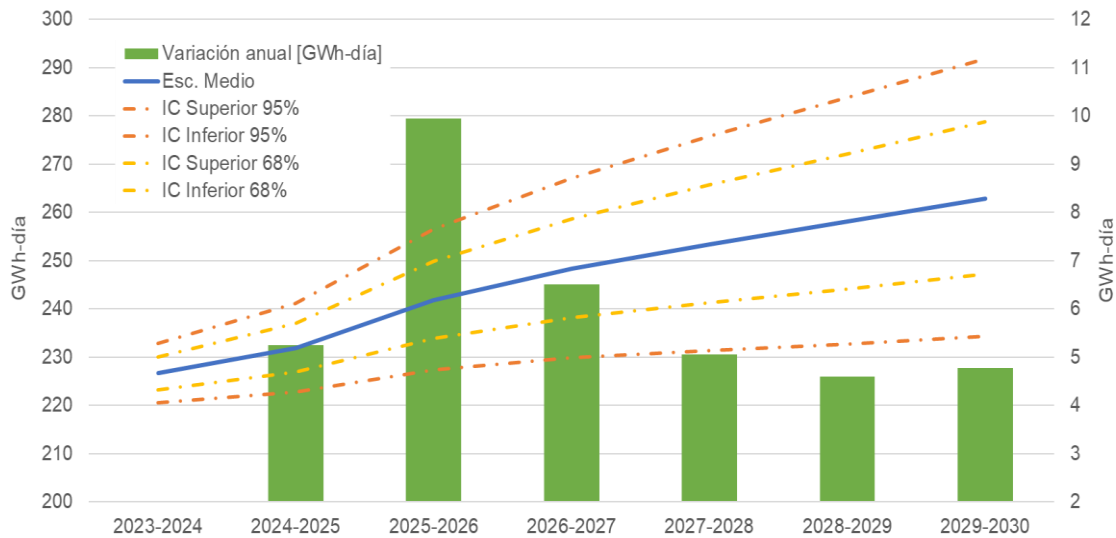


Ilustración 11. Variación anual en GWh-día para cada periodo cargo de la proyección de demanda. Fuente: Sinergox y UPME, Cálculos CREG.

Al hacer seguimiento a la demanda registrada frente a las proyecciones de demanda se observa lo siguiente:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

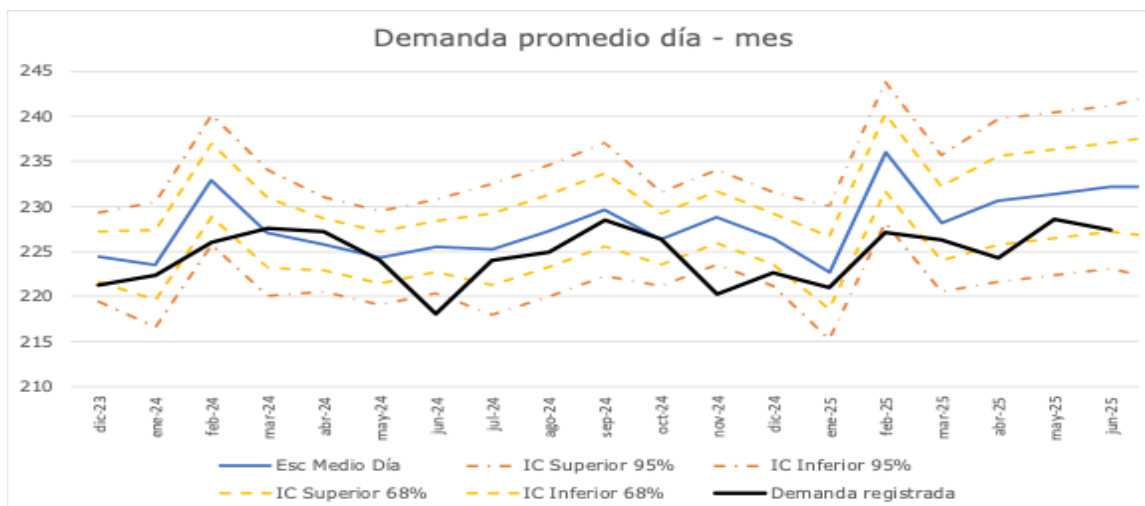


Ilustración 12. Demanda registrada VS proyecciones de demanda de la UPME.
Fuente: Sinergox y UPME, Cálculos CREG.

En el último año, la demanda ha estado por debajo del escenario medio e incluso llegado a valores inferiores del Índice de Confianza inferior del 95%. Por esto, se realizó una revisión a detalle del grupo 2 de los Grandes Consumidores de Energía sin conexión al SIN que tienen concepto de conexión aprobado, ya que al revisar la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de estas cargas se notan diferencias significativas con la FPO de las obras de expansión a las que están supeditadas. Así las cosas, se desplazó la FPO de las siguientes cargas de acuerdo con la FPO de sus obras de expansión:

Grandes Consumidores de Energía	FPO inicial	FPO desplazada
Dt Serena del Mar Fase 1	2024	2025
Cemex Caracolito	2024	2025
Puerto Antioquia	2024	2025
SierraCol	2024	2027
EEAR Canoas	2025	2026
Metro de Bogotá	2025	2026
Metro de Medellín La 80	2025	2026
Cementos San Marcos	2025	2026
ULTRACEM	2025	2026
Argos Tolcementos	2025	2026
La Constanza R2	2025	2026
ODATA Cota	2026	2027
ODATA Navarra	2026	2027
Peldar Zipaquirá	2026	2027
Tenjo 1	2026	2027

Tabla 2. Desplazamiento de la Fecha de Puesta en Operación de algunos Grandes Consumidores de Energía del Grupo 2 a la FPO de la obra de expansión a la que están supeditados.
Fuente: Realización propia con información de la UPME

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

Incorporando en el balance de energía los desplazamientos de estas cargas en el tiempo, se observa lo siguiente:

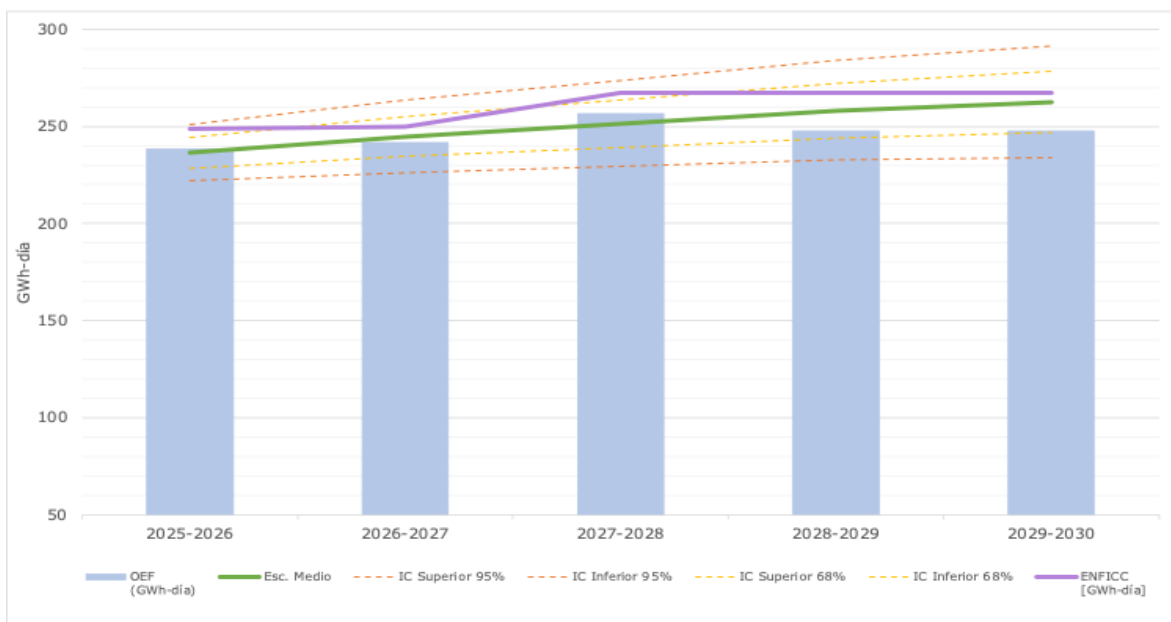


Ilustración 13. Balance de energía firme para los periodos carga 2025-2026 a 2029-2030 considerando las asignaciones a plantas existentes en los periodos 2028-2029 y 2029-2030, la ENFICC declarada de las PNDC que atienden contratos, la ENFICC ajustada a la máxima obligación asignada para cada planta y el escenario de demanda ajustando la FPO de las cargas.

Fuente: Sinergo y UPME, Cálculos CREG.

Sobre este último, observamos una reducción en el escenario de demanda y las OEF cubren la demanda para el escenario medio en 2025-2026 y en 2027-2028, y para el escenario de confiabilidad del 68% en el periodo 2026-2027.

2.2.3 Proyectos con capacidad de transporte asignada

Se recibió por parte de la UPME una actualización de la información sobre proyectos de generación eléctrica con capacidad de transporte asignada¹³, la cual fue incorporada en el análisis de oferta de mediano plazo. En esta actualización se reportan 388 proyectos con capacidad de transporte asignada, distribuidos de la siguiente forma: una (1) planta de biomasa, cinco (5) plantas térmicas, veintiún (21) plantas eólicas, cuarenta y dos (42) plantas hidroeléctricas y trescientos diecinueve (319) plantas solares. Al comparar esta

¹³ Información recibida con corte al 20 de junio de 2025.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

actualización con la información anterior, se observa una reducción de tres (3) plantas hidroeléctricas.

Se observa también una variación en los proyectos que están supeditados a obras de expansión, pues anteriormente la entrada en operación de doscientos cuarenta y dos (242) proyectos dependía de obras de expansión y ahora son doscientos treinta y ocho (238) los que siguen en esta condición. El pasado mes de abril la UPME publicó el boletín trimestral de seguimiento a las convocatorias UPME¹⁴, documento en el cual se detalla el avance de las obras de expansión convocadas mediante estas convocatorias. Por parte de la comisión se realizó una revisión de cada una de las obras de expansión de los doscientos treinta y ocho (238) proyectos y si la FPO determinada por el auditor de la obra era inferior a la FPO del proyecto, se ajustó la información de supeditado a no supeditado, entendiendo que el proyecto podría entrar en operación comercial una vez finalizada la obra de expansión.

Así las cosas, son trescientos quince (315) proyectos los cuales se podrían materializar para su FPO vigente. De los anteriores trescientos quince (315) proyectos, solo ciento seis (106) proyectos tienen capacidad superior o igual a 20 MW, lo que los haría despachados centralmente y que por lo tanto podrían participar en la convocatoria de subasta de expansión. De estos ciento seis (106) proyectos, setenta y dos (72) no tienen asignaciones previas de OEF y así podrían participar en la convocatoria de subasta como nueva oferta de energía para el sistema. De los anteriores setenta y dos (72) proyectos, según la información de la UPME y la información que reposa en el tablero de control de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)¹⁵, diecinueve (19) cuentan con licencia ambiental aprobada, lo que genera más certidumbre sobre el desarrollo de estos.

Los anteriores se distribuyen en un (1) proyecto térmico, tres (3) eólicos, tres (3) hidroeléctricos y doce (12) solares. Estas variaciones se pueden apreciar en la siguiente ilustración:

¹⁴ Disponible en https://docs.upme.gov.co/PromocionSector/Documents/Documentos-interes-convocatorias/Boletin_convocatorias_V4_12-5-25.pdf

¹⁵ Disponible en <https://www.anla.gov.co/gestion-del-conocimiento-y-la-innovacion/gci-analitica-de-datos/tc-fuentes-no-convencionales-de-energia-renovable>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

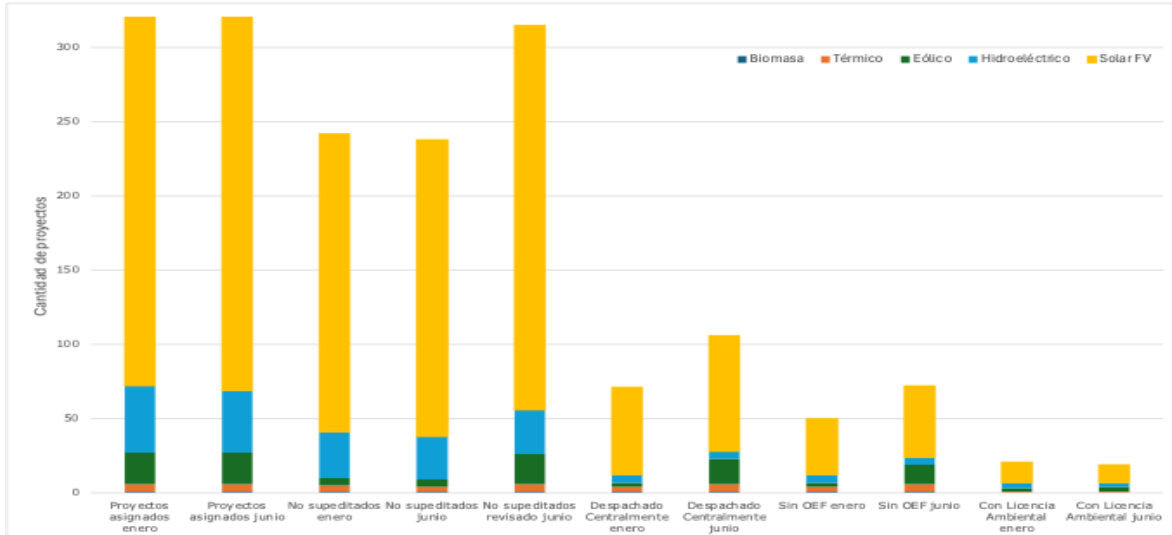


Ilustración 14. Cambios en la información de la UPME en la cantidad de proyectos con capacidad de transporte asignada.
Fuente: UPME, Cálculos CREG.

El mismo análisis se realizó considerando la capacidad aprobada para cada proyecto.

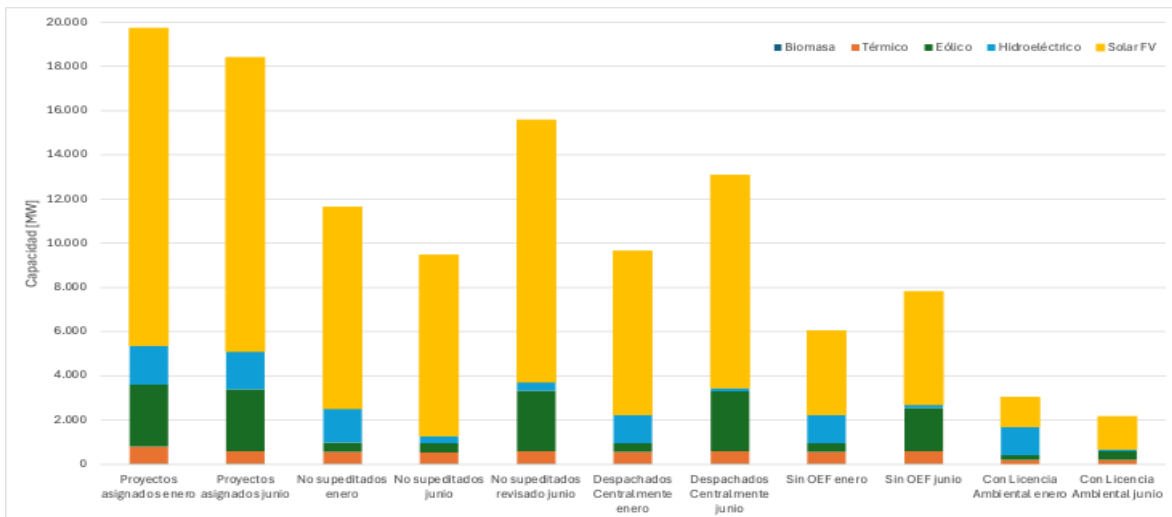


Ilustración 15. Variación en la información de la UPME en la capacidad (MW) de proyectos con capacidad de transporte asignada.
Fuente: UPME, Cálculos CREG.

E igualmente se realizó el análisis en términos de la ENFICC que pueden aportar cada uno de los proyectos de acuerdo con las metodologías vigentes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

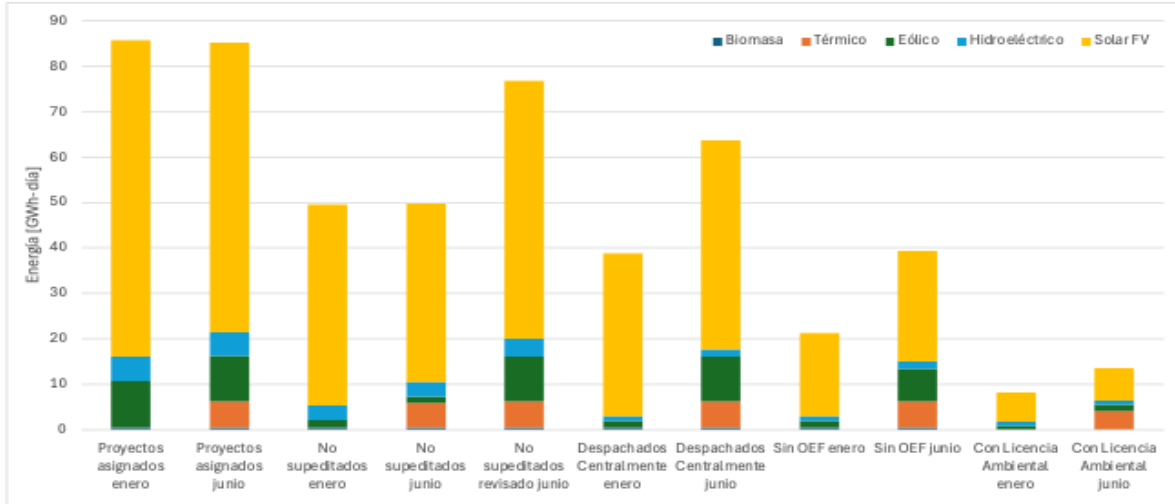


Ilustración 16. Variación en la información de la UPME en la ENFICC de los proyectos con capacidad de transporte asignada.
Fuente: UPME, Cálculos CREG.

Se incorporó el análisis anterior en la ENFICC disponible para el balance de energía firme, considerando únicamente los proyectos de generación que no están en operación comercial, que no están supeditados a obras de expansión (con el ajuste mencionado), que puedan ser despachados centralmente, sin asignación de OEF y con licencia ambiental aprobada. El resultado se muestra en la siguiente ilustración.

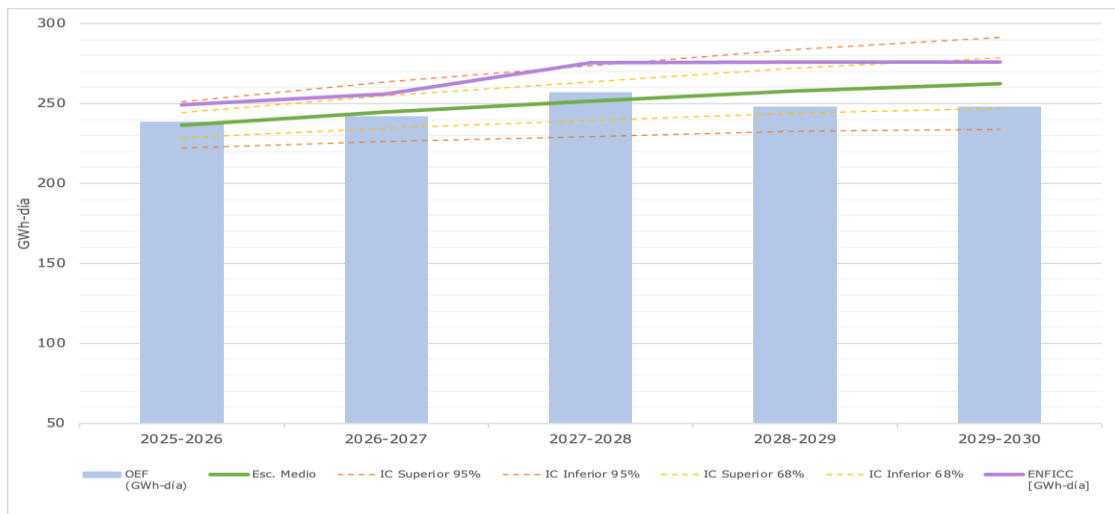


Ilustración 17. Balance de energía firme para los periodos cargo 2025-2026 a 2029-2030 considerando las asignaciones a plantas existentes en los periodos 2028-2029 y 2029-2030, la ENFICC declarada de las PNDC que atienden contratos, la ENFICC ajustada a la máxima obligación asignada para cada planta, el escenario de demanda ajustando la FPO de las cargas y la incorporación del análisis de la oferta.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

Fuente: Sinergox y UPME, Cálculos CREG.

2.2.4 Conclusiones los análisis del balance de energía

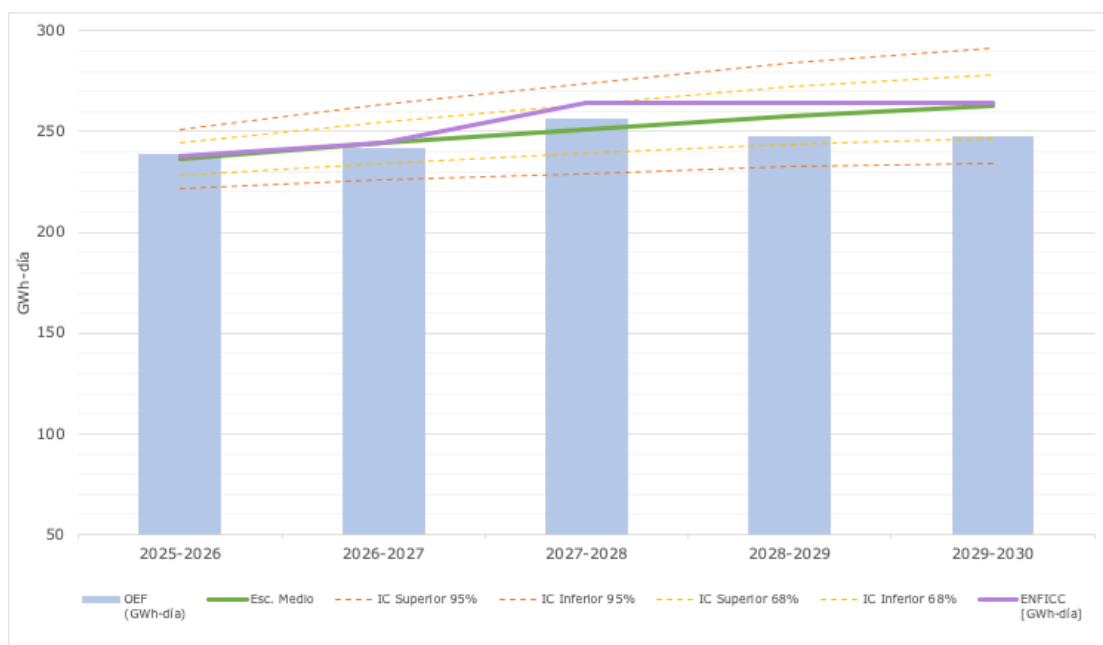


Ilustración 18. Balance de energía firme para los periodos cargo 2025-2026 a 2029-2030 considerando las asignaciones a plantas existentes en los periodos 2028-2029 y 2029-2030, la ENFICC declarada de las PNDC que atienden contratos, el escenario de demanda ajustando la FPO de las cargas y la incorporación del análisis de la oferta.

Fuente: Sinergox y UPME, Cálculos CREG.

Considerando todo lo anterior, se confirma la necesidad de realizar la subasta de expansión y de permitir la participación de proyectos sin capacidad de transporte asignada dado que, con los proyectos aprobados y su avance, apenas se cubriría el escenario medio de demanda.

2.3 Próximas asignaciones

Para el periodo 2028-2029, la Comisión continúa desarrollando análisis del balance energético, encontrando que bajo el escenario en el que se ajusta la demanda, especialmente lo correspondiente al Grupo 2, el sistema cuenta con suficiente ENFICC, lo que plantea la posibilidad de implementar una asignación administrada. Las proyecciones de demanda elaboradas por la UPME constituyen un elemento fundamental para determinar la pertinencia de esta convocatoria y estas serán actualizadas en el segundo semestre del año en curso.

Es importante mencionar que, para periodos posteriores, la realidad del sector indica que el desarrollo de proyectos requiere cada vez mayor tiempo debido a factores como la obtención de permisos ambientales, gestión de aspectos

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

sociales, construcción de líneas de transmisión y suministro de equipos. Incluso bajo el supuesto conservador de incluir todas las plantas existentes en los cálculos, se mantendría una brecha entre las OEF y la demanda media. En este contexto, convocar rápidamente una subasta de expansión para el periodo 2032-2033 emerge como una alternativa que permitiría contar con el tiempo necesario para el desarrollo de nuevos proyectos, por lo que es una alternativa que la Comisión estará estudiando en el corto plazo.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Consecuencias

La Resolución CREG 071 de 2006 estableció la metodología del CxC con el propósito de asegurar el abastecimiento de forma eficiente de la demanda de energía, inclusive en condiciones críticas, como las que se presentan en periodos muy secos o bajos aportes hidrológicos.

El cubrimiento de la demanda se realiza a través de la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) a los agentes generadores con plantas existentes o nuevas. No disponer de suficientes OEF puede llevar a no incentivar el desarrollo de nuevos proyectos de inversión en generación, así como a un riesgo de desatención de la demanda en el mediano plazo.

3.2 Causas

De manera natural la demanda de energía presenta crecimientos interanuales que llevan a que en el mediano plazo el parque de generación existente¹⁶ no esté en capacidad de atender la demanda de energía, en particular, frente a condiciones hidrológicas críticas.

Por otro lado, la disponibilidad de las plantas de generación puede variar en el tiempo, así como el combustible primario que utilizan, lo que implica reducciones de OEF para el sistema.

3.3 Problema

Respecto al periodo cargo 2029-2030, se evidencia una insuficiente asignación de obligaciones de energía firme para satisfacer el escenario de demanda media

¹⁶ El parque de generación de energía es básicamente hidrotérmico con una entrada progresiva de recursos variables que aportan firmeza en una menor proporción, por ejemplo, que las plantas térmicas, en términos de OEF.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

proyectada. Incluso considerando la asignación de obligaciones a plantas y/o unidades de generación existentes en las mismas cantidades actuales, el sistema carecería de la ENFICC necesaria para atender dicha proyección.

4. OBJETIVOS

4.1 General

Con esta propuesta se busca asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a los usuarios del SIN en el mediano y largo plazo mediante la aplicación de los mecanismos del CxC.

4.2 Especifico

Mitigar los riesgos en el balance esperado de la demanda y oferta de energía firme, que puedan derivar en un posible déficit de suministro de energía eléctrica en una condición crítica del SIN para el período 2029-2030, mediante la realización de una subasta de expansión del CxC para la asignación de OEF a nuevas plantas.

4.3 Operacional

Convocar de manera oportuna una subasta de expansión del CxC para la asignación de OEF para el periodo cargo 2029-2030, definir las condiciones para su realización y analizar el mecanismo más conveniente de asignación para el periodo cargo 2028-2029.

5. ALTERNATIVA REGULATORIA

A continuación, se presenta el análisis de las alternativas regulatorias que la Comisión consideró en el Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025.

Los ajustes o cambios sobre estas alternativas se presentan en la sección 7 como consecuencia del proceso de consulta pública y los análisis adicionales realizados por la Comisión.

5.1 Alternativa 1 - Mantener las condiciones actuales

Mantener las obligaciones de energía en firme actuales y no realizar ninguna asignación adicional. En esta situación, la demanda del país en los periodos cargo 2028-2029 y 2029-2030 presuntamente estaría sin cubrimiento completo de energía firme, lo que la expone a riesgos de suministro ante condiciones hidrológicas críticas, además quedaría expuesta a la volatilidad del precio de bolsa, dado que no estaría cubierta a ningún precio de escasez.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

En consecuencia, no es viable adelantar esta alternativa de intervención regulatoria.

5.2 Alternativa 2 – Subasta de expansión para el periodo cargo 2028-2029

Analizando los resultados del balance, se podría considerar realizar una subasta de expansión para el periodo 2028-2029. Bajo este esquema, las plantas y/o unidades de generación adjudicadas dispondrían de menos de tres (3) años para su desarrollo, construcción y entrada en operación, considerando que el proceso de adjudicación de estas subastas toma entre seis (6) y ocho (8) meses.

Sin embargo, la evidencia histórica demuestra que los tiempos reales de desarrollo y construcción de nuevas plantas han superado significativamente este plazo de tres años. Como referencia, en 2008 se adjudicó la primera subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para el periodo 2012-2013 (con cuatro años de anticipación), pero solo dos plantas lograron entrar en operación durante 2013, mientras que otra demoró hasta 2015 para declararse en operación comercial. En el caso de la subasta para plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al Período de Planeación de la Subasta (GPPS) adjudicada también en 2008 para el periodo 2014-2015, ninguna de las tres plantas cumplió con el plazo establecido, entrando todas en el periodo 2015-2016, lo que representa aproximadamente siete años desde su adjudicación.

La segunda subasta de expansión, adjudicada en 2011 para el periodo 2015-2016, mostró resultados mixtos: solo dos de las cuatro plantas adjudicadas se declararon en operación comercial en el periodo correspondiente. Una tercera planta requirió un año adicional, mientras que la cuarta no pudo entrar en operación hasta el periodo 2018-2019. En cuanto a la subasta GPPS de 2012 para el periodo 2017-2018, la única planta adjudicada necesitó un año adicional, completando su entrada en operación aproximadamente seis años después de la adjudicación.

Respecto a la tercera subasta de expansión, adjudicada en 2019 para el periodo 2022-2023, de las 17 plantas adjudicadas, únicamente cinco entraron en operación dentro del plazo previsto (cuatro térmicas y una hidroeléctrica). Dos plantas adicionales lograron declararse en operación comercial para el periodo 2024-2025 (una térmica y una solar), mientras que las diez restantes continúan en fase de desarrollo.

En conclusión, la historia demuestra que el desarrollo, construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades nuevas de generación requiere, en la práctica, periodos superiores a los tres años; y en ese orden, la alternativa de realizar

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

una subasta de expansión para el periodo cargo 2028-2029 no se considera viable.

Además, es importante conocer los resultados de las subastas de reconfiguración de compra convocadas mediante la Resolución CREG 101 062 de 2024, porque allí se dio la posibilidad a que plantas nuevas participasen para el periodo cargo 2027-2028 con posibilidad de obtener asignaciones hasta por 20 años. Así las cosas, estas plantas podrían estar cubriendo parte del déficit de ENFICC para el periodo 2028-2029 y en adelante.

5.3 Alternativa 3 – Subasta de expansión para el periodo cargo 2029-2030

Teniendo en cuenta lo señalado en la alternativa 2 sobre los tiempos que requieren el desarrollo, construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación nuevas, se propone implementar una subasta de expansión de Cargo por Confiabilidad para el periodo 2029-2030. Esta programación proporcionaría cuatro (4) años de tiempo de planeación, plazo más acorde con la realidad histórica observada.

Para el periodo 2028-2029, una vez analizados los resultados de la subasta de reconfiguración de compra actualmente en proceso, se sugiere evaluar la viabilidad de una asignación administrada, conforme a lo establecido en el artículo 25 de la Resolución CREG 071 de 2006.

El proceso de adjudicación de la subasta de expansión propuesta se regiría por las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 101 024 de 2022, "*por la cual se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía*".

De acuerdo con el artículo 3 de dicha resolución, podrían participar las siguientes categorías de plantas y/o unidades de generación, con los periodos de vigencia de obligación estipulados en el artículo 19 de la misma:

- Plantas y/o unidades nuevas: entre uno (1) y veinte (20) años.
- Plantas y/o unidades especiales: entre uno (1) y diez (10) años.
- Plantas y/o unidades existentes con obras: entre uno (1) y cinco (5) años.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

- Plantas y/o unidades existentes: por un (1) año.¹⁷

El cronograma de la subasta seguirá lo establecido en la Resolución CREG 101 024 de 2022, debiendo ser publicado por el ASIC dentro de los tres (3) días hábiles posteriores a la publicación de la resolución definitiva en el diario oficial. En el anexo 1, se presenta un esquema general del mencionado cronograma.

5.4 Medidas adicionales

5.4.1 Solicitar registro fase 2 en el registro de proyectos y no la capacidad de transporte asignada de la UPME

En concordancia con lo expuesto en los Proyectos de Resolución CREG 701 083, 701 084 y 701 095 de 2025, se propone no solicitar capacidad de transporte asignada por la UPME, sino, solicitar el registro en fase 2 de las unidades y/o plantas de generación que deseen participar.

En el ABC del registro de proyectos de la UPME¹⁸ se menciona que este es un mecanismo voluntario e informativo con el cual se da cumplimiento de la Ley 143 de 1994, en cuanto a la identificación de las opciones del abastecimiento eléctrico y que *“Se utiliza para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país, por lo que se constituye en insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación”*.

Según la Resolución UPME 520 de 2007, los interesados podrán registrar sus proyectos en Fase 1 (prefactibilidad), Fase 2 (Factibilidad) y Fase 3 (Ingeniería de detalle). La fase 2 es en la cual *“se perfecciona y precisa la mejor alternativa identificada en la etapa de prefactibilidad, es decir, los estudios son más profundos y completos que la fase anterior. Esto incluye: Analizar en profundidad los condicionantes del proyecto, realizar el diseño de ingeniería a nivel de anteproyecto (dimensiones básicas, sin nivel de detalle), estimación de costos, estudio de viabilidad económica, formulación básica del proyecto, estudio financiero, y estudio ambiental. La información debe ser tal que permita tomar la decisión de realizar o no la inversión en la ejecución del proyecto”*.

¹⁷ La comisión consideró la posibilidad de ampliar el periodo de vigencia de la obligación a tres (3) años como incentivo a la participación de proyectos existentes, sin embargo, esto podría limitar la posibilidad de desarrollar un esquema competitivo de asignación de OEF para plantas existentes, por lo que la propuesta es mantener la vigencia de la OEF

¹⁸ ABC para el registro de proyectos de energía eléctrica, disponible en el siguiente enlace https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_generacion_energia_electrica.pdf

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

Para registrar un proyecto en Fase 2 es requisito adjuntar lo siguiente:¹⁹

- Formato UPME
 - Proyectos Termoeléctricos e Hidroeléctricos (Resolución UPME 638 de 2007).
 - Proyectos FNCE (Resolución UPME 143 de 2016).
- Certificado de cámara de comercio o documento que acredite legalmente existencia (extranjero).
- Constancia de finalización de estudios de factibilidad.
- Resumen estudio de factibilidad.
- Concepto del MADS o CAR donde especifica si el proyecto requiere o no licenciamiento y/o permiso ambiental.
- Esquema financiero.
- Opciones de compra de terrenos (Reporte catastral y dueño de los predios).

Es importante tener en cuenta que el plazo para el trámite del registro es de 30 días calendario, por lo que los interesados en participar en la subasta de expansión contarán con tiempo suficiente para la realizar el trámite de registro ante la UPME.

También es importante mencionar que el proyecto se puede registrar en la Fase 2 sin haberse registrado en la Fase 1, siempre y cuando cumpla los requisitos mencionados previamente.²⁰

5.4.2 Permitir la participación de plantas existentes que se respaldan con gas natural

En la Resolución CREG 101 017 de 2022 se definió una opción para la asignación de obligaciones de energía firme a plantas existentes que se respaldan con gas natural, porque se encontró conveniente incentivar la contratación de gas a más

¹⁹ Tomado de la página web de la UPME de registro de proyectos de generación de energía eléctrica https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_generacion_energia_electrica.pdf

²⁰ El proceso de registro de proyectos se realiza mediante el Sistema Único de Usuarios (SUU) de la Unidad de Planeación Minero-Energética <https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/SUU.aspx>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

largo plazo, de tal manera que se propicie el desarrollo y sostenimiento de las fuentes de gas natural y dar mayor confiabilidad al suministro de gas.²¹

Esencialmente pueden participar bajo esta modalidad, de acuerdo con el artículo 3 de la mencionada resolución, plantas térmicas existentes que sean despachas centralmente que respalden sus OEF con contratos de suministro y transporte de gas natural y tengan un consumo específico (*heat rate*) operado con gas natural menor o igual a 7,6 MBTU/MWh.

Las plantas que cumplan con los requisitos para acogerse a esta opción podrán optar por los siguientes periodos de asignación de OEF, de acuerdo con el tipo de suministro de combustible con que respaldan sus OEF:

- Suministro de gas de campos nacionales y/o de infraestructura de importación de gas natural existentes: hasta cinco (5) años.
- Suministro de gas de nueva infraestructura de importación de gas natural: hasta diez (10) años.

5.4.3 Mantener habilitado el mecanismo de tomadores del CxC

La Resolución CREG 132 de 2019 definió el mecanismo de tomadores del CxC para asignaciones de obligaciones de energía firme a plantas nuevas, para esta subasta de expansión 2029-2030 se permitirá que el mecanismo permanezca habilitado, pero un interesado con una planta y/o unidad de generación no podrá participar simultáneamente en ambos mecanismos de asignación.

5.4.4 Establecer un incentivo de entrada temprana

Se propone establecer un incentivo a la entrada temprana al cual podrán acceder los proyectos que resulten con asignaciones de energía firme para el periodo 2029-2030. Este incentivo corresponde a recibir el pago de la prima del cargo desde el momento en el que la planta y/o unidad de generación se declare en operación comercial, sin modificar la vigencia de la obligación asignada.

Este incentivo tiene como beneficio que la entrada temprana del proyecto permitiría aportar ENFIC para el periodo cargo 2028-2029.

5.4.5 Establecer un incentivo para el cambio de combustible con el propósito de reducir las emisiones de CO2

²¹ Tomado de los considerandos de la Resolución CREG 101 017 de 2022, disponible en el siguiente enlace https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-17_2022.htm

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30

Podrán participar en la subasta aquellas plantas existentes que planeen realizar obras de infraestructura para convertir su operación a un combustible que reduzca las emisiones de CO₂, siempre que estén disponibles con dicho combustible antes del Inicio del Período de Vigencia de la Obligación (IPVO) del período a asignar.

Estas plantas serán clasificadas en la categoría de especiales sin OEF y deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006.

Es importante aclarar que esta conversión de combustible contemplada en la norma implica necesariamente la ejecución de obras para realizar dicha transformación, y no aplica para plantas duales que simplemente cambien de un combustible a otro (como de Diésel a Gas Importado), caso en el cual se debe utilizar la Resolución CREG 101 017 de 2022. Adicionalmente, solo podrán participar aquellas plantas que demuestren una efectiva reducción de emisiones de CO₂ mediante la calculadora oficial de la UPME, lo que representa una clara señal de desarrollo de la transición energética del país.

5.4.6 Consideraciones sobre realizar una subasta de GPPS

La CREG considera pertinente no convocar en este proceso a una subasta de GPPS. En todo caso, es preciso definir cómo las plantas GPPS con energía firme no comprometida podrían aspirar a una asignación de OEF. La opción será igual a la establecida u ofrecida en la subasta del periodo 2022-2023.

Es decir, las plantas que ya recibieron OEF en subastas GPPS pasadas, y que pudieran tener el interés de competir en una nueva subasta ofertando su energía firme aun no comprometida, tendrán la siguiente oportunidad:

- Si la planta GPPS está en operación comercial en el momento de realizar la subasta, podrá optar por la OEF de una vigencia de un (1) año, igual que las plantas existentes.
- Si la planta GPPS está en construcción en el momento de realizar la subasta, podrá ofertar en la subasta su energía firme no comprometida como si fuese una planta especial, y optar por una OEF de una vigencia de hasta diez (10) años.

Se entenderá que las plantas GPPS que opten por participar en estas dos (2) categorías, no podrán participar en asignaciones de OEF que se realicen a través de subastas GPPS que se realicen en un futuro.

5.4.7 Fallas e indisponibilidades del Sistema Unificado de Información del CxC (SUICC)

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

Para garantizar la eficiencia y agilidad del proceso, en caso de presentarse fallas en el SUICC y/o en el modelo computacional de ejecución de la subasta durante un número determinado de horas o fracción en el día D, se considera conveniente que el cronograma se extienda por ese mismo período de tiempo dentro del mismo día.

Si la duración de la falla impide completar las actividades programadas para ese día o compromete el cumplimiento del cronograma, se procederá a posponer las actividades pendientes al día siguiente (D+1), correspondiendo al ASIC establecer y comunicar los nuevos horarios para las actividades no realizadas.

En cualquier circunstancia, el ASIC deberá notificar a todos los participantes sobre el incidente ocurrido mediante el SUICC, correo electrónico y su página web oficial, especificando el tiempo de indisponibilidad y detallando los ajustes realizados al cronograma, incluyendo actividades, horarios y fechas modificadas. Toda contingencia y modificación al cronograma deberá ser certificada por el auditor de las subastas. Estos eventos tendrán que ser notificados a la CREG, sin requerir su aprobación para implementar los cambios necesarios.

6. ANÁLISIS DE IMPACTO

La acción regulatoria propuesta tiene como objetivo principal reducir el riesgo de un déficit energético en el período 2029-2030 y en años posteriores, con lo cual se busca prevenir racionamientos de energía durante esos lapsos ante condiciones de hidrología crítica.

Al evaluar la relación entre beneficios y costos de esta iniciativa, se hace evidente que los beneficios que se obtendrían al evitar los gastos derivados de un racionamiento por falta de energía para satisfacer la demanda durante una situación crítica superan ampliamente los costos involucrados. Estos costos corresponden a la adquisición de energía firme al precio final de la subasta, el cual, dependiendo de los resultados de esta, puede ser superior o inferior al valor actualizado de la última subasta, que es de 18,4 USD/MWh.

A manera ilustrativa, 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 98.8 TW 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

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

de 2.469 \$/kWh²², este racionamiento tendría un costo aproximado de \$3 billones de pesos colombianos. En cambio, el pago de un CxC de 23,3 USD/MWh²³ por los 1.199 GWh tendría un valor de \$0,11 billones de pesos colombianos. Lo que resultaría en una relación beneficio/costo de alrededor de 26.

7. CONSULTA PÚBLICA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en su sesión 1377 del 18 de marzo de 2025, aprobó someter a consulta pública el Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025 por el término de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG, en aplicación a lo dispuesto en el numeral 73.17 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, el Decreto 05 de 2025 y la Resolución CREG 105 003 del 14 de septiembre de 2023.

Durante el proceso de consulta, se recibieron las siguientes comunicaciones:

Ítem	Radicado	Interesado
1	E2025004153	OGE ENERGY
2	E2025004286	POLENT
3	E2025004391	GENERADORA TERMOCENTRO
4	E2025004393	ALVARO PIO
5	E2025004600	ZEUZ CORP
6	E2025004904	MITSUBISHI POWER
7	E2025005060	GENERADORA TERMOCENTRO
8	E2025005184	GRUPO VANTI
9	E2025005188	ANDI
10	E2025005198	TERMOCARTAGENA
11	E2025005206	EPM
12	E2025005215	Enfragen
13	E2025005218	EDF COLOMBIA
14	E2025005222	ISAGEN
15	E2025005224	ISAGEN

Ítem	Radicado	Interesado
17	E2025005252	CELSIA
18	E2025005260	XM
19	E2025005266	NITRO ENERGY
20	E2025005270	TERMOAJERO
21	E2025005272	ANDEG
22	E2025005274	GECELCA
23	E2025005275	DAVID RINCON
24	E2025005280	TERMONORTE
25	E2025005281	ACOLGEN
26	E2025005282	ANDESCO
27	E2025005287	SERCOLOMBIA
28	E2025005288	CEERA
29	E2025005290	UPME
30	E2025005294	TERMOCARTAGENA
31	E2025005295	ECOPETROL

²² Tomado del informe de Costo Incremental Operativo de Racionamiento de la UPME, disponible en el enlace <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/paginas/costos-de-rationamiento.aspx>

²³ Tomando como referencia los valores más altos del menú de corto y largo plazo publicado por XM dada la Resolución CREG 101 066 de 2024, disponible en <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/menu-rescreg-101-06624>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

Ítem	Radicado	Interesado	Ítem	Radicado	Interesado
16	E2025005238	ENEL	32	E2025005329	TEBSA

Tabla 3. Lista de comentarios recibidos al Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025.

En su mayoría, los comentarios recibidos tienen que ver con los siguientes aspectos: (i) Artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 en lo relacionado con los Costos Variables de Combustible Estimados, (ii) Artículo 3 de la Resolución CREG 101 017 de 2022 en lo relacionado con el Heat Rate, (iii) Asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo cargo 2028 – 2029 y la demanda objetivo del periodo cargo 2029-2030, (iv) Solicitud de certificado de Fase II en el registro de proyectos de generación, (v) Generación con periodos de construcción superiores al periodo de planeación de la subasta de CxC (GPPS), (vi) Participación de plantas que reduzcan emisiones de CO₂, (vii) Posibilidad de tener precios diferenciados en la subasta y (viii) Otros.

A continuación, presentamos el análisis de cada uno de los comentarios allegados agregados por temáticas y en donde se encuentra pertinente, estableciendo posibles alternativas para atender los comentarios formulados.

7.1 Análisis de los comentarios recibidos

7.1.1 Aplicación del artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 – Costos Variables de Combustibles Estimados

En el Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025, se propuso adelantar una convocatoria de asignación de OEF para el periodo cargo 2029 – 2030 de acuerdo con las reglas establecidas en las Resoluciones CREG 071 de 2006 y 101 024 de 2022.

La resolución²⁴ por la cual se definen los procedimientos para las subastas del CxC en el mercado mayorista de energía estableció, en su artículo 23, que *“Los participantes de la subasta que representen plantas o unidades de generación térmicas nuevas, especiales o existentes con obras, que deseen tener asignaciones de obligaciones de energía firme, deberán reportar al ASIC, usando el SUICC, sus costos variables de combustible estimados, CVCE, para respaldar dicha obligación. Sólo podrán participar en los procesos de subasta aquellos participantes con costos variables de combustible estimados que no superen el Precio de Escasez Parte Combustible definido con la metodología del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, y todas aquellas que la adicionen, modifiquen*

²⁴ Resolución CREG 101 024 de 2022

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

o sustituya, vigente en el mes para el cual se hace el cálculo del CVCE, ni el precio escasez superior descontando los OCV y COM definidos en el artículo 1 de la Resolución 034 de 2001 y todas aquellas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan, determinados para el mismo mes de cálculo del CVCE". (Subrayado fuera de texto).

Dentro de los comentarios recibidos, los agentes manifestaron que "En la coyuntura actual de precios de los combustibles líquidos, la mayoría de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica que operan con combustibles líquidos tienen CVCE superiores a estos límites, lo que las deja fuera de las subastas bajo la modalidad de plantas existentes con obras".

En consecuencia, solicitaron que no se aplicara el requisito establecido en el artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2024 para la participación de las plantas; lo anterior, considerando que sería una forma de aumentar más rápido la ENFICC disponible en el sistema y que estas plantas tienen un factor de planta mayor que las de tecnologías variables.

Un elemento adicional que mencionan en la justificación de la propuesta es la baja disponibilidad en el corto plazo de gas natural en el mercado.

Considerando lo manifestado en los comentarios, la Comisión revisó la variación que ha tenido el Costo Promedio de Referencia por Combustible (CPC) desde enero de 2024 hasta la fecha, encontrando que, en efecto, el CPC del Aceite Combustible Para Motores (ACPM) ha decrecido, al igual que del Gas Licuado Petróleo (GLP) y en menor proporción, del Fuel Oil, como se muestra en la siguiente ilustración:

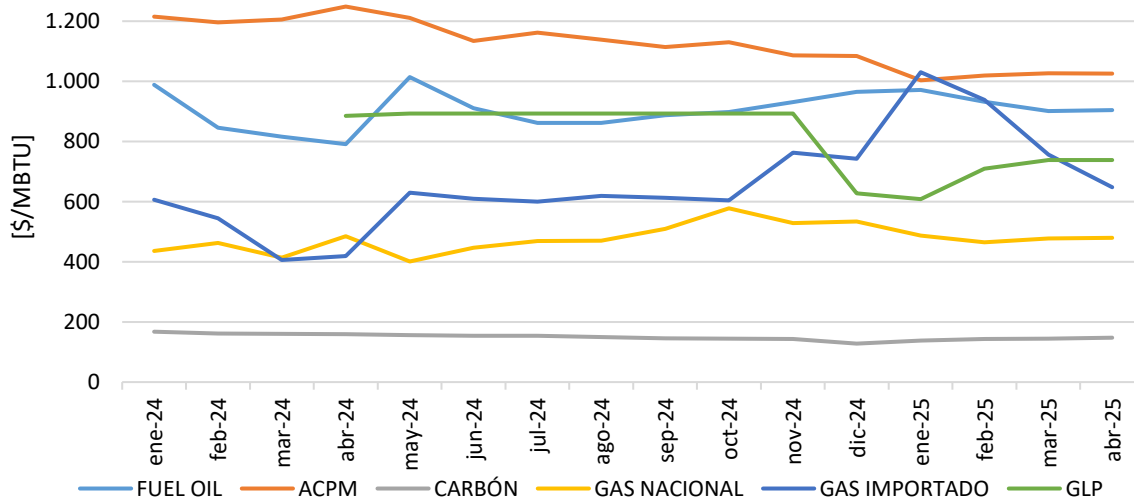


Ilustración 19. Costo Promedio de Referencia por Combustible desde enero de 2024 en [\$/MBTU]. Fuente: Sinergox, Cálculos CREG.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 35

El CPC en conjunto con la eficiencia de la planta se emplea para el cálculo de los CVCE, y, aún con la disminución que han presentado los combustibles líquidos, las plantas térmicas que operan con estos, tienen CVCE superiores al Precio de Escasez Parte Combustible, que también ha presentado una variación.

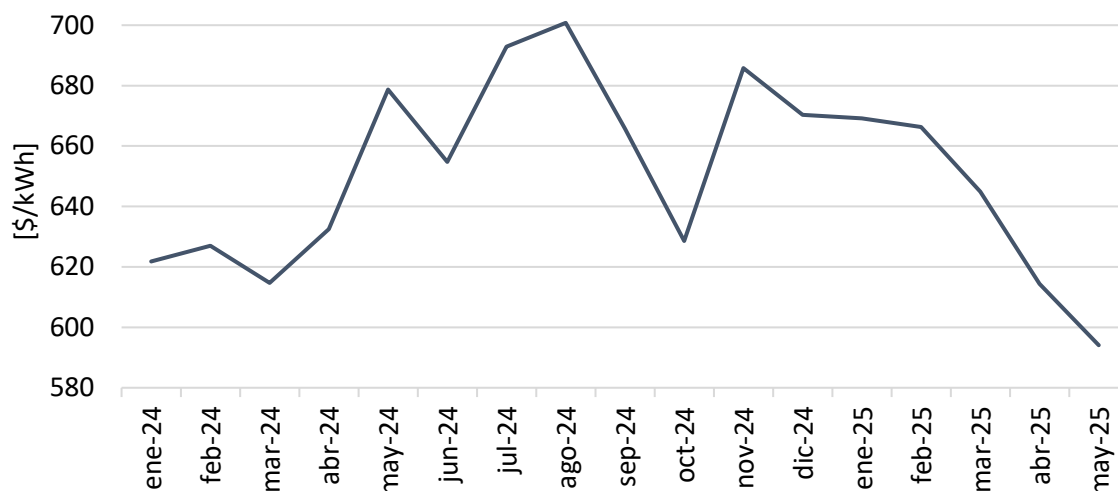


Ilustración 20. Precio de Escasez Parte Combustible desde enero de 2024 en [\$/kWh].
Fuente: Sinergox, realización propia de la CREG.

Vale la pena señalar que el precio de escasez parte combustible es uno de los componentes que conforman el precio de escasez dentro del esquema del CxC. Según el Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, este componente refleja el costo de operar una planta térmica utilizando Fuel Oil No. 6 como combustible. Su valor se actualiza mensualmente, tomando como referencia la variación mensual del promedio aritmético del índice máximo diario Platss US Gulf Coast Residual Fuel No. 6 1.0% sulfur fuel Oil. Es decir, este precio busca representar el costo real del combustible necesario para operar la planta térmica menos eficiente que respalda la confiabilidad del sistema.

Así las cosas, y entendiendo que dicho artículo 23 solo aplica para las plantas o unidades de generación térmicas nuevas, especiales o existentes con obras, la Comisión procedió a analizar las siguientes alternativas:

7.1.1.1 Alternativa 1

En caso de mantenerse lo dispuesto, todas las plantas actualmente existentes en el sistema —incluyendo aquellas cuyos CVCE superen el Precio de Escasez Parte Combustible y/o el Precio de Escasez Superior, una vez descontados los Otros Costos Variables y los Costos de Operación y Mantenimiento— podrían participar en la subasta para obtener asignaciones de OEF. Esto incluye,

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 36

principalmente, a las plantas que operan con ACPM, GLP, Fuel Oil y algunas que utilizan gas importado.

No podrían entonces participar plantas nuevas ni plantas que pretendan adelantar intervenciones en su infraestructura que les permita entrar en la categoría de especiales o existentes con obras si sus CVCE exceden lo dispuesto. Sin embargo, el sistema seguiría contando con la confiabilidad de las plantas térmicas existentes y podría contar con plantas térmicas nuevas, existentes con obras o especiales que sean eficientes ya sea porque mejoran su *Heat Rate* o porque operen con un combustible menos costoso.

7.1.1.2 Alternativa 2

En caso de eliminar las dos restricciones, podrían participar plantas nuevas con CVCE superiores a lo señalado y plantas existentes con obras o especiales respaldando su obligación con un combustible que aumente el CVCE al ser uno de los combustibles más costoso y que no mejoran el *Heat Rate* de la planta.

Se procedió entonces a revisar cuáles plantas en el sistema tienen la posibilidad de utilizar otros combustibles que implique que sus CVCE crezcan. En la siguiente tabla se puede observar la variación del CVCE para una misma planta usando diferentes combustibles.

PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA	COSTO VARIABLE DE COMBUSTIBLE ESTIMADO PARA ABRIL DE 2025 [\$/MWh]					
	GAS NACIONAL	GAS IMPORTADO	FUEL OIL	CARBÓN	ACPM	GLP
Barranquilla 3	504	681				
Barranquilla 4	560	756				
Cartagena 1	624	843	1.235			
Cartagena 2	567	766	1.300			
Cartagena 3	553	747	1.250			
Flores 4	336	454				
Flores I	349	471				
Guajira 1	502	678		150		
Guajira 2	490	662		161		
Merilectrica 1	432	583				
Proelectrica 1	397	536				
Proelectrica 2	387	523				
Tebsa	345	466				
Termocandelaria	311	421				
Termocaribe III	413	557				654
Termocentro	345	466				

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 37

PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA	COSTO VARIABLE DE COMBUSTIBLE ESTIMADO PARA ABRIL DE 2025 [\$/MWh]					
	GAS NACIONAL	GAS IMPORTADO	FUEL OIL	CARBÓN	ACPM	GLP
Termodorada 1	464	626	941		1.074	
Termoemcali	333	450			737	
Termonorte	437	590	749		816	
Termosierra	301	406	613		742	
Termovalle	321	433			673	
Termoyopal 1	650	878				
Termoyopal 2	577	779				
Termoyopal G3	408	551				
Termoyopal G4	403	544				
Termoyopal G5	387	522				
Tesorito	361	487				

Tabla 4. Lista de comentarios recibidos al Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025.

Fuente: Sinergox, realización propia de la CREG.

Lo anterior, abriría la puerta a un escenario en el que el sistema podría incorporar plantas menos eficientes ya sea por su *Heat Rate* o por operar con los combustibles más costosos del mercado.

7.1.1.3 Alternativa 3

El artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 no solo limita los CVCE al Precio de Escasez Parte Combustible sino también al precio de escasez superior descontando Otros Costos Variables (OCV) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COM) definidos en el artículo 1 de la Resolución 034 de 2001.

Así las cosas, la tercera alternativa es mantener la segunda restricción, es decir, que el CVCE de la planta nueva, especial o existente con obras que desee participar sea inferior únicamente precio de escasez superior descontando los Otros Costos Variables (OCV) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COM) definidos en el artículo 1 de la Resolución 034 de 2001.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 38

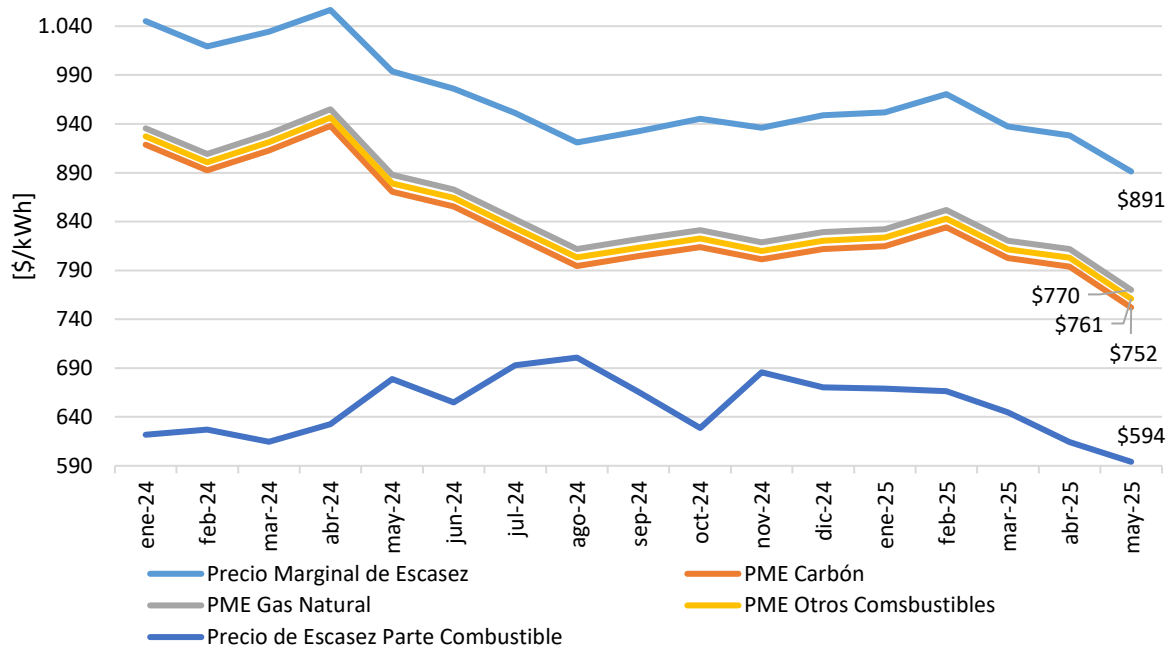


Ilustración 21. Precio Marginal de Escasez para cada combustible descontando los OCV y COM, comparado con el Precio de Escasez Parte Combustible y el Precio Marginal de Escasez.
Fuente: Sinergox, Cálculos CREG.

De esta manera, el precio marginal de escasez descontando los OCV y COM para cada combustible es superior al precio de escasez parte combustible por casi 150 \$/kWh, lo que permitiría la participación de más plantas térmicas en la subasta. Por ejemplo, para el mes de abril del presente año, solo los CVCE de cuatro (4) de las plantas térmicas superan el Precio de Escasez Marginal descontando los OVC y COM, en comparación a las once (11) plantas que quedarían por fuera si se mantuviera la restricción del Precio de Escasez Parte Combustible.

Considerando las tres alternativas presentadas, avanzar en la tercera alternativa presentada permite que en la subasta puedan participar plantas térmicas nuevas, especiales o existentes con obras con CVCE alineado con el precio de escasez superior el cual está siendo aplicado a la mayoría de las plantas existentes en el sistema.

7.1.2 Valor del Heat Rate para la aplicación de la Resolución CREG 101 017 de 2022

En el artículo 5 del Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025 se dispuso una opción para la asignación de OEF a plantas térmicas existentes que se respaldan con gas natural haciendo uso del mecanismo contemplado en la Resolución CREG 101 017 de 2022. En dicha resolución se establece que las plantas existentes podrán obtener asignaciones superiores a un año si cumplen

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 39

con los siguientes requisitos: (i) Respaldan las OEF a comprometer con contratos de suministro y transporte de gas natural y (ii) tienen un consumo específico (*Heat Rate*) operando con gas natural menor o igual a 7,6 MBTU/MWh.

Por un lado, algunos agentes manifestaron que *“En la actualidad, las nuevas plantas de motores a gas presentan Heat Rates alrededor de 8 MBTU/MWh, lo que las excluiría de la subasta de forma innecesaria”*. Frente a lo cual, señalamos que lo dispuesto en la Resolución 101 017 de 2022 aplica para plantas existentes, no para plantas nuevas, especiales o existentes con obras, por lo que no hay relación con el *Heat Rate* de nuevos motores a gas.

Por otra parte, algunos agentes manifestaron que el requisito de un *Heat Rate* menor o igual a 7,6 MBTU/MWh para acceder a esta opción debería ser flexibilizado, considerando que *“Bajo las condiciones actuales de gas natural para respaldar las obligaciones de energía firme, las plantas térmicas existentes están enfrentando como única opción la contratación de nueva infraestructura de importación de gas natural a través de terminales de LNG, lo que requiere de contratos de mediano o largo plazo para que sean una realidad. En ese sentido, plantas de generación que operan a gas natural con valores de Heat Rate superiores perderían la oportunidad de acceder a este esquema (...)”*.

Frente a esto último, se realizó una revisión, con la información que reposa en PARATEC²⁵, de los consumos específicos de las plantas térmicas existentes que operan con gas natural, encontrando que de las veintisiete (27) plantas térmicas que pueden operar con gas, nueve (9) cumplen con el requisito para acceder a esta opción al tener consumos específicos inferiores a 7,6 MBTU/MWh, y de las cuales ocho (8) son plantas de ciclo combinado.

Tomando en consideración lo manifestado por los agentes, se analizaron las siguientes alternativas:

7.1.2.1 Alternativa 1

En el caso de mantener los requisitos tal y como están, las nueve (9) plantas existentes que tienen *Heat Rate* menor a 7,6 MBTU/MWh (71.817.366 kWh/día) podrían acogerse a esta opción para obtener asignaciones de OEF por más de un año. Sin embargo, las demás plantas existentes en el sistema que pueden operar con gas y que tienen *Heat Rate* superiores no podrían participar en esta opción, pero podrían obtener asignaciones de OEF por un año.

²⁵ Tomado de <https://paratec.xm.com.co/reportes/planta-termica>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 40

Es importante mencionar que el valor de 7,6 MBTU/MWh se encuentra muy bien analizado en el numeral 7.2 del documento soporte²⁶ de la Resolución CREG 101 017 de 2022, que nació de la necesidad de dar un uso eficiente a un recurso escaso como lo es el gas natural, de esta manera se permite la participación de las plantas térmicas a gas con rangos de eficiencia altos.

7.1.2.2 Alternativa 2

En caso de eliminar la restricción del consumo específico, 18 plantas adicionalmente a las que sí cumplen con el requisito podrían participar para obtener asignaciones de obligaciones de energía firme por más de un año, con eficiencias en el rango de 8,06 a 13,55 MBTU/MWh.

Lo anterior, si bien modifica la visión que tuvo en su momento el regulador al expedir la Resolución CREG 101 017 de 2022, le permitiría al sistema contar con confiabilidad no solo para el periodo convocado, sino por 10 años más.

Además, se abriría la puerta a que las plantas que operan con combustibles líquidos empiecen a operar y respaldar su Obligación de Energía Firme con Gas Natural, lo que mejoraría su eficiencia y precio. Como se puede ver en la siguiente tabla, la mayoría de las plantas térmicas que tienen la opción de operar con líquidos y con gas natural, tienen un mejor Heat Rate si hacen uso de este último:

PLANTA TÉRMICA	HEAT RATE [MBTU/MWh]					
	GAS NATURAL	COMBUSTÓLEO	ACPM	FUEL OIL	GLP	JET-A1
Cartagena 1	13,0	13,7		14,9		
Cartagena 2	11,8	14,4		12,2		
Cartagena 3	11,5	13,8				
Termocaribe III	8,6				8,9	
Termodorada 1	9,7		10,5			10,4
Termoemcali	6,9		7,2			
Termonorte	9,1	8,3	7,9			
Termosierra	6,3		7,2	6,8		
Termovalle	6,7		6,6			

Tabla 5. Heat Rate de las plantas térmicas del sistema que pueden operar con gas natural y con combustibles líquidos.

Fuente: Paratec, Cálculos CREG.

²⁶ Documento CREG 101 017 de 2022 disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-17_2022.htm

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 41

Además, si bien estas plantas utilizan gas de manera menos eficiente que las que tienen *Heat Rate* inferior a 7,6 MBTU/MWh, puede que en el día a día el sistema no las necesite e igualmente, si el precio de oferta de estas plantas generadoras fuera una preocupación, cabe recordar que los usuarios siempre estarán cubiertos con el precio de escasez en periodos críticos.

7.1.2.3 Alternativa 3

En caso de aumentar el *Heat Rate* a, por ejemplo, 8 MBTU/MWh atendiendo el comentario de uno de los agentes, no se ampliaría la participación dado que el rango de *Heat Rate* de las plantas que pueden operar con gas que superan el 7,6 empieza en 8,06 MBTU/MWh.

7.1.2.4 Alternativa 4

Emplear referentes internacionales para modificar el requisito de *Heat Reat* para plantas existentes que respalden sus obligaciones con infraestructura de importación.

Considerando las alternativas planteadas, se procedió entonces a realizar una revisión internacional de los consumos específicos de las plantas térmicas, encontrando que el *Heat Rate* promedio para el 2023 de las plantas térmicas que utilizan gas natural se encuentra cercano a 7,5 y 11 MBTU/MWh para ciclos combinados y para ciclos simples respectivamente, como se ilustra en la siguiente tabla:²⁷

Año	Steam Generator	Gas Turbine	Internal Combustion	Combined Cycle
2013	10,354	11,371	9,573	7,667
2014	10,408	11,378	9,375	7,658
2015	10,372	11,302	9,322	7,655
2016	10,382	11,214	9,179	7,652
2017	10,353	11,176	9,120	7,649
2018	10,334	11,138	9,009	7,627
2019	10,236	13,315	10,325	9,662
2020	10,368	11,069	8,832	7,604
2021	10,365	11,068	8,821	7,580
2022	10,295	11,030	8,894	7,596

²⁷ Información tomada de https://www.eia.gov/electricity/annual/table.php?t=epa_08_02.html

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 42

Año	Steam Generator	Gas Turbine	Internal Combustion	Combined Cycle
2023	10,285	11,010	8,900	7,549

Tabla 6. Heat Rate de las plantas térmicas con diferentes tecnologías que emplean gas natural.
Fuente: U.S. Energy Information Administration

Tomando como referencia lo anterior, son 12 las plantas térmicas que pueden operar con gas y que cuentan con un Heat Rate inferior a 11 MBTU/MWh y superior a 7,6 MBTU/MWh, plantas que podrían aportar ENFICC por 19,2 GWh-día. Estas 12 plantas se sumarían a las 9 que ya pueden acceder a este mecanismo, y dejaría por fuera a 6 plantas térmicas cuyo Heat Rate muestra que son menos eficientes y que no se encuentran en el rango de las referencias internacionales.

Conforme lo anterior, y entendiendo la importancia de contar con una mayor oferta de plantas con combustibles de menores costos variables, así como dar señales para el desarrollo de infraestructuras de importación de gas, la Comisión ve conveniente avanzar en la alternativa 4 descrita para este proceso de asignación de Obligaciones de Energía Firme.

7.1.3 Solicitud de certificado de Fase II en el registro de proyectos de generación

En el artículo 4 del proyecto de resolución se propuso solicitar un certificado del registro del proyecto ante a Unidad de Planeación Minero-Energética en donde se pueda constatar que el proyecto se encuentra registrado en Fase II.

Según la Resolución UPME 520 de 2007 el registro tendrá un término de vencimiento, dependiendo de la fase del proyecto. Si pasado ese término el promotor no ha solicitado cambio de fase, no ha informado sobre cambios, o no ha confirmado que las condiciones de registro inicial se mantienen, el proyecto saldrá automáticamente del registro y la certificación UPME carecerá de validez, igualmente el proyecto saldrá del registro cuando inicie la construcción.

Fase	Vigencia
Primera	Dos (2) años
Segunda	Un (1) año
Tercera	Un (1) año o hasta el inicio de la construcción si este ocurre primero

Tabla 7. Vigencia de las fases del registro de proyectos

Fuente: Resolución UPME 520 de 2007

Ahora bien, el registro de proyectos está abierto durante todo el año y los promotores pueden solicitarlo en el momento que deseen, siempre y cuando cumplan con los requisitos que se solicitan para cada fase. Conforme se explicó en el documento soporte del Proyecto de Resolución 701 085 de 2025, la razón de solicitar el certificado de registro del proyecto en Fase 2 es que este cuenta

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 43

con viabilidad económica, estudio financiero y estudio ambiental, entre otros, que le permiten tomar la decisión de realizar o no la inversión en la ejecución de este.

Consultado el informe de registro de proyectos que reposa en la página web de la UPME²⁸, se encontró que hay treinta y nueve (39) proyectos con capacidad superior a 20 MW con registro vigente en Fase 2. Estos proyectos suman cerca de 5.604 MW distribuidas en tres (3) proyectos eólicos, cuatro (4) hidroeléctricos y treinta (30) solares. Del conjunto de proyectos, veinticuatro (24) cuentan con capacidad de transporte aprobada por la UPME y dos (2) contaron con capacidad de transporte, pero fue liberada.

Adicionalmente, se revisó la herramienta de control de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)²⁹ en donde proporcionan acceso a la información de licenciamiento ambiental de proyectos de generación de energía renovable y sus líneas de transmisión. Se evidenció que actualmente hay treinta y siete (37) proyectos con licencia ambiental aprobada por 6.775 MW distribuidos en siete (7) proyectos eólicos y treinta (30) solares. De los anteriores, veintisiete (27) proyectos tienen capacidad de transporte aprobada por parte de la UPME y diez (10) proyectos por cerca de 1870 MW no la tienen.

De conformidad con lo expuesto se puede evidenciar que hay proyectos de generación en etapas maduras de desarrollo, que aún no cuentan con punto de conexión, pero que podrían iniciar rápidamente construcción y así el sistema contar con su generación.

Sobre el particular, en su mayoría las comunicaciones señalan la conveniencia de no solicitar la capacidad de transporte asignada para poder participar en la subasta de expansión teniendo en cuenta los resultados del balance de energía.

Adicionalmente, se presentaron comentarios en cuanto al proceso de asignación de capacidad de transporte para aquellos agentes que representen plantas y que resulten con asignaciones de OEF, sobre como mitigar el impacto sobre los agentes que incumplan la puesta en operación de la planta y otros que se detallan a continuación:

- a) Dado que no se está solicitando la capacidad de transporte asignada previamente para participar en la subasta, existe el riesgo de que se tengan

²⁸ Información tomada el 26 de mayo de 2025 <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/generacion-de-energia-electrica/registro-de-proyectos-de-generacion/>

²⁹ Información tomada el 26 de mayo de 2025 <https://www.anla.gov.co/gestion-del-conocimiento-y-la-innovacion/gci-analitica-de-datos/tc-fuentes-no-convencionales-de-energia-renovable>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 44

asignaciones de OEF a plantas que posteriormente no logren la asignación del punto de conexión, y en consecuencia el proyecto no entre en operación comercial.

- b) En caso del proceso de asignación de capacidad de transporte a proyecto con OEF debe considerarse:
- La priorización en la identificación y análisis de las obras para conectar proyectos de generación con OEF puede afectar negativamente la definición de obras estructurales necesarias para satisfacer las necesidades del sistema.
 - No es claro en qué orden o nivel de priorización se resuelven las solicitudes donde se requieran obras de expansión.
 - Podría presentarse que la expansión sea viable técnicamente pero su FPO supere la IPVO.
 - El proceso de asignación de capacidad de transporte no se someta a la apertura de fechas preestablecidas, estableciéndose plazos específicos y razonables para la aprobación.
- c) Articular acciones entre la CREG, la UPME y XM para anticipar restricciones técnicas de conexión y asegurar la coherencia entre los proyectos que resulten adjudicatarios de OEF.
- d) Se debe solicitar el punto de conexión aprobado para participar en la subasta.
- e) Las plantas sin capacidad de transporte asignada podrían desplazar durante el proceso de subasta a proyectos que ya cuentan con punto de conexión asignado y su respaldo es más cierto.
- f) El margen de tiempo para corregir posibles incumplimientos por plantas que no logren contar con capacidad de conexión posterior a la subasta es mínimo y conlleva a un riesgo de no contar con las OEF suficientes para el cubrimiento de la demanda.
- g) Puede haber retrasos en el desarrollo de infraestructura de transmisión que dificulten la entrada de proyectos con OEF
- h) Respecto a las garantías del proceso:
- No ejecutar garantías a los proyectos que no obtengan punto de conexión o que la expansión requerida no se desarrolle a tiempo (FPO mayor a IPVO) o que no obtengan la licencia ambiental a tiempo.
 - Permitir que los proyectos que cuenten actualmente con punto de conexión y con garantía vigente puedan regresar el punto de conexión al sistema con una ejecución parcial de la garantía.
 - Flexibilizar las garantías de acuerdo con el avance del proyecto considerando la experiencia en la Resolución CREG 101 022 de 2023.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 45

- Para los proyectos que cuenten con el certificado de Fase II, la garantía de participación en la subasta se valora mediante un cálculo menor, considerando el riesgo inherente al estado de viabilidad del proyecto en el momento de la subasta; y que, una vez aprobada la capacidad de transporte, el proyecto iguale el monto de la garantía requerida conforme a sus obligaciones.
- i) Es necesario gestionar los incentivos de proyectos que participen en la subasta y solo busquen la asignación de un punto de conexión y al final no se desarrollen.
- j) Pedir un mínimo de oferta para estos proyectos dada la prioridad de asignación de punto de conexión de acuerdo con el proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025.
- k) Considerar que las plantas que sean asignadas pero que les sea rechazada la solicitud de conexión a la UPME, puedan ceder sus OEF de forma completa a otras plantas. Esto incentivará a que más plantas participen en esta subasta.
- l) Armonizar con el Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025 y expedir primero este proyecto.
- m) Publicar la resolución después de conocer la capacidad disponible tras terminar el ciclo de asignación actual.

Considerando los comentarios recibidos y antes de señalar las posibles alternativas para atender los comentarios y realizar ajustes al proyecto de resolución, es importante recordar lo establecido en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, el cual señala:

"Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos".
Subrayado fuera de texto.

Ahora bien, buscando una mayor y mejor información para que los agentes puedan, en la debida diligencia que les corresponde, evaluar los riesgos, en particular los asociados a los posibles resultados de la asignación de capacidad de transporte, decidir su participación en la convocatoria de la subasta de expansión y lograr el desarrollo de los proyectos, de manera coordinada con las reglas que propone el Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025 y los comentarios recibidos al mismo, se plantean las siguientes alternativas.

7.1.3.1 Alternativa 1

Mantener las reglas propuestas en el proyecto de resolución. En este marco se podría presentar la participación de proyectos de generación con capacidad de

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 46

transporte asignada y proyectos con una maduración adecuada que les permite inferir que el proceso de capacidad de transporte será positivo y dentro del marco de análisis de viabilidad de su proyecto.

7.1.3.2 Alternativa 2

Mantener las reglas propuestas en el proyecto de resolución, pero morigerando las consecuencias de no obtener la capacidad de transporte asignada, o la asignación este fuera de los parámetros definidos por el desarrollador del proyecto.

En ese sentido, reducir el monto o no ejecutar la garantía de construcción del proyecto de generación, permitir la cesión de las obligaciones, o en el extremo, no desarrollar la convocatoria a la subasta hasta tanto no finalice el proceso de asignación de capacidad que adelanta la Unidad de Planeación Minero-Energética son acciones identificadas por los agentes para mitigar las consecuencias del incumplimiento.

7.1.3.3 Alternativa 3

Ajustar las reglas del proyecto para que el agente participante de la subasta disponga de mejor información respecto del posible punto de conexión antes de la presentación de la oferta en la subasta y los resultados de la posible capacidad de conexión en caso de que le sean asignadas OEF se adelante mediante un proceso específico.

Esta alternativa se desarrolla de manera conjunta con los ajustes a la regulación derivados del Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025 como consecuencia de los comentarios recibidos y la coordinación con la Unidad de Planeación Minero-Energética.

De manera general, el proceso considera como referencia los hitos y plazos señalados en la Resolución CREG 101 024 de 2022 y buscará que los agentes que manifestaron intereses en la participación de la subasta, dispongan de la información de las restricciones eléctricas que ocasiona en el sistema la conexión del proyecto de generación que respalda las OEF antes de la presentación de la oferta de tal modo que, en el marco de la debida diligencia que de adelantar el participante, evalué la presentación o no de la oferta en la subasta de expansión.

De igual forma, la información de restricciones eléctricas le permitirá adelantar los estudios de conexión respectivos con una mayor anticipación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 47

A continuación, se relacionan los principales hitos del proceso³⁰, aunque el procedimiento se incluirá en detalle en el marco de los ajustes al Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025 y algunos elementos en la versión definitiva del Proyecto de Resolución 701 085 de 2025:

- (Día D) – Publicación en el Diario Oficial de la Resolución que convoque la subasta de expansión de cargo por confiabilidad.
- (D+30) – Publicación por parte de la UPME de los formatos y condiciones de la información que debe ser suministrada por parte de los agentes interesados en asignaciones de obligaciones de energía firme a plantas y/o unidades de generación sin capacidad de transporte asignada o que requieran de una ampliación de la misma, para elaborar el informe técnico de las restricciones para la conexión de los proyectos.
- (D+65) – Entrega de la información solicitada por la UPME por parte de los agentes, en el mismo momento de la manifestación de interés de participar voluntariamente en la subasta y la declaración de parámetros para el cálculo de la ENFICC.
- (D+80) – La UPME tendrá hasta este día para solicitar, si así lo considera, aclaraciones sobre la información suministrada por los agentes.
- (D+85) – Los agentes participantes tendrán hasta este día para dar respuesta a las solicitudes de aclaración realizadas por la UPME.
- (D+105) – Los agentes participantes tienen hasta este día para entregar la garantía que ampara la participación en la subasta.
- (D+135) – La UPME enviará, a cada agente de manera individual, haciendo uso del SUICC, el informe técnico de las restricciones identificadas para la conexión de la planta y/o unidad de generación presentada que no cuenta con capacidad de transporte asignada o que requieran de una ampliación de la capacidad de transporte previamente asignada.
- (D+140) – En este plazo se ejecutará la subasta en los términos previstos.

Teniendo en consideración las alternativas presentadas, en primer lugar, mantener las reglas sin modificación podría reducir la participación de agentes en la subasta lo que conllevaría en el extremo a que no se cubra la demanda objetivo y que la eficiencia en el precio de cierre se reduzca. Por otro lado, eliminar o modificar la garantía que ampara la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación conllevaría a que agentes sin un proyecto en un nivel adecuado de maduración se presenten y que

³⁰ Los días corresponden a hábiles.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 48

posteriormente incumplan el compromiso de colocar en operación la planta sin ninguna consecuencia para estos y dejando a la demandan sin una cobertura ante condiciones críticas, principalmente de baja hidrología.

Así mismo, la garantía que ampara tanto la participación de la subasta como la de construcción y puesta en operación del proyecto incentivan a realizar por parte de los agentes participantes en la subasta la debida diligencia en la evaluación de los riesgos del proyecto y el desarrollo del mismo.

Considerando esto, las alternativas 1 y 2 descritas no están en línea con el objetivo del proyecto regulatorio y con el fin mismo de la subasta, por otro lado, la alternativa 3 descrita, permite suministrar información a los agentes para que estos realicen la debida diligencia para presentar su oferta, dimensionando preliminarmente el impacto de la conexión del proyecto y sus potenciales soluciones y costos.

Por otro lado, en la oportunidad en que se entrega el informe de restricciones, se permite administrar los requerimientos para la UPME en la evaluación técnica, por cuanto este informe se limita a aquellos que presenten la garantía de participación.

En cuanto a los comentarios, por un lado, se mitiga el riesgo de que la asignación de OEF se realice a proyectos que no resulten con asignación de capacidad de transporte, que se retrase el desarrollo de los proyectos por los tiempos que puede tomar la UPME para la asignación.

Por otro lado, se detalla el procedimiento a seguir por parte de la UPME para emitir el concepto de asignación de capacidad de transporte, esto en particular en las reglas de la nueva versión del Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025.

Adicionalmente, se mitiga el riesgo de la participación de proyectos que solo buscasen únicamente la capacidad de transporte y una pequeña asignación de OEF por cuanto, como se desarrolla en la versión final del Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025 se requerirá un instrumento para garantizar la solicitud de conexión de capacidad de transporte. Esto también conlleva a que no sea necesario solicitar una oferta mínima de ENFICC por parte de los agentes para su participación en la subasta.

Ahora bien, en termino de plazos, considerando que el propósito es lograr el mayor tiempo posible entre la adjudicación de las OEF y el IPVO, esperar a que el Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025 sea expedido o que se finalice la asignación de capacidad de transporte se alejan del propósito manifestado por lo que no es posible atender positivamente estas solicitudes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 49

Finalmente, estas reglas se encuentran armonizadas con la nueva versión del Proyecto de Resolución CREG 701 084 de 2025 y permiten avanzar con la participación de proyectos sin capacidad de transporte asignada en la subasta, por lo que la Comisión considera posible desarrollar la alternativa 3 en las reglas finales de la convocatoria a la subasta de expansión.

7.1.4 Definir mayores incentivos por la entrada temprana

El artículo 6 del proyecto de resolución propone un esquema de incentivo a la entrada de proyectos, con el cual, si una planta o unidad de generación entra en operación comercial antes del 1 de diciembre de 2029, podrá anticipar el inicio del período de vigencia de la OEF que le fue asigna y recibir la remuneración del CxC sin que esto modifique la fecha de finalización de la vigencia de las OEF.

En otras palabras, si la planta es nueva, tiene asignaciones por 20 años e inicia su operación el 1 de diciembre de 2028, recibirá la remuneración del cargo por 21 años. Es importante señalar que sin el incentivo propuesto, si la planta inicia la operación antes de lo previsto no recibe remuneración sino hasta cuando inicie el periodo de vigencia de la obligación.

En los comentarios se pidió ampliar los incentivos para la entrada temprana considerando las experiencias anteriores en donde la Comisión estableció un incentivo adicional al señalado de 2 USD/MWh en la convocatoria realizada mediante la Resolución CREG 104 de 2018 para el periodo cargo 2022-2023.

De manera general el incentivo consistía en dos partes, dado que el periodo cargo convocado fue del 1 de diciembre de 2022 al 30 de noviembre de 2023, en caso de que la planta iniciara su operación entre el 1 de diciembre de 2021 y antes de la IPVO podría acceder al incentivo similar al establecido en el Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025, es decir, recibir la remuneración del cargo desde la entrada en operación.

En caso de que la planta iniciara su operación antes de 1 de diciembre de 2021 podría recibir una remuneración adicional de 2 USD/MWh al precio de cierre de la subasta hasta el inicio de la IPVO, momento a partir del cual, recibiría por la OEF asignada el precio de cierre de la subasta. De manera gráfica la aplicación de los incentivos se muestra en la siguiente ilustración:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 50

Convocatoria
Periodo cargo 22-23
Res 104 /2018

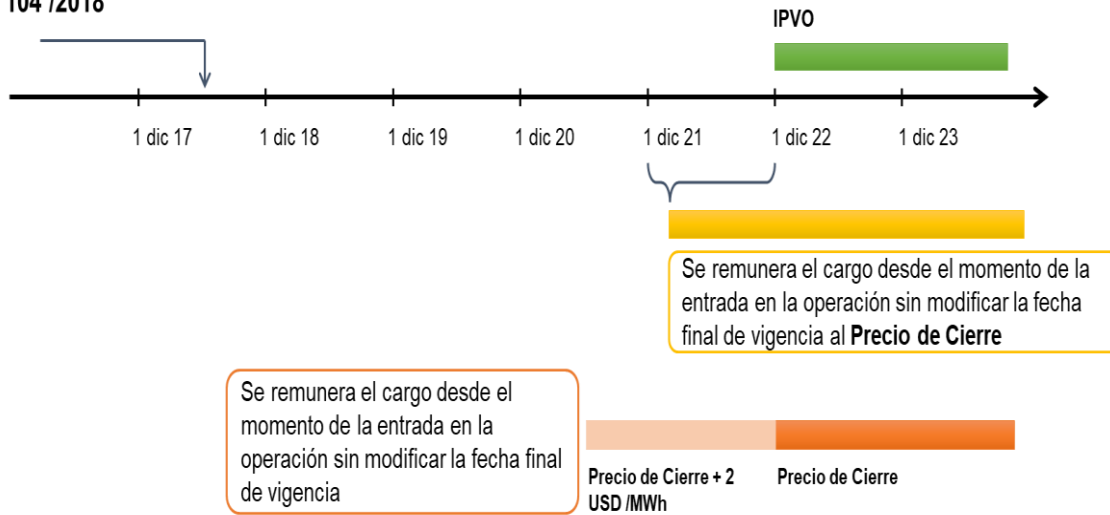


Ilustración 22. Esquema de incentivos aplicado en la convocatoria para el periodo cargo 2022 – 2023 mediante la Resolución CREG 104 de 2018.
 Fuente. Realización propia

A continuación, se muestran los resultados de un análisis del costo de la aplicación de un incentivo adicional de manera similar al que fue aplicado en la Resolución CREG 104 de 2018 considerando el incentivo como una fracción del precio de cierre de la última subasta, esto es entre 2,5% a 10% indexando el precio de abril de 2025.

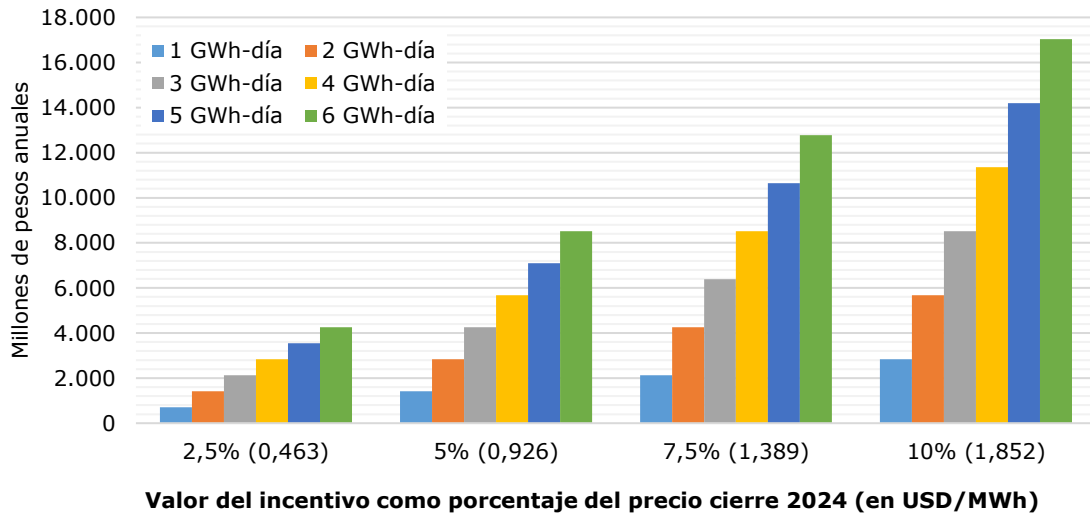


Ilustración 23. Valor anual de los posibles incentivos por entrada temprana de OEF al sistema.
 Fuente. Realización propia

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 51

En la ilustración se muestra cómo el valor anual del incentivo cambia en función del valor unitario escogido y de la cantidad de OEF que puede ser anticipada, para un incentivo del 10% del precio de cierre de la subasta de expansión anterior los valores van desde cerca de 3.000 millones anuales a un valor del orden de 17.000 mil millones anuales cuando la OEF que se anticipa más de un año es de 6 GWh-día.

En la siguiente ilustración se muestra el valor de la variación de la tarifa por aplicación de estos incentivos, cuyo valor máximo es del orden de 20 centavos por kilovatio hora:

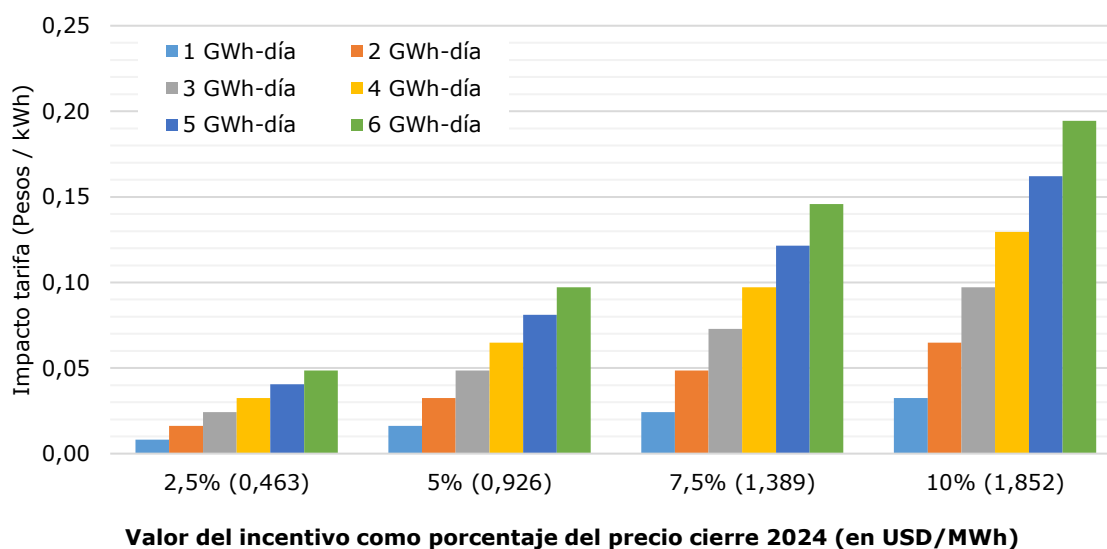


Ilustración 24. Impacto en la tarifa ante los posibles incentivos por entrada temprana de OEF al sistema.

Fuente. Realización propia

Dado lo anterior, y considerando que la anticipación de los proyectos apoya el cierre de la brecha para el periodo 2028-2029 para el cual no se han realizado asignaciones, la Comisión considera adecuado ajustar el esquema de incentivo a la entrada temprana definido en el proyecto de resolución, en donde las plantas y/o unidades de generación que resulten con asignaciones de OEF y entren en operación comercial antes del 1 de diciembre de 2028 se les remunerará (desde el momento de entrada en operación comercial y hasta el 30 de noviembre de 2029) un valor igual al precio de cierre de la subasta más 1,85 USD/MWh. A las plantas y/o unidades de generación que resulten con asignaciones de OEF y entren en operación comercial entre el 1 de diciembre de 2028 y el 30 de noviembre de 2029, se les remunerará por su OEF el valor del cargo por confiabilidad igual al precio de cierre de la subasta.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 52

7.1.5 Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025

Se recibieron diversos comentarios sobre las implicaciones de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 en la convocatoria de la subasta. La mayoría de estos solicitan la derogación o modificación de lo dispuesto en las resoluciones porque consideran que el PEI definido no se ajusta a la realidad de las plantas, y que la modificación de la liquidación no tiene en cuenta la energía contratada bilateralmente, lo que desincentiva la participación en el mercado de confiabilidad. Lo manifestado por los agentes se puede agrupar de la siguiente manera:

- a. No participaran en la subasta o no es atractivo participar en las subastas con estas reglas vigentes.
- b. Se supone en el análisis que las plantas existentes participarán, pero esto no es certero dado los incentivos negativos de estas resoluciones.
- c. ¿Cómo se define el precio de cierre de la subasta en caso de que una tecnología no se presente?
- d. La prima establecida no refleja el riesgo de los agentes generadores porque considera la activación solamente en 6 meses durante un periodo de 5 años, cuando en realidad, el precio de escasez inferior podría ser activado 4 meses por año.

Si bien la Comisión entiende el impacto de estas resoluciones en la subasta de asignación de OEF, este no es un tema que se encuentre en consulta ni es objeto de este proyecto.

En cuanto al precio de cierre de la subasta si solo se presenta una tecnología, el numeral 14 del Anexo 2 de la Resolución CREG 101 014 de 2022 dispone la regla como sigue:

"... Si no existe el otro grupo de plantas, el precio de cierre para todas las plantas que participaron en la subasta será el que se obtuvo con la planta de cierre..."

Finalmente, sobre el supuesto de participación de las plantas existentes, este es factible y será considerado nuevamente durante la definición de la demanda objetivo para la subasta.

7.1.6 Precio de remuneración para plantas existentes

Dentro del proceso de consulta se recibieron comunicaciones en donde se sugería evaluar la aplicación de un precio diferente para las plantas existentes que participaran en la subasta.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 53

Lo anterior, considerando que *“desde el punto de vista económico y financiero, para las plantas existentes que han logrado recuperar su inversión durante el transcurso de la vida útil, el ingreso de OEF no representa una variable crucial para apalancar la financiación de los proyectos, pero sí un ingreso fundamental para cubrir sus costos fijos (Contratos de combustible, mantenimiento, personal, etc.)”*.

Por otro lado, la Comisión ha recibido propuestas en donde se describe una alternativa para la remuneración a las plantas existentes que participen en el cargo por confiabilidad, en los siguientes términos:

“Con el propósito de fortalecer la sostenibilidad económica del esquema del Cargo por Confiabilidad -CxC-, garantizar señales de inversión adecuadas, y evitar distorsiones en la remuneración de plantas existentes, se propone introducir un criterio de ajuste en los procesos de subasta de OEF en los siguientes términos: Cuando en desarrollo de los procesos de asignación de OEF se requiera convocar una subasta para completar la cobertura de la demanda objetivo, la remuneración de las plantas existentes participantes no deberá corresponder automáticamente al precio de cierre de dicha subasta. En su lugar, se propone establecer que la remuneración aplicable para estas plantas corresponda al menor valor entre el precio de cierre de la subasta y el precio de la subasta precedente con su respectiva actualización.

Este mecanismo evita que todas las plantas existentes obtengan automáticamente una remuneración equivalente al precio de plantas nuevas, pero mantengan un reconocimiento por su aporte a la confiabilidad.

Adicionalmente esta medida:

- *Preserva la competitividad de los procesos de asignación de OEF.*
- *Mejora la progresividad del esquema, diferenciando entre necesidades de expansión y mantenimiento de capacidad instalada”*.

Finalmente, el Ministerio de Minas y Energía solicitó a la Comisión analizar la aplicación de un precio distinto para las plantas existentes en el sistema, que participan en la subasta de expansión.

Dado que este tema no fue un elemento dentro del proceso de consulta, la necesidad de avanzar con el proceso de convocatoria de la subasta de expansión para disponer del mayor tiempo posible para el desarrollo de los proyectos de generación, la posible necesidad de concepto de abogacía de la competencia y las implicaciones del cambio para la subasta, este tema será abordado en un proyecto de resolución distinto.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 54

7.1.7 Otros comentarios

7.1.7.1 Asignación de OEF para el periodo 2028 – 2029 y demanda objetivo del periodo 2029-2030

En el Documento CREG 901 175 de 2025, soporte del Proyecto de Resolución CREG 701 085 de 2025, se realizó un análisis de la pertinencia de convocar una subasta de expansión para el periodo cargo 2028-2029 principalmente por el tiempo que tendrían las plantas y/o unidades de generación adjudicadas para su desarrollo, construcción y entrada en operación, pues este sería de menos de tres (3) años.

Los agentes manifestaron por un lado que esta es una buena señal por lo mencionado en el documento soporte, por los resultados de las subastas de reconfiguración y por los tiempos que está tomando la fabricación de turbinas. Por otro lado, mencionan que es importante dar más claridad sobre cómo se asignará el periodo 2028-2029.

Es importante mencionar que la CREG tiene diversos mecanismos para asegurar la confiabilidad del sistema, adicionales a las subastas de expansión, como lo son la asignación administrada y tomadores de cargo. Así las cosas, conocidos los resultados de las subastas de reconfiguración de compra convocadas mediante la Resolución CREG 101 062 de 2024, la Comisión se encuentra evaluando el desarrollo de una asignación administrada tendiente a dar cubrimiento a la demanda para el periodo cargo 2028-2029.

Asimismo, se recibieron diversos comentarios respecto a la demanda objetivo para el período de cargo 2029-2030. Algunos sugieren utilizar el escenario medio de la proyección de demanda de la UPME, otros proponen tomar el intervalo de confianza superior de 95%, y algunos plantean considerar el escenario medio con un factor adicional. En general, todos los comentarios apuntan a garantizar la cobertura de la demanda del país, contar con un margen de maniobra ante un posible crecimiento inesperado de la demanda y disponer de capacidad de respuesta frente a retrasos o incumplimientos en el desarrollo de proyectos.

Cabe señalar que la Comisión realiza un seguimiento constante al comportamiento de la demanda real en comparación con la proyección de la UPME. Actualmente, se encuentra a la espera de la publicación de las nuevas proyecciones de demanda, con el fin de tomar, en el momento establecido en el cronograma de la subasta, la decisión más adecuada respecto a la demanda objetivo que será cubierta con la subasta de expansión.

7.1.7.2 Precisar las reglas para el incentivo a las plantas no despachadas centralmente

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 55

El artículo 10 del proyecto de resolución propone la participación de las plantas no despachadas centralmente en la subasta, siempre y cuando, si resultan con asignaciones de OEF, deberían cumplir con el requisito de pasar al despacho central al IPVO.

Al respecto, en los comentarios se solicitó aclarar si para las plantas que no participan o que no resulten con asignaciones de OEF continuarán aplicando las reglas del artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006. Adicionalmente, se pidió aclarar en qué momento deben pasar las plantas al despacho central cuando resulten con asignaciones de OEF.

Sobre los comentarios, se precisa en la resolución que las plantas que no participen en la subasta, que de hecho es voluntaria, o aquellas que no resulten con asignaciones continuaran operando como plantas no despachadas con todas las obligaciones establecidas en la regulación y con sujeción a las reglas del artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006.

En cuanto a la obligatoriedad para pasar al despacho central por parte de las PNDG que resulten con asignaciones de OEF, el texto señala que el plazo máximo es a la fecha de IPVO, lo anterior implica que se deben ejecutar todas las pruebas y procedimientos para pasar al despacho central antes de dicha fecha. Si bien algunos interesados solicitaron la no exigencia de pasar al despacho central, la Comisión considera que todas las plantas deben cumplir las reglas del cargo por confiabilidad, y este siempre se ha planteado que es para plantas despachadas centralmente.

Otro comentario recibido fue respecto a lo dispuesto en la Resolución CREG 096 de 2019, en donde se estableció que solo las plantas entre 1MW y 20MW pueden solicitar acceder al despacho central. Así las cosas, en la resolución se precisó que esta oportunidad para participar por OEF, solo aplica para plantas despachadas centralmente y plantas no despachadas centralmente mayores a 1MW.

7.1.7.3 Ajuste el cronograma de ejecución de la subasta

Sobre el cronograma de ejecución de la subasta, los comentarios se orientaron a que este no fuese ampliado de tal manera que se lograra el mayor tiempo posible para el desarrollo del proyecto, esto es, del orden de 4 años.

Por otro lado, también se manifestó la situación que se está presentando con el suministro de equipos de generación y los plazos de entrega por parte de los fabricantes que en algunos casos pueden superar los 3 años.

Adicionalmente, se solicitó ampliar el plazo para el retiro voluntario de plantas existentes que actualmente es de 20 días hábiles después de convocada la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 56

subasta³¹ hasta el momento de manifestación de interés que corresponde al día D+65³². Así como, ampliar el plazo para la presentación de la garantía de seriedad de la oferta que se encuentra en día D+100³³ en 20 días hábiles adicionales.

Considerando que el propósito es lograr el mayor tiempo posible entre la adjudicación de las OEF y el IPVO, modificar el plazo para el retiro voluntario de plantas existentes no conlleva un retraso en la oportunidad para realizar la subasta por lo que es posible avanzar en esa modificación transitoria de plazo.

Por otro lado, ampliar el plazo en 20 días hábiles para la presentación de la garantía, duplica el plazo inicial de 15 días hábiles que se tiene actualmente, impacta la oportunidad de realización de la subasta considerando el plazo propuesto para preparar el informe de restricciones eléctricas que elaborará la UPME. En ese orden de ideas, y tomando en consideración la experiencia en la pasada subasta de expansión anterior, la Comisión considera posible ampliar el plazo en 5 días hábiles adicionales, con lo que los agentes tendrían en la práctica poco más de un mes para lograr las autorizaciones del caso y la presentación de los respectivos documentos.

7.1.7.4 Concepto de no objeción para plantas con renovación de instalaciones de generación

De acuerdo con el artículo 23 de la Resolución CREG 075 de 2021 los generadores interesados en renovar sus instalaciones de generación en operación, ya sea para utilizar un recurso primario más eficiente o para mejorar la tecnología utilizada, sin que implique aumento de capacidad, deberá presentar a la UPME una solicitud para hacer este cambio, para efectos de mantener la capacidad de transporte asignada.

Los comentarios recibidos en el proceso de consulta se orientaron a solicitar que no se aplicara el requisito del concepto de no objeción de la UPME, sino que fuese remplazado por el contrato de conexión vigente.

Por otro lado, se preguntó por el tratamiento que se debe dar a estas plantas frente al tipo de plantas que participan en la subasta, es decir, si corresponden a plantas nuevas, existentes con obras o especiales.

Al respecto es importante señalar que el concepto de no objeción implica el análisis de la operación del sistema con la nueva planta que se conectará y si

³¹ Artículo 17 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.

³² Artículo 21 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.

³³ Artículo 24 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 57

bien, mantiene la misma capacidad instalada, la tecnología de generación puede cambiar y conlleva efectos diferentes en el sistema respecto de la que se encontraba en operación.

En cuanto al tratamiento de la planta que se desarrolle en el proceso de renovación y aplicación del artículo mencionado, este deberá corresponder a la categoría aplicable de acuerdo con las definiciones previstas en la Resolución CREG 071 de 2006, en otras palabras, si cumple las condiciones de nueva, se clasificará como una planta o unidad nueva, si atiende los requisitos de especial o de existente con obras, esta será su clasificación.

En consideración de lo anterior, la Comisión considera mantener las reglas existentes para la aplicación del artículo 23 de la Resolución CREG 075 de 2021.

7.1.7.5 Precisar las reglas para la aplicación del incentivo para reducción de emisiones de CO₂.

El proyecto de resolución en el párrafo 3 del artículo 2 propuso la participación de plantas existentes que pretendan adelantar obras de infraestructura que impliquen la conversión de la planta para operar con un combustible que reduzca emisiones de CO₂ con la posibilidad de recibir asignaciones hasta por 10 años. Para evaluar la reducción de emisión se propuso emplear la calculadora de emisiones FECOC de la UPME.

Los comentarios formulados por los agentes se relacionan a continuación:

- ¿Cuál es la línea base que se debe construir? y ¿Cómo se mide la reducción?
- ¿Cuál es la reducción mínima esperada?
- ¿La alternativa planteada les aplica únicamente a plantas nuevas?
- ¿Cuál sería el tratamiento de las plantas duales en el sistema?
- Dado que las mejoras de *Heat Rate* pueden conducir a reducciones de emisiones de CO₂, la propuesta debería ampliarse a estas situaciones.
- En general se necesita mayor desarrollo regulatorio para poder aplicar esta alternativa.

Respecto a los comentarios recibidos, se procedió a revisar las funcionalidades de la calculadora FECOC de la UPME y se encuentra necesaria una actualización de esta herramienta dado que fue publicada en el año 2016 a partir de un estudio realizado en el 2015 o determinar un mecanismo alterno para determinar las reducciones de emisiones de CO₂ ante diferentes combustibles.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 58

De igual manera, es necesario establecer claramente las reducciones mínimas necesarias, así como, el tratamiento de mejoras en el *Heat Rate*.

Por otro lado, es importante aclarar si como resultado de la asignación es necesaria la realización de pruebas o auditorías para validar las reducciones de CO₂ y en consecuencia mantener las OEF asignadas en el proceso de subasta.

Considerando lo anterior, la Comisión considera necesario llevar a cabo un desarrollo posterior para avanzar en este incentivo y poderse aplicar en una siguiente convocatoria. Sin embargo, al ampliar el límite de *Heat Rate* (abordado en una sección precedente) se abre la posibilidad a que plantas térmicas que usan combustibles líquidos, respalden sus obligaciones con gas natural, un combustible más limpio, reduciendo así emisiones de gases de efecto invernadero y preservando la concepción de la Comisión de incentivar las reducciones de CO₂.

Por otro lado, la Comisión analizó la posibilidad de introducir un incentivo para el cambio tecnológico para aquellas plantas y/o unidades de generación que realicen inversiones en infraestructura para llevar a cabo una renovación de sus instalaciones.

Este esquema permite que plantas y/o unidades existentes puedan recibir asignaciones de OEF hasta por 20 años sin tener que mantener ni aumentar su ENFICC, caso contrario a las plantas y/o unidades existentes con obras o especiales.

Adicionalmente, estas plantas pueden aplicar el artículo 23 de la Resolución CREG 075 de 2021 de tal forma que puedan realizar las obras necesarias manteniendo la capacidad de transporte en caso de que la UPME emita su concepto de objeción.

7.1.7.6 CxC para autogeneradores

En desarrollo de lo dispuesto en el Decreto 1403 de 2025 la Comisión preparó el Documento CREG 901 171 de 2025 en donde se analiza la posible aplicación del CxC para los autogeneradores a gran escala.

Mediante el Proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 la Comisión hizo público una propuesta para establecer las reglas para la participación de autogeneradores en el CxC.

Por lo pronto, una vez se analicen los comentarios recibidos se establecerán las reglas para determinar la ENFICC de este tipo de agentes y se evaluará la posible participación de estos en los diferentes mecanismos de asignación de OEF, por lo que la Comisión en este momento no puede convocarlos a participar en la subasta de expansión.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 59

7.1.7.7 Revisar articulación de las resoluciones CREG 071 de 2006 y 101 024 de 2022

Se recibieron diversos comentarios sobre la armonización entre las Resoluciones CREG 071 de 2006 y 101 024 de 2022. Las modificaciones que la Comisión consideró necesarias para dar claridad se hicieron explícitas en el texto de la resolución.

7.1.7.8 Revisar la participación de plantas GPPS

Durante el proceso de consulta pública se recibieron observaciones que solicitaban la convocatoria de plantas GPPS. No obstante, tras una revisión de las iniciativas de desarrollo registradas en la plataforma de registro de generación de la UPME, no se identificaron proyectos que puedan clasificarse como GPPS en ninguna de las etapas de desarrollo contempladas en dicho registro.

Paralelamente, la resolución definitiva estableció de manera explícita la participación de las plantas GPPS existentes. Adicionalmente, la Comisión está evaluando la implementación de una subasta de expansión con un horizonte de planeación superior a seis años, reconociendo que los tiempos de desarrollo de plantas de generación, independientemente de su tecnología, han experimentado una extensión significativa respecto a los períodos de 3-4 años que tradicionalmente se consideraban para la planeación.

7.1.7.9 Incentivar la participación de proyectos con baterías

Se recibieron algunos comentarios solicitando evaluar una flexibilización para la implementación de BESS, permitiendo su integración de manera planeada y organizada. Asimismo, mencionan que es clave considerar un esquema de hibridación y una mayor participación de la demanda. Sobre esto, la Comisión ya se encuentra estudiando el tema para proponer integración de baterías al SIN en distintas líneas.

7.1.7.10 Habilitar un ajuste a la declaración de ENFICC de las PNDC

Los agentes representantes de Plantas No Despachadas Centralmente solicitaron la posibilidad de realizar una actualización de la declaración de la ENFICC para los periodos 2025-2026, 2026-2027, 2027-2028 y no solo para el periodo convocado, dados los estudios hidrológicos actualizados. Además, solicitan actualizar/modificar la metodología del cálculo de ENFICC para las PNDC de filo de agua definido en la Resolución CREG 071 de 2006.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 60

Sobre esto, es importante mencionar que la Comisión ha manifestado anteriormente que:

- Los compromisos de las plantas de generación frente al Cargo por Confiabilidad se establecen en el momento en que se adelanta la asignación.
- En el caso de las PNDC con contratos para el año a asignar, el compromiso de energía firme es la ENFICC determinada en el momento que se adelanta dicho proceso.
- Los cambios de ENFICC de las PNDC con posterioridad a los procesos de asignación, no cambian el compromiso adquirido al momento del proceso de asignación.
- La oportunidad para declarar parámetros por cambio de ENFICC debe ser, por lo menos 3 meses antes del inicio de un proceso de asignación.
- Además, el cambio de ENFICC solamente es pertinente si es mayor o menor al 10% de la ENFICC que se tenga.

Adicionalmente, de acuerdo con el artículo 25 de la Resolución CREG 071 de 2006 *"Para los años que la CREG determine que no se requiere la realización de una Subasta, las Obligaciones de Energía Firme serán asignadas por el ASIC a cada uno de los generadores a prorrata de su ENFICC de tal manera que se cubra la Demanda Objetivo descontando las Obligaciones de Energía Firme asignadas anteriormente y vigentes en el período a subastar y la ENFICC de las Plantas no Despachas Centralmente con contratos. Para tal efecto se utilizará la declaración de ENFICC más reciente hecha por cada agente generador"* (Subrayado fuera de texto).

Por lo tanto, habilitar una actualización de la declaración de disponibilidad para el cálculo de la ENFICC de las PNDC, no está previsto en la regulación e implicaría una modificación de esta. Sobre la modificación de la metodología de la metodología del cálculo de la ENFICC, la Comisión lo estará evaluando.

7.1.7.11 Garantías de participación ajustadas

Se recibieron algunos comentarios orientados a flexibilizar y a no exigir la constitución de garantías para respaldar las OEF asignadas para los proyectos que resulten asignados pero que no tengan la capacidad de transporte asignada dado el riesgo que estarían asumiendo. Al respecto, desde la Comisión se considera que al incluir el procedimiento descrito anteriormente sobre el informe de restricciones por parte de la UPME a los interesados se estaría proporcionando información valiosa para la toma de decisiones y no cambiaría el objeto de la garantía, que es respaldar el cumplimiento del compromiso adquirido.

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 61

Así mismo algunos agentes solicitaron lo anterior, pero para los casos en los cuales los proyectos no logren obtener las licencias y/o permisos ambientales. Sobre esto, es valioso mencionar que la obtención de lo necesario para el desarrollo de los proyectos hace parte de la debida diligencia de los promotores de estos y justamente con la garantía se espera que se cumpla con el cronograma para la puesta en operación.

Adicionalmente, algunos comentarios propusieron exigir garantías de participación ajustadas al tamaño del proyecto. Actualmente la garantía ya es proporcional porque está en función de la energía ENFICC que se va a ofertar por parte del agente.

Finalmente, solicitaron establecer un mecanismo de participación diferenciada en el tema de garantías para las plantas con potencia inferior a 20 MW. En cuanto a esto, todas las plantas deben participar en las mismas condiciones por lo que no se puede dar un tratamiento diferenciado.

7.1.7.12 Mecanismo ágil para el desarrollo de infraestructura de gas

Un agente solicitó establecer un mecanismo ágil para el desarrollo de infraestructura de gas natural, sin embargo, esto no es el objeto del proyecto consultado.

7.1.8 Resumen de los ajustes introducidos en el proyecto de resolución

Las principales modificaciones introducidas al proyecto de resolución corresponden a:

- a) Modificar de manera transitoria el artículo 24 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 para permitir que el CVCE sea inferior únicamente precio de escasez superior descontando los Otros Costos Variables (OCV) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COM) definidos en el artículo 1 de la Resolución 034 de 2001.
- b) Modificar de manera transitoria la opción del artículo 3 de la Resolución CREG 101 017 de 2022 para permitir la participación de plantas existentes con *Heat Rate* de hasta 11 MBTU/MWh que respalden sus obligaciones con nueva infraestructura de gas natural.
- c) Establecer disposiciones transitorias para la elaboración del informe de restricciones eléctricas derivadas de la conexión de proyectos de generación, incluyendo los procedimientos para el reporte de información requerida, la entrega del documento por parte de la UPME a los agentes

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 62

interesados, y la modificación temporal de los plazos para la ejecución de la subasta y las actividades subsecuentes del proceso.

- d) Se amplió el incentivo para la entrada temprana de proyectos de generación.
- e) Se ajustó el incentivo para la reducción de emisiones de CO2 a uno que permitiese la renovación tecnológica de las plantas y/o unidades existentes.

8. CONCLUSIONES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas ha identificado la necesidad de garantizar el suministro energético confiable para el Sistema Interconectado Nacional. Tras evaluar el balance de Energía Firme disponible a mediano plazo, se han detectado déficit de OEF para los periodos 2028-2029 y 2029-2030 en escenarios conservadores.

Ante este panorama, resulta necesario el desarrollo de nueva capacidad de generación. Por ello, la CREG ha determinado convocar a una subasta de expansión del CxC con asignación de Obligaciones de Energía Firme a partir del periodo 2029-2030, alternativa 3 del proyecto consultado.

La subasta contempla la participación de plantas y/o unidades de generación en cinco categorías: nuevas, especiales, existentes con obras, existentes y plantas que harán el cambio de tecnología a una más limpia. Los proyectos participantes deberán cumplir requisitos específicos, destacando el registro en fase 2 de la UPME y el compromiso de entrar en operación, como máximo, al Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación.

Adicionalmente, la Comisión ha diseñado un mecanismo de incentivo mediante el pago del CxC para aquellos proyectos que logren adelantar su entrada en operación, antes del 1 de diciembre de 2029. Esta medida mantiene invariable la fecha de conclusión del periodo de vigencia de las Obligaciones de Energía Firme asignadas, mientras responde a los potenciales déficits energéticos identificados en los periodos previos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 63

ANEXO 1 Cronograma estimado de acuerdo con los hitos establecidos en la Resolución CREG 101 024 de 2022

Actividad	Responsable	DÍA
Publicación de la resolución de convocatoria de subasta	CREG	D
Publicación de cronograma	ASIC	D+5
Publicación formatos y condiciones para el informe técnico de las restricciones	UPME	D+30
Declaración de información de retiro de la subasta	Participantes	D+65
Declaración de interés	Participantes	D+65
Declaración de parámetros para el cálculo de la ENFICC y para el informe de restricciones de red	Participantes	D+65
Solicitudes de aclaración sobre las declaraciones de interés y de parámetros de ENFICC	ASIC	D+80
Solicitudes de aclaración sobre información UPME	UPME	D+80
Respuesta a las solicitudes de aclaración sobre las declaraciones de interés y de parámetros de ENFICC	Participantes	D+85
Respuesta a las solicitudes de aclaración información UPME	Participantes	D+85
Precio unitario de la energía firme a ser considerado en la evaluación de las garantías de participación	ASIC	D+85
Auditor de la Subasta	ASIC	D+85
Reglamento de las actividades encomendadas	ASIC - CREG	D+85
Cálculo de la ENFICC máxima	CND - ASIC	D+90
Solicitudes de aclaraciones al cálculo de la ENFICC máxima	Participantes	D+95
Respuesta a las solicitudes de aclaración del cálculo de la ENFICC máxima	CND - ASIC	D+100
Cálculo de costos promedio de referencia por combustible (CPC)	ASIC	D+100
Declaración de información para el cálculo de la ENFICC no comprometida	Participantes	D+100
Declaración de contratos de plantas no despachadas centralmente	Agentes con PNDC	D+100
Solicitudes de aclaración a la información para el cálculo de la ENFICC no comprometida	ASIC	D+100
Solicitudes de aclaración sobre los contratos de las PNDC	ASIC	D+100
Respuesta a las solicitudes de aclaración del cálculo de la ENFICC no comprometida	Participantes	D+105
Respuesta a las solicitudes de aclaración sobre los contratos de las PNDC	Agentes con PNDC	D+105
Publicación del Costo del entrante (CE)	ASIC	D+105
Declaración de retiro dependiente del CE	Participantes	D+105
Entrega de garantía de participación en la subasta	Participantes	D+105
Solicitudes de aclaración sobre la declaración de retiro del CE	ASIC	D+107
Respuesta a las solicitudes de aclaración sobre la declaración de retiro del CE	Participantes	D+110
Comunicación de la ENFICC no comprometida	ASIC	D+110

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 64

Comunicación de la garantía que ampara la participación de la subasta	ASIC	D+120
Publicación de los habilitados para participar en la subasta	ASIC	D+120
Entrega informe de restricciones eléctricas	UPME	D+135
Sistema de recepción de ofertas	ASIC	D+140
Entrega de la función de demanda	CREG	D+140
Recepción de ofertas	Participantes	D+140
Realización de la subasta	ASIC	D+140
Publicación de resultados	ASIC	D+141
Informe del auditor	Auditor	D+145
Presentación de garantías y contratos por tipo de combustible	Participantes con asignaciones	D+155
Radicación de la solicitud de capacidad de transporte en la Ventanilla Única	Participantes con asignaciones	D+160
Verificación y solicitud de aclaración de garantías y contratos que respaldan OEF	ASIC	D+165
Evaluación de completitud de la solicitud de capacidad de transporte	UPME	D+165
Respuesta a la solicitud de aclaración sobre las garantías	Participantes con asignaciones	D+170
Respuesta a completitud de la solicitud de capacidad de transporte	Participantes con asignaciones	D+170
Comunicación sobre garantías	ASIC	D+175
Expedición de certificado de OEF	ASIC	D+180
Análisis de la solicitud por el OR/Transportador (primera iteración)	OR/Transportador	D+190
Evaluación UPME (primera iteración)	UPME	D+205
Análisis de la solicitud por el OR/Transportador (segunda iteración)	OR/Transportador	D+225
Evaluación UPME (segunda iteración)	UPME	D+240
Análisis de la solicitud por el OR/Transportador (tercera iteración)	OR/Transportador	D+260
Evaluación UPME (tercera iteración)	UPME	D+275
Emisión del concepto de conexión	UPME	D+280
Presentación recurso de reposición sobre el concepto de conexión	Participantes con asignaciones	D+290
Respuesta al recurso de reposición sobre el concepto de conexión	UPME	D+330

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 65

ANEXO 2 Formulario de abogacía de la competencia

Nombre de la entidad solicitante:	Comisión de Regulación de Energía y Gas				
Nombre(s) de la(s) entidad(es) interviniente(s):					
Nombre del Proyecto de Regulación:	Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030 y se modifican otras disposiciones				
Objeto del Proyecto de Regulación:	Establecer la oportunidad para la realización de una subasta de expansión dentro del mecanismo del cargo por confiabilidad				
Fecha de diligenciamiento:					
CUESTIONARIO					
PREGUNTA	SI	NO	ARTÍCULO DEL PROYECTO QUE GENERA RESTRICCIÓN	JUSTIFICACIÓN A LA RESPUESTA	A
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la repuesta a alguna de las siguientes preguntas:				
a)		X		La convocatoria permite la participación de todas las plantas de generación existentes, así como los proyectos de generación.	
b)		X		La asignación de OEF se realiza de manera competitiva a las plantas que participan de manera voluntaria en la subasta	
c)		X		La participación en el mercado de energía mayorista no se ve limitada por la participación en la subasta y como ya se indicó la participación está	

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 66

					abierta a todos los agentes interesados.	
d)	¿El proyecto eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas?		X		La participación es voluntaria y aplica procedimientos establecidos en subastas precedentes. Los costos de participación como pueden ser las garantías son los mismos de ejercicios anteriores	
e)	¿El proyecto crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión?		X		En la subasta pueden participar todos los proyectos en el territorio nacional	
	Incrementa de manera significativa los costos:					
f)	i)	¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados?		X		Las condiciones para la participación en la subasta y en general en el esquema del cargo por confiabilidad son los mismos para los nuevos proyectos que resulten con asignaciones de OEF
	ii)	¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados?		X		La subasta no implica asignación de costos para los agentes participantes de manera distinta para los existentes como para los nuevos.
2.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:					

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 67

a)	¿El proyecto controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción?		X		El precio corresponde al resultado de la subasta y se incorpora en la remuneración del cargo y se traslada a la tarifa de los usuarios del servicio de energía
b)	¿El proyecto limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos?		X		Los agentes participan de manera voluntaria y continúan participando en los demás mercados del Mercado de Energía Mayorista si así lo desean.
c)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos?		X		El proyecto corresponde a una subasta y no está relacionado con la promoción de productos.
d)	¿El proyecto otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes?		X		Todos los participantes son tratados en las mismas condiciones para la asignación de OEF.
e)	¿El proyecto otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras?		X		Todas las empresas participan en las mismas condiciones
f)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial?		X		En la subasta el producto que ofrecen las empresas es la ENFICC y estas pueden participar con la tecnología de producción que prefieran.
g)	¿El proyecto limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas?		X		El proyecto corresponde a la convocatoria a una subasta para la asignación de OEF no presenta una

D_901_202 DE 2025 SUBASTA DE EXPANSIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DEL CXC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 68

					limitación a la innovación.
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la repuesta a alguna de las siguientes preguntas:				
a)	¿El proyecto genera un régimen de autorregulación o corregulación?		X		El esquema de la subasta es un esquema regulado.
b)	¿El proyecto impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)?		X		Las ofertas de los agentes son reservadas
En opinión del regulador ¿El Proyecto genera alguna otra limitación a la libre competencia económica?					
La convocatoria a la subasta no introduce ninguna limitación a la libre competencia aplica los procedimientos establecidos en las resoluciones CREG 071 de 2006 y 101 024 de 2022.					
CONCLUSIONES					
El proyecto de resolución realiza la convocatoria a una nueva subasta de expansión dentro del mecanismo del cargo por confiabilidad regulado principalmente por las resoluciones CREG 071 de 2006 y 101 024 de 2022. La participación es voluntaria, bajo las mismas condiciones, y para todas los agentes, tanto existentes como nuevos, que deseen recibir asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF).					

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 69