Comisión de Regulación de Energía y Gas

POR LA CUAL SE ESTABLECEN MEDIDAS PARA AUTORIZAR LA ENTREGA DE ENERGÍA EXCEDENTARIA DE FORMA TRANSITORIA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) APLICABLES EN CONDICIONES DE HIDROLOGÍA QUE REDUZCAN SIGNIFICATIVAMENTE LA DISPONIBILIDAD DE RECURSOS DE GENERACIÓN

DOCUMENTO CREG- 901 381
19 de junio de 2026

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

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES....4
2. INFORMACIÓN GENERAL....11
2.1. Participación de plantas menores y autogeneradores a gran escala en el Mercado de energía – Resoluciones CREG 086 de 1996 y 024 de 2015....11
2.2. Asignación de capacidad de transporte....11
2.3. Registro de frontera de generación....12
2.4. Requisitos mínimos de pruebas, Resolución CREG 101 104 de 2026....13
2.5. Resolución CREG 101 040 de 2024....14
2.6. Resolución CREG 101 031 de 2024....15
2.7. Resolución CREG 101 034 de 2024....16
2.8. Resolución CREG 101 053 de 2024....16
2.9. Resolución CREG 101 099 de 2026....18
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA....18
3.1. Consecuencias....18
3.2. Causas....19
3.3. Problema....19
4. OBJETIVO....19
4.1. Objetivo general....19
4.2. Objetivo específico....20
4.3. Objetivos operativos....20
5. ALTERNATIVAS....20
5.1. Alternativa 1 – Mantener las condiciones actuales....20
5.2. Alternativa 2 – Retomar las acciones de la Resolución CREG 101 053 de 2024 incorporándolas de manera permanente en la regulación....21
6. ANÁLISIS DE IMPACTOS....23
6.1. Alternativa 1 – Mantener las condiciones actuales....23

6.2. Alternativa 2 – Retomar las acciones de la Resolución CREG 101 053 de 2024 incorporándolas de manera permanente en la regulación.....23
7. ANÁLISIS DE COMENTARIOS.....27
8. PROPUESTA.....41
9. ÍNDICE DE SEGUIMIENTO.....42
10. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA.....42
11. Anexo 1. Formulario de abogacía de la competencia.....43

1. ANTECEDENTES

La prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica constituye un servicio esencial cuya continuidad, eficiencia y confiabilidad deben ser garantizadas por el Estado, conforme a lo dispuesto en los artículos 334, 365 y 370 de la Constitución Política. En desarrollo de este mandato, las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico colombiano, asignando a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la función de regular las actividades del sector, promover la competencia y asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente para atender la demanda.

En ejercicio de estas competencias, y particularmente en desarrollo de lo previsto en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, la CREG ha expedido diversas disposiciones regulatorias orientadas a establecer condiciones técnicas, operativas y comerciales para la participación de agentes generadores, cogeneradores, autogeneradores y usuarios en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Dentro de estas se destacan la Resolución CREG 024 de 1995, que definió las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista (MEM), y la Resolución CREG 086 de 1996, que incorporó disposiciones sobre modificación de parámetros técnicos de generación.

Por otro lado, en diferentes oportunidades ante escenarios extraordinarios de estrechez energética o eventos de riesgo para la seguridad de entrega de energía del sistema, la Comisión ha debido adoptar medidas regulatorias extraordinarias de carácter transitorio para habilitar recursos adicionales de generación y flexibilizar ciertas obligaciones regulatorias.

Dentro de estas medidas se pueden relacionar las siguientes:

- Con ocasión del fenómeno de El Niño 2015–2016, la Comisión expidió la Resolución CREG 171 de 2015, permitiendo temporalmente la participación de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores registrados con capacidad inferior a 20 MW para la entrega de energía excedentaria al SIN, con el propósito de aumentar la disponibilidad de energía en condiciones de estrechez.

- Más recientemente, ante los efectos del fenómeno de El Niño 2023–2024, la Comisión expidió la Resolución CREG 101 034 de 2024, mediante la cual se habilitó nuevamente la entrega temporal de excedentes de generación al SIN.

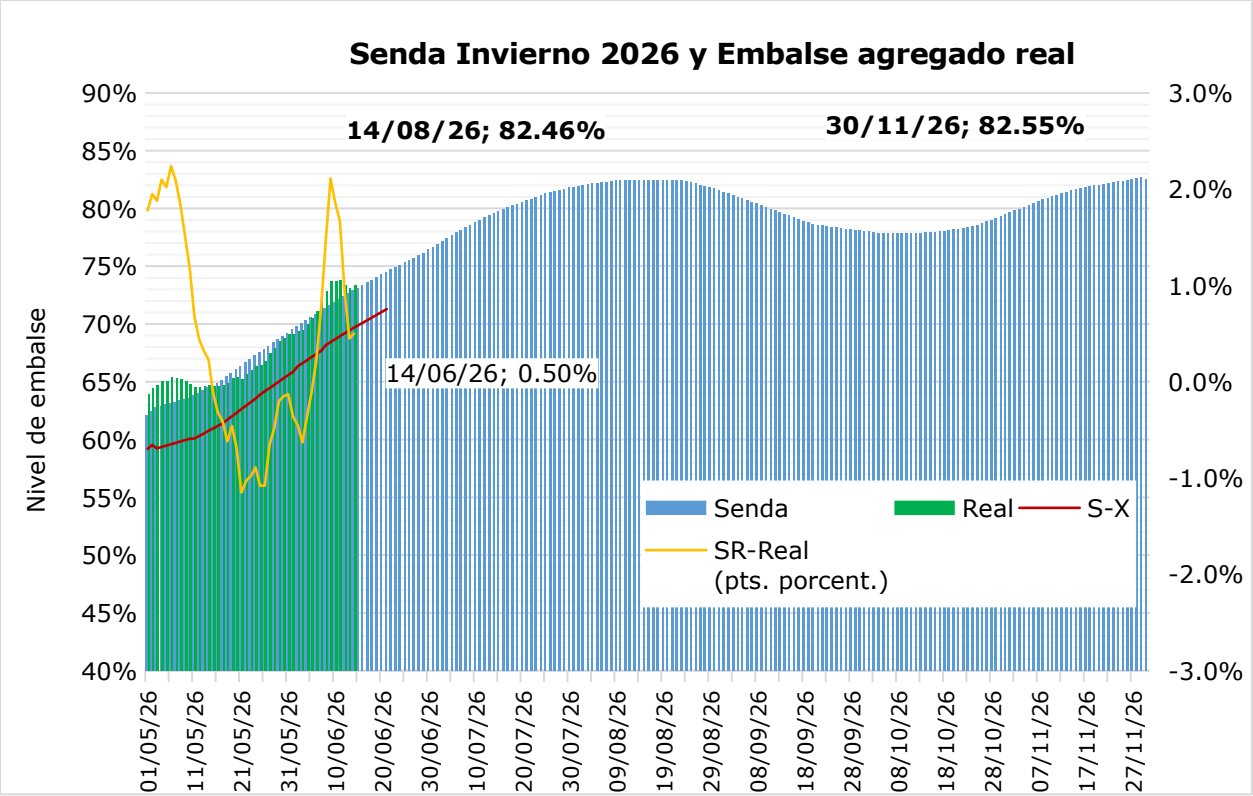
  Así mismo, mediante la Resolución CREG 101 031 de 2023 se suspendió temporalmente la obligación de consumo mínimo de energía para usuarios no regulados conectados al STN.

- Posteriormente, debido a las condiciones de hidrología critica que se presentaron en los meses de septiembre a noviembre de 2024, mediante la Resolución CREG 101 053 de 2024, se adoptaron medidas adicionales orientadas a mitigar riesgos derivados de la disminución de niveles de embalse y contribuir a la recuperación de reservas hídricas.

- De igual forma, la Resolución CREG 101 085 de 2025 adoptó medidas regulatorias transitorias orientadas a atender riesgos de suministro energético asociados al mantenimiento programado de infraestructura de regasificación en Cartagena, que incidía directamente en la disponibilidad de generación térmica respaldada con gas natural.

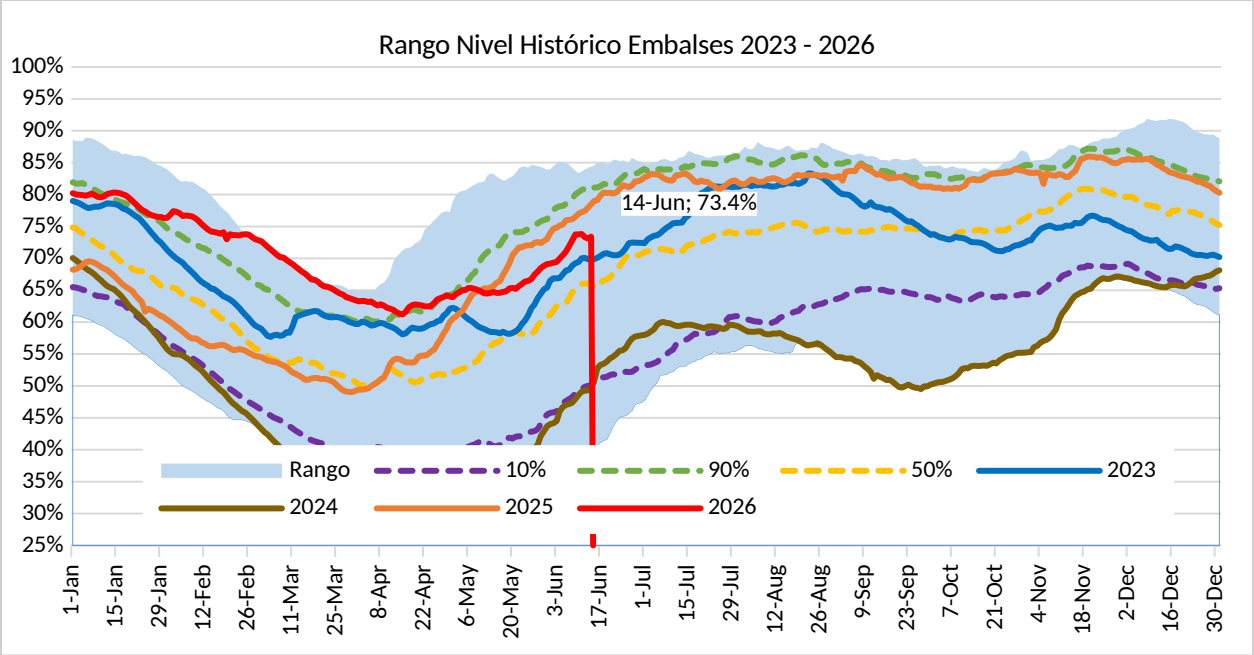
La experiencia regulatoria derivada de estas medidas transitorias ha evidenciado que existe capacidad de generación disponible y recursos de flexibilidad de demanda que pueden contribuir de manera efectiva a fortalecer la confiabilidad energética del sistema, pero cuya incorporación expedita se enfrenta a procedimientos ordinarios diseñados para condiciones normales de operación.

En cuanto a la condición energética del sistema, en la siguiente gráfica se muestra el nivel agregado del embalse del SIN y su comparación con la senda de referencia del embalse definida en la Resolución CREG 026 de 2014.

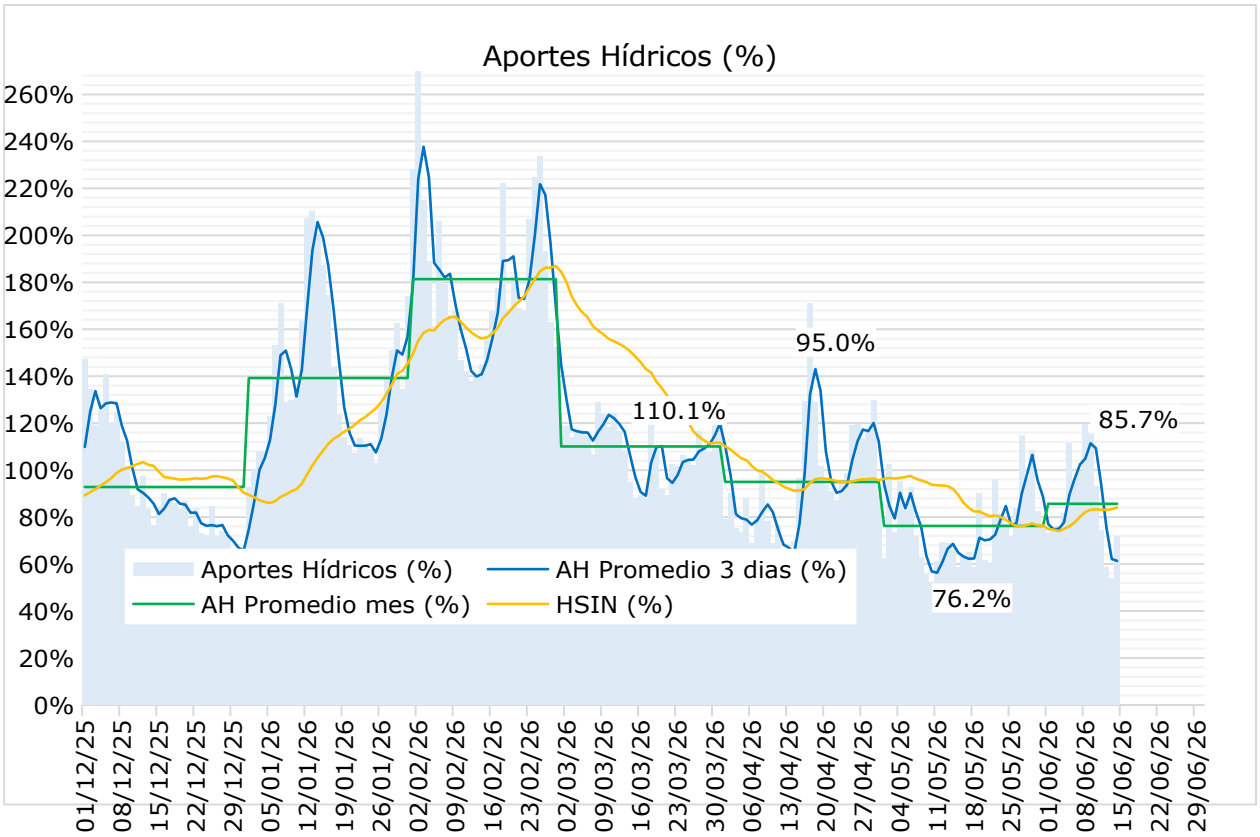


Fuente: Sinergox, cálculos CREG.

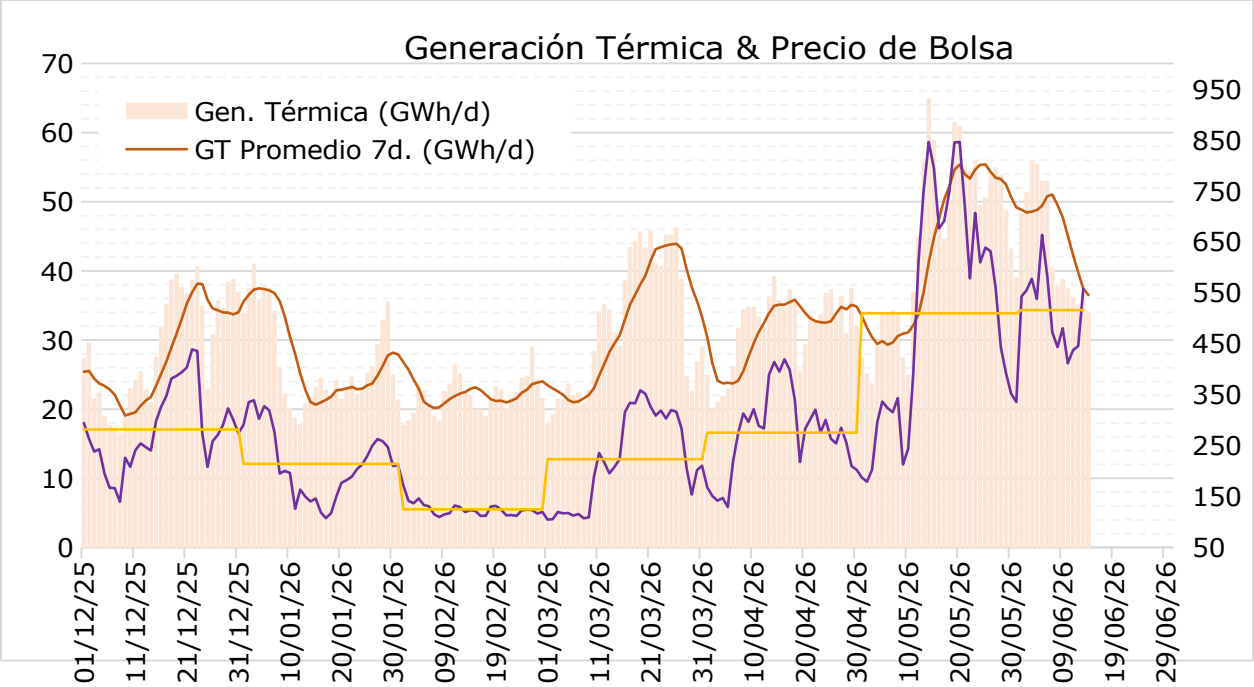
La variable del nivel agregado del embalse comparando su evolución histórica se presenta en la siguiente gráfica:



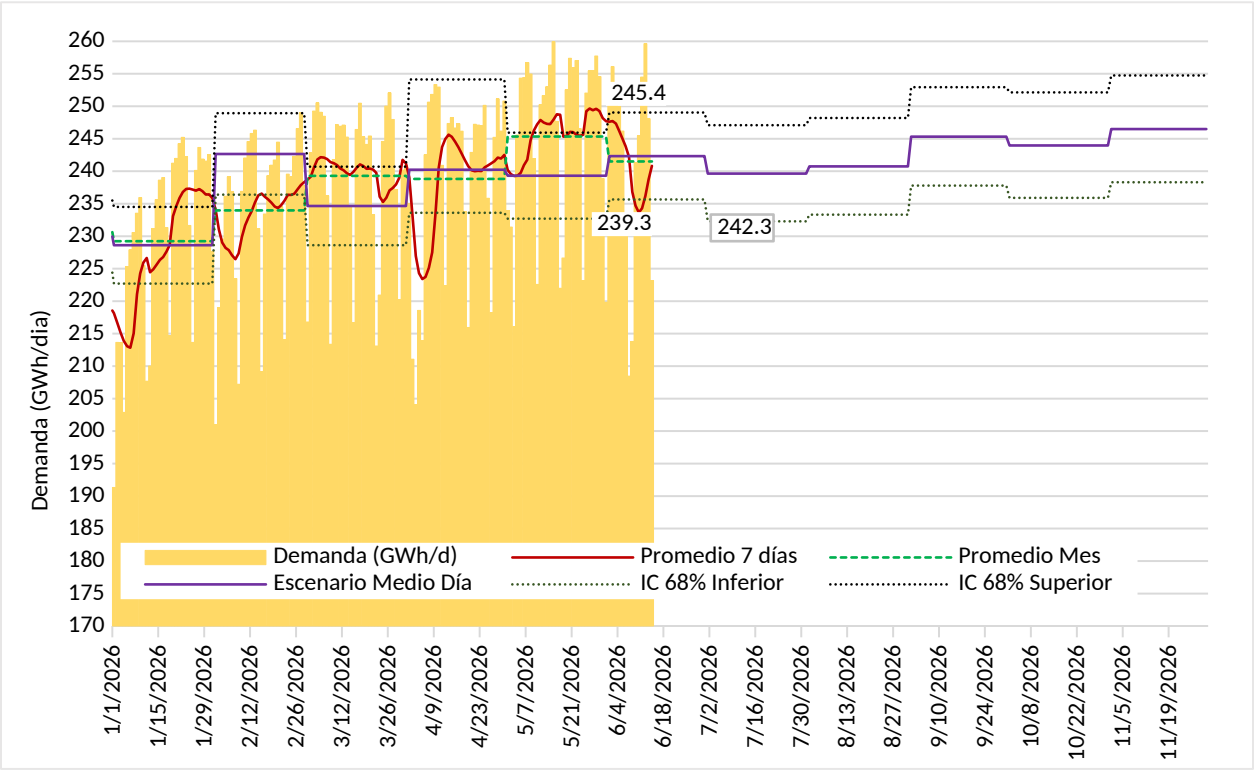
Los aportes hídricos respecto a la media histórica se presentan en la siguiente gráfica:



El comportamiento de la generación térmica en el último año se muestra en la siguiente gráfica:



Por otro lado, evolución de la demanda de energía en el SIN se presenta en la siguiente grafica.



D 901 381 2026 Por la cual se establecen medidas para autorizar la entrega de energía excedentaria de forma transitoria al Sistema Interconectado Nacional (SIN) aplicables en condiciones de hidrología que reduzcan significativamente la disponibilidad de recursos de generación.

Fuente: Sinergox, cálculos CREG.

Adicionalmente, mediante comunicación radicada bajo el número CREG E2026004116, el Centro Nacional de Despacho (CND) presentó a la Comisión recomendaciones orientadas a fortalecer la confiabilidad energética del SIN, señalando la conveniencia de establecer mecanismos regulatorios permanentes que permitan habilitar de forma anticipada y condicionada recursos de generación excedentaria y esquemas de flexibilidad de demanda, activables de manera oportuna ante señales de deterioro de las condiciones energéticas del sistema.

En particular, el CND resaltó que la experiencia observada en eventos históricos de estrechez energética ha demostrado que la gestión anticipada de las reservas energéticas y la emisión oportuna de señales regulatorias son determinantes para preservar la confiabilidad del sistema y reducir riesgos de desabastecimiento.

Por otro lado, y de acuerdo con la información técnica emitida por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se evidencia una alta probabilidad de desarrollo del fenómeno El Niño–Oscilación del Sur durante el segundo semestre de 2026, con una probabilidad inicial del 61% entre mayo y julio y superior al 90% a partir de septiembre, así como una posible intensidad moderada o fuerte hacia finales del año.

La evolución de este fenómeno puede generar reducciones significativas en las precipitaciones, incrementos en la temperatura ambiente y afectaciones sobre la disponibilidad del recurso hídrico, con impactos directos sobre la generación de energía eléctrica, especialmente aquella de origen hidráulico, y sobre las condiciones de seguridad y suficiencia del sistema eléctrico nacional.

En este contexto, la Comisión considera necesario evolucionar desde un esquema basado en medidas regulatorias transitorias y reactivas hacia un marco regulatorio permanente de activación condicionada, que permita disponer de herramientas regulatorias previamente definidas, con reglas claras y procedimientos preestablecidos, para fortalecer la seguridad en la

atención de la oferta y la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional.

2. INFORMACIÓN GENERAL

2.1. Participación de plantas menores y autogeneradores a gran escala en el Mercado de energía – Resoluciones CREG 086 de 1996 y 024 de 2015

Aquellos recursos de generación con una capacidad inferior a 20 MW son denominados "recursos no despachados centralmente" y de acuerdo con la regulación vigente, estos recursos tienen la opción de integrarse al despacho central, siempre y cuando cumplan con los requisitos normativos correspondientes.

Para este tipo de recursos, el Centro Nacional de Despacho verifica si las entregas de potencia promedio en período horario a la red es superior a 20 MW en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de treinta (30) días calendario consecutivos, sin que esta entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, en caso de superarla se modificará el valor de la capacidad efectiva o potencia máxima de la planta[1].

El nuevo valor corresponderá al promedio simple de la potencia promedio en período horario de las cinco primeras horas donde se superó el límite de 20 MW. Por lo tanto, la planta quedará sometida a las reglas aplicables para las plantas que son despachadas centralmente a partir del primer día del siguiente mes calendario y con una vigencia de seis meses.

Una regla similar también es aplicable a los autogeneradores a gran escala de acuerdo con el artículo 14 de la Resolución CREG 024 de 2015.

2.2. Asignación de capacidad de transporte

Con base en las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 el proceso para la conexión de generación, cogeneración, autogeneración y usuarios al Sistema Interconectado Nacional, SIN, debe contar con la

[1] Artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996

asignación de la capacidad de transporte que será utilizada por el proyecto, ya sea para entregar energía al sistema o para consumirla.

En la Resolución CREG 075 de 2021 se denominan proyectos clase 1 a los proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 174 de 2021, mientras que los proyectos clase 2 se refieren a los proyectos de conexión, o de modificación de condiciones de la conexión, de usuarios finales en los SDL.

La responsabilidad de la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética, (UPME), quien con base en las disposiciones regulatorias y el procedimiento elaborado por dicha entidad resuelve las solicitudes, asignando la capacidad de transporte cuando existe disponibilidad. En el caso de los proyectos de autogeneración menor a 5 MW, es el Operador de Red, OR, el que atiende las solicitudes de conexión de los interesados.

Con respecto a las disposiciones establecidas en las Resolución CREG 174 de 2021, los interesados en modificar la potencia máxima declarada deben cumplir los requisitos y plazos de la regulación ante el OR, quien resuelve las solicitudes tras evaluarlas.

2.3. Registro de frontera de generación

Para la entrega de energía al SIN, los agentes generadores deben contar con el registro de una frontera comercial de generación ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, en cumplimiento de las disposiciones previstas en la Resolución CREG 157 de 2011. Dicho proceso comprende el cumplimiento de requisitos técnicos, comerciales y operativos, así como etapas de validación y habilitación que garantizan la adecuada incorporación de nuevas fronteras al mercado de energía mayorista.

No obstante, los tiempos asociados al cumplimiento integral de este procedimiento, así como las exigencias relacionadas con la infraestructura de medición y sus especificaciones técnicas, pueden constituir una limitación para la incorporación oportuna de recursos de generación que actualmente no realizan entregas al sistema, pero que cuentan con capacidad excedentaria

disponible y podrían contribuir a fortalecer la suficiencia energética en escenarios de estrechez.

2.4. Requisitos mínimos de pruebas, Resolución CREG 101 104 de 2026

En la Resolución CREG 101 104 de 2026, se introdujo una actualización del marco técnico y operativo aplicable a plantas solares y eólicas conectadas al SIN, incluyendo conexiones al STN, STR y SDL. Su propósito principal es armonizar los requerimientos de conexión con la creciente participación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y fortalecer la operación segura del sistema.

A continuación, se presenta las principales actualizaciones de la presente resolución.

a) Actualización de requisitos de conexión

- Ajusta los criterios técnicos para la conexión de plantas solares y eólicas.
- Fortalece estándares de desempeño eléctrico y respuesta operativa.
- Armoniza requisitos entre niveles STN, STR y SDL.

b) Mayor supervisión operativa

- Exige capacidades de supervisión y monitoreo por parte de Operadores de Red.
- Refuerza la coordinación con el CND.
- Mejora la visibilidad operativa de los recursos renovables.

c) Ajustes en requerimientos técnicos

- Precisa obligaciones relacionadas con control de tensión, frecuencia y estabilidad.
- Define criterios de desempeño ante perturbaciones del sistema.

- Alinea la operación de plantas variables con estándares de confiabilidad.

d) Integración eficiente de renovables

- Facilita la incorporación ordenada de nueva generación solar y eólica.
- Reduce incertidumbre técnica en procesos de conexión.
- Promueve mayor estandarización regulatoria.

e) Fortalecimiento de confiabilidad del SIN

- Mejora la resiliencia operativa frente a una mayor penetración renovable.
- Mitiga riesgos de operación derivados de la variabilidad de estas tecnologías.
- Incrementa la seguridad energética del sistema.

2.5. Resolución CREG 101 040 de 2024

En la Resolución CREG 101 040 de 2024, la Comisión acordó expedir otras medidas transitorias para aumentar la oferta de energía ante el Fenómeno del Niño 2023-2024, las cuales se pueden resumir en:

a) Se permitieron desviaciones del programa de generación de plantas variables despachadas centralmente, aquellas de que trata la Resolución CREG 060 de 2019

- ❖ En todo caso, no los exoneraba de enviar su disponibilidad.

b) Se permitió una causal temporal y nueva de redespacho asociado a restricciones ambientales

- ❖ Se debía sustentar la restricción ambiental
- ❖ Debian continuar enviando datos del recurso para seguimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

- El CND debía informar a la SSPD los datos.
- Si no se podía cumplir el redespacho, se podía autorizar la desviación

c) Se permitió que las plantas pudieran iniciar pruebas solo cumpliendo reglas de protecciones y de frontera de generación

- Aplicaba a cualquier tamaño de planta e indistintamente de que hayan entrado o no en operación comercial.
- Se aclara que aplicaba a autogeneradores o cogeneradores sin excedentes para reducir su demanda del SIN. Debian cumplir al menos protecciones y frontera comercial.
- Si eran de Capacidad efectiva Neta mayor a 19,9 MW debían cumplir requisitos adicionales a los de protecciones y frontera comercial, los cuales fueron determinados por el CND; este los debe identificar y notificar.

Como resultado de aplicación de esta medida, se tuvo dos plantas que se acogieron al mecanismo, una de 4,9 MW y otra de 2 MW (Radicado CREG E2024013638).

2.6. Resolución CREG 101 031 de 2024

En la Resolución CREG 101 031 de 2024, la Comisión estableció otra medida acordando suspender, durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024, la obligación de toma de energía del sistema por parte de los Usuarios No Regulados (UNR), que se conectan al Sistema Interconectado Nacional, establecida en el literal b) del numeral 4.3.1 del Anexo 1 de la Resolución CREG 022 de 2001.

Con esta medida, los UNR del STN podrían consumir menos energía del SIN, sin incumplir las reglas antes citadas y la garantía asociada para la construcción de proyectos de expansión en el STN necesarios para la conexión de un usuario.

2.7. Resolución CREG 101 034 de 2024

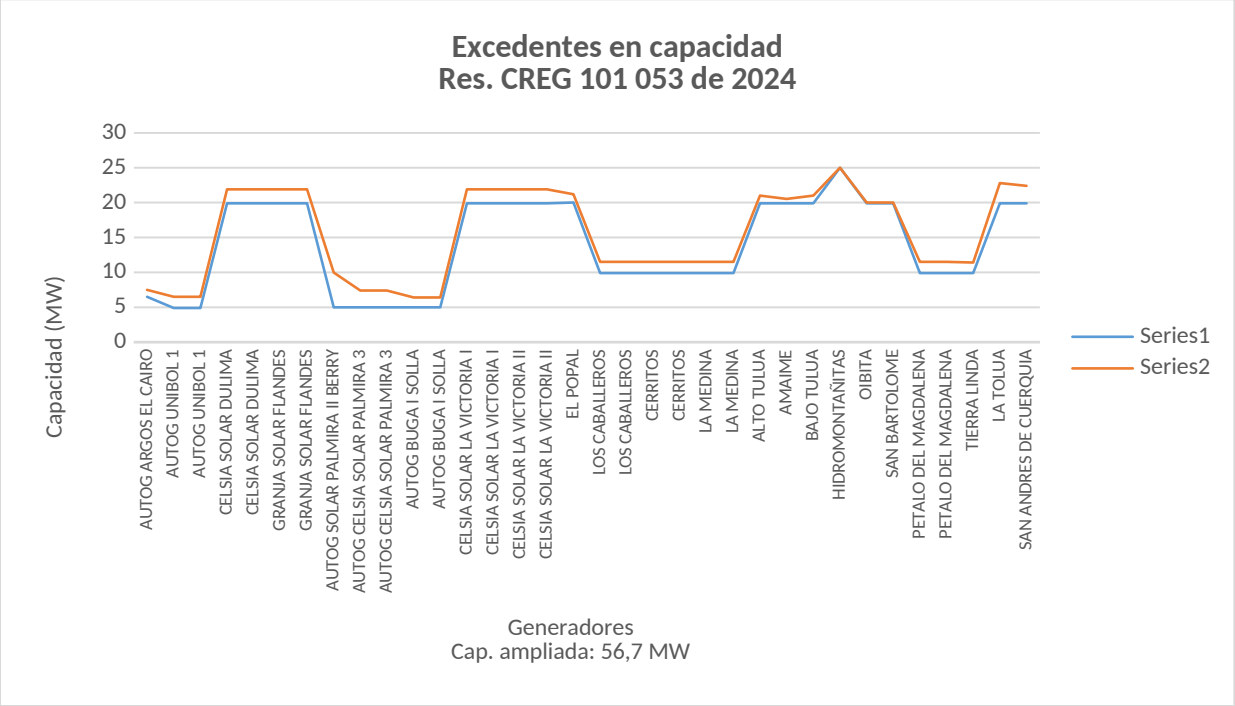
La aplicación de las medidas contenidas en la Resolución CREG 101 034 de 2024 resultó en un aumento de capacidad de 61,65 MW, según información recibida del CND, como lo podemos observar en la siguiente tabla, donde se evidencia que 25 plantas de generación ampliaron su capacidad adicionando al SIN 61,65 MW:

CATEGORÍA	NOMBRE DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA	CEN ANTERIOR	CEN NUEVA	CEN ADICIONAL
REGISTRO	POWER PLANT DRUMMOND	Térmica	0	19,9	19,9
REGISTRO	ECOPARQUE SOLAR BRISAS	Solar	0	4	4
AMPLIACIÓN	CERRITOS	Solar	9,9	11,5	1,6
AMPLIACIÓN	LA MEDINA	Solar	9,9	11,5	1,6
AMPLIACIÓN	LOS CABALLEROS	Solar	9,9	11,5	1,6
AMPLIACIÓN	AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	Solar	4,99	7,4	2,41
AMPLIACIÓN	CELSIA SOLAR DULIMA	Solar	19,9	21,9	2
AMPLIACIÓN	CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	Solar	19,9	21,9	2
AMPLIACIÓN	CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	Solar	19,9	21,9	2
AMPLIACIÓN	GRANJA SOLAR FLANDES	Solar	19,9	21,9	2
AMPLIACIÓN	AUTOG BUGA I SOLLA	Solar	4,9	6,4	1,5
AMPLIACIÓN	PETALO DEL MAGDALENA	Solar	9,9	11,5	1,6
AMPLIACIÓN	AUTOG UNIBOL	Térmica	4,9	6,5	1,6
AMPLIACIÓN	SAN BARTOLOME	Hidráulica	19,9	20	0,1
AMPLIACIÓN	OIBITA	Hidráulica	19,9	20	0,1
AMPLIACIÓN	EL POPAL	Hidráulica	19,9	21,1	1,2
AMPLIACIÓN	CALDERAS	Hidráulica	19,9	23,9	4
AMPLIACIÓN	BARROSO	Hidráulica	19,9	20,8	0,9
AMPLIACIÓN	EL MOLINO	Hidráulica	19,9	21,2	1,3
AMPLIACIÓN	SAN MATIAS	Hidráulica	19,9	21,2	1,3
AMPLIACIÓN	GUANAQUITAS	Hidráulica	9,5	10,04	0,54
AMPLIACIÓN	LUZMA I	Hidráulica	19,6	21,6	2
AMPLIACIÓN	LUZMA II	Hidráulica	19,6	21,6	2
AMPLIACIÓN	TIERRA LINDA	Solar	9,9	11,4	1,5
AMPLIACIÓN	LA TOLUA	Solar	19,9	22,8	2,9
				Total MW	61,65

2.8. Resolución CREG 101 053 de 2024

La CREG, mediante la Resolución CREG 101 053 de 2024, adoptó medidas regulatorias transitorias orientadas a atender un escenario de reducción atípica de aportes hídricos y disminución en los niveles de embalse del Sistema Interconectado Nacional, evidenciado durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2024, con el fin de preservar la suficiencia energética y contribuir a la recuperación de las reservas hídricas del sistema. Dentro de dichas medidas se incluyó la habilitación temporal de excedentes de generación, la flexibilización de requisitos para la declaración de plantas en

pruebas y la suspensión temporal de compromisos mínimos de consumo para usuarios no regulados conectados al Sistema de Transmisión Nacional.



La implementación de estas medidas evidenció que la incorporación ágil de capacidad excedentaria de generación y la flexibilización temporal de ciertas obligaciones regulatorias constituyen herramientas efectivas para fortalecer la confiabilidad energética del sistema y reducir el estrés operativo en escenarios de estrechez. Así como se muestra en la imagen anterior, se tuvo una ampliación de capacidad de 56,7 MW.

En este sentido, la experiencia derivada de la aplicación de la Resolución CREG 101 053 de 2024 la evidencia de involucrar regulatoriamente de mecanismos permanentes de activación condicionada, que permitan habilitar anticipadamente recursos adicionales de generación y herramientas de flexibilidad de demanda, bajo criterios objetivos y procedimientos previamente definidos, fortaleciendo la capacidad de respuesta del mercado ante escenarios de riesgo para la suficiencia y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

2.9. Resolución CREG 101 099 de 2026

En la Resolución CREG 101 099 de 2026, se introdujo la actividad de autogeneración remota aplicando las mismas reglas según su capacidad de plantas despachadas y no despachadas centralmente.

Esta resolución, básicamente, permite que usuarios que sean dueños de plantas de generación conectadas directamente al sistema se les regrese por la energía generada en tiempo real que a lo sumo iguale su demanda el concepto del CERE. Es decir, recupera el valor que se pagaría por confiabilidad por estar autoentregando su propia energía de confiabilidad en tiempo real.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Esta sección presenta los resultados de la metodología seguida de análisis de impacto normativo (AIN), en la que, como primer paso se contempla identificación del problema partiendo de los análisis presentados en el numeral 2. Para ello, es necesario establecer cuáles son las consecuencias visibles del problema y posteriormente sus causas.

3.1. Consecuencias

Las consecuencias identificadas son las siguientes:

- Mayor vulnerabilidad del SIN frente a eventos de estrechez energética asociados a condiciones hidrológicas adversas.
- Menor capacidad de respuesta oportuna para incorporar generación adicional disponible.
- Posible subutilización de recursos energéticos existentes, como excedentes adicionales de autogeneración y Plantas No Despachadas Centralmente.
- Mayor presión sobre los embalses y recursos hidráulicos en escenarios de menor hidrología.
- Aumento de costos operativos del sistema por menor flexibilidad de oferta y demanda.

3.2. Causas

Las causas identificadas son las siguientes:

- Probabilidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño durante el segundo semestre de 2026, con posible intensificación hacia final de año lo que lleva a una reducción de aportes hídricos y niveles de embalse.
- Dependencia del SIN de la generación hidráulica, lo que incrementa la exposición del sistema a variaciones hidrológicas.
- Los procedimientos para activar excedentes de autogeneración, PNDC y mecanismos de flexibilidad de demanda se ha aplicado de forma reactiva.
- Claridad de mecanismos regulatorios permanentes y anticipados para activar recursos adicionales en escenarios previsibles de estrechez energética.

3.3. Problema

Un posible riesgo de desatención de la demanda de energía durante el segundo semestre del año ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño que conlleva bajos aportes hidrológicos y genera presión sobre el almacenamiento de energía en los embalses.

4. OBJETIVO

Los objetivos identificados frente a la problemática identificada son los siguientes:

4.1. Objetivo general

Asegurar el abastecimiento de energía a la demanda del Sistema Interconectado Nacional de forma eficiente y atendiendo los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad.

4.2. Objetivo específico

Establecer mecanismos regulatorios permanentes orientados a fortalecer la seguridad en la atención de la demanda del SIN, mediante la habilitación de medidas de flexibilidad de oferta y demanda aplicables en condiciones de hidrología que reduzcan significativamente la disponibilidad de recursos de generación hidráulica.

4.3. Objetivos operativos

Los objetivos operativos son los siguientes:

i) Establecer condiciones regulatorias que faciliten la incorporación temporal y ágil de recursos adicionales de generación disponibles en el sistema, especialmente excedentes de autogeneración y de PNDC o plantas que ese por empezar el proceso de pruebas, empleando como base las medidas de la Resolución CREG 101 053 de 2024.

ii) Incorporar herramientas regulatorias de flexibilidad de demanda que contribuyan a la gestión eficiente de la suficiencia energética en escenarios de riesgo empleando como base las medidas de la Resolución CREG 101 053 de 2024.

iii) Definir un esquema de activación coordinada de medidas extraordinarias con base en análisis técnicos y recomendaciones del CND y el CNO.

5. ALTERNATIVAS

Con el fin de adoptar medidas frente al problema planteado,

5.1. Alternativa 1 – Mantener las condiciones actuales

Mantener las condiciones actuales

5.2. Alternativa 2 – Retomar las acciones de la Resolución CREG 101 053 de 2024 incorporándolas de manera permanente en la regulación

De los análisis y antecedentes presentados en las secciones previas se puede resaltar:

a) La Comisión ha adoptado medidas reactivas frente a fenómenos de El Niño previos.

b) Se proyecta la posible ocurrencia de El Niño en el segundo semestre

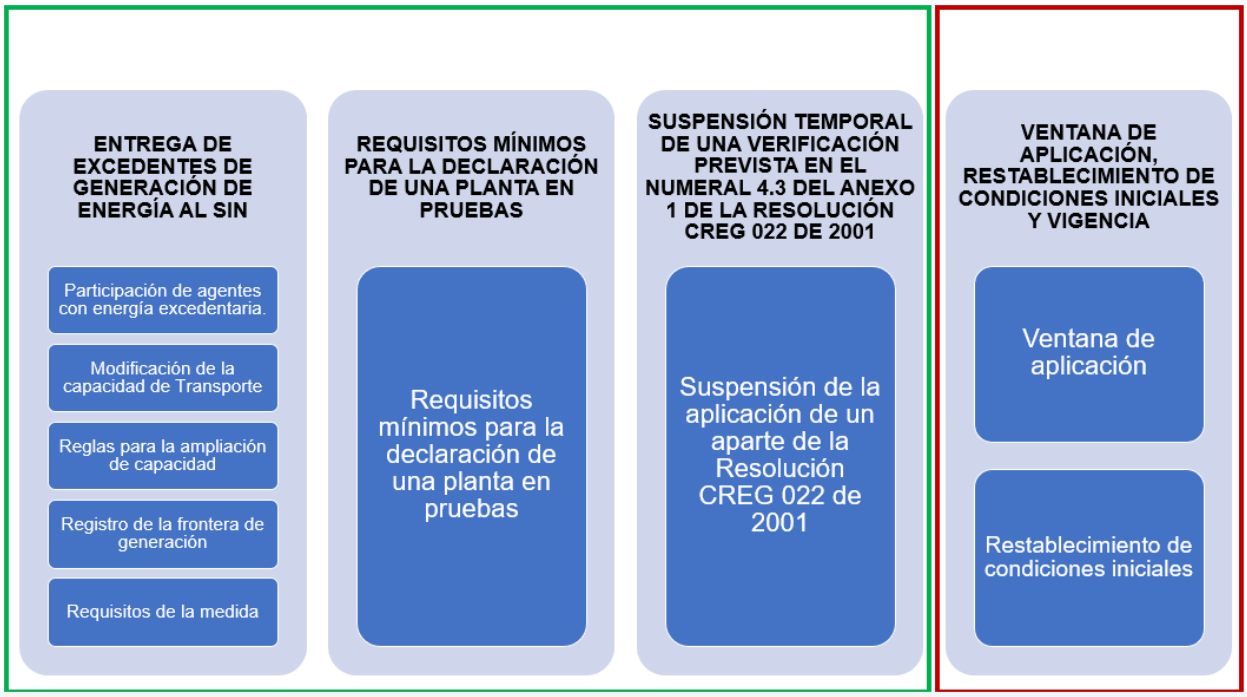
c) Existen recomendaciones técnicas del CND y análisis en curso en la CACSSE que evidencian la necesidad de acciones anticipadas.

d) Se identifica la necesidad de establecer una regla permanente, con activación transitoria y condicionada, bajo un enfoque preventivo.

e) Como referencia, se pueden tomar las medidas transitorias implementadas en la Resolución CREG 101 053 de 2024, como base para el diseño del nuevo esquema regulatorio.

La alternativa 2 se estructura en tres medidas que, buscan dar respuesta a la problemática identificada y contribuir al logro de los objetivos propuestos.

A continuación, se presenta en resumen la alternativa seleccionada.



En conjunto, estas medidas permiten minimizar la posible afectación en situaciones de bajos aportes hidrológicos y genera presión sobre el almacenamiento de energía en los embalses, facilitando la coordinación de la habilitación de medidas de flexibilidad de oferta y demanda.

Análisis respecto al mecanismo de activación

Para la formulación de las de la activación del mecanismo, se identifican dos alternativas:

Alternativa a: Establecer un esquema regulatorio que habilite al CND para adoptar y ejecutar de manera integral la activación de las medidas extraordinarias previstas para la atención de escenarios de estrechez energética, con base en su monitoreo permanente, evaluación operativa y análisis de las condiciones de suficiencia y confiabilidad del SIN.

Bajo esta alternativa, el CND contaría con la facultad de determinar de forma oportuna el momento de inicio, alcance y duración de la aplicación de dichas medidas, atendiendo criterios técnicos asociados a la evolución de la hidrología, disponibilidad de recursos de generación, niveles de embalse, balance oferta-demanda y demás variables críticas del sistema, con el

propósito de fortalecer la capacidad de respuesta operativa y contribuir a la continuidad y seguridad en la atención de la demanda de energía.

Alternativa b: Establecer un mecanismo regulatorio de activación de medidas extraordinarias cuya decisión corresponda a la Comisión, con fundamento en las recomendaciones técnicas independientes, debidamente motivadas y soportadas, presentadas por el CND y el CNO.

Bajo este esquema, la Comisión evaluaría dichas recomendaciones junto con sus propios análisis regulatorios y energéticos para determinar la pertinencia, alcance y duración de la activación de las medidas, garantizando una decisión integral, técnica y coordinada frente a escenarios de estrechez energética o riesgos para la confiabilidad del SIN. La decisión de activación, así como su eventual prórroga, reducción o finalización, sería informada mediante circular de la Dirección Ejecutiva de la CREG, otorgando certeza regulatoria, transparencia y previsibilidad a los agentes del mercado.

6. ANÁLISIS DE IMPACTOS

Los análisis de los impactos de las alternativas plantadas se muestran a continuación:

6.1. Alternativa 1 – Mantener las condiciones actuales

Mantener las condiciones actuales, puede llevar a desaprovechar recursos de generación y posibles reducciones de demanda.

6.2. Alternativa 2 – Retomar las acciones de la Resolución CREG 101 053 de 2024 incorporándolas de manera permanente en la regulación

Desde el enfoque cualitativo, la alternativa propuesta contribuirá a fortalecer la oferta del sistema, favoreciendo el mantenimiento adecuado del nivel del embalse y mejorando la capacidad de respuesta ante escenarios de variabilidad climática. Esto permitirá garantizar una atención más segura y confiable de la demanda, especialmente frente a la posible ocurrencia del fenómeno del Niño, reduciendo la vulnerabilidad del sistema y promoviendo una mayor estabilidad en el suministro.

En otras oportunidades, se han implementado medidas orientadas al aumento de la capacidad de generación, alcanzando incrementos de 61,62 MW y 56,7 MW, lo que evidencia la importancia de continuar desarrollando acciones que fortalezcan la confiabilidad y resiliencia del sistema energético.

Mecanismo de activación

Respecto al mecanismo de la activación se analizaron los siguientes impactos de acuerdo con cada una de las alternativas:

Alternativa 1

Del análisis de la alternativa en habilitar al CND para decidir y ejecutar de manera autónoma la activación de medidas extraordinarias, se identifican impactos institucionales, regulatorios y de gobernanza que desaconsejan su adopción como alternativa definitiva.

a) Concentración de funciones con efectos regulatorios

La atribución al CND de la facultad de activar medidas con impacto en las condiciones de participación de agentes y operación del mercado implica trasladar decisiones con alcance regulatorio a una instancia eminentemente operativa, lo cual podría desdibujar la distribución funcional entre regulación y operación del sistema.

b) Menor coordinación institucional y sectorial

La toma de decisión centralizada en el CND podría limitar la incorporación formal de análisis independientes y complementarios por parte del CNO y de la propia Comisión, reduciendo la visión integral requerida para este tipo de decisiones.

c) Riesgos de percepción sobre neutralidad e imparcialidad

Concentrar esta facultad en el operador podría generar cuestionamientos sobre neutralidad, transparencia y suficiencia de los criterios utilizados.

d) Reducción de la seguridad jurídica y regulatoria

La activación de medidas extraordinarias mediante decisiones operativas directas podría introducir mayores niveles de incertidumbre regulatoria para los agentes, afectando la previsibilidad necesaria para la planeación operativa, comercial y de inversión.

e) Necesidad de ajustes normativos adicionales

La implementación de esta alternativa requeriría revisar y redefinir el alcance de las funciones del CND dentro del marco vigente, lo cual podría generar complejidades jurídicas e institucionales adicionales.

Si bien esta alternativa podría mejorar la velocidad de respuesta operativa, los impactos asociados a concentración funcional, menor coordinación institucional, reducción de seguridad regulatoria y afectación del balance entre regulación y operación hacen recomendable optar por un esquema de activación coordinada, con decisión final en cabeza de la Comisión y soporte técnico independiente del CND y del CNO.

Alternativa 2

Del análisis de la alternativa en establecer un mecanismo regulatorio de activación de medidas extraordinarias cuya decisión corresponda a la Comisión, con fundamento en recomendaciones técnicas independientes del CND y del CNO, se identifican impactos positivos que la hacen la opción más adecuada para atender escenarios de estrechez energética de manera preventiva, coordinada y técnicamente soportada.

a) Mayor solidez técnica en la toma de decisiones

La incorporación de análisis y recomendaciones independientes del CND y del CNO permite enriquecer el proceso decisorio con visiones complementarias de carácter operativo y técnico, fortaleciendo la calidad y robustez de la evaluación regulatoria.

b) Mejor coordinación institucional del sector

El esquema promueve la articulación entre los principales actores técnicos y regulatorios del sector eléctrico, facilitando decisiones coordinadas y consistentes frente a escenarios de riesgo energético.

c) Mayor transparencia y trazabilidad del proceso de activación

La formalización de la activación mediante circular de la Dirección Ejecutiva de la CREG permite dejar evidencia clara de las razones, alcance, plazo y condiciones de aplicación de las medidas, fortaleciendo la trazabilidad y publicidad de las decisiones.

d) Activación basada en criterios objetivos y soportados

La decisión de la Comisión se soporta en análisis energéticos, condiciones hidrológicas y variables críticas del sistema, lo que permite que la activación responda a criterios objetivos y verificables.

e) Flexibilidad regulatoria para ajustar la duración de las medidas

El esquema permite a la Comisión reducir, prorrogar o finalizar las medidas según la evolución de las condiciones energéticas, facilitando una gestión dinámica y proporcional frente al riesgo identificado.

f) Fortalecimiento preventivo de la confiabilidad energética

La existencia de un mecanismo permanente y anticipado mejora la capacidad del sistema para responder preventivamente ante escenarios previsibles de estrechez energética, reduciendo riesgos de desabastecimiento y estrés operativo.

Por lo anterior, la Alternativa 2 nos permite cumplir con el objetivo del presente proyecto de resolución ya que, ofrece un balance adecuado entre capacidad de reacción, soporte técnico, coordinación institucional y seguridad regulatoria, por lo cual resulta la opción más idónea para incorporar mecanismos permanentes de activación condicionada orientados a fortalecer la confiabilidad y resiliencia del Sistema Interconectado Nacional frente a escenarios de estrechez energética.

7. ANÁLISIS DE COMENTARIOS

Luego del periodo de consulta del Proyecto de Resolución CREG 701 126 de 2026, se allegaron los siguientes comentarios por los siguientes remitentes:

Radicado	Entidad
E2026007425	OGE
E2026007921	XM
E2026008015	UPME
E2026008029	Celsia
E2026008053	EPM
E2026008059	Ecopetrol
E2026008060	Santafenergy
E2026008066	Gecelca
E2026008070	Cedenar
E2026008071	Andesco

Radicado	Entidad
E2026008073	Asocodis
E2026008075	Enel
E2026008077	Acolgen
E2026008078	Intercolombia
E2026008079	EEP
E2026008080	Promigas
E2026008083	EBSA
E2026008091	Smarten
E2026008115	Aciem

A continuación, se presenta un análisis de los principales comentarios con su respectivas respuestas y cambios. De igual manera, se anexa el documento con los comentarios completos y su respuesta.

Comentarios	Respuesta
Grupo 1: Plantas Despachadas Centralmente • Teniendo en cuenta las condiciones que se anticipan en el sistema de cara a la eventual materialización en el verano 2026-2027 de condiciones de El Niño, consideramos pertinente que la Comisión evalué la posibilidad de extender las medidas incluidas en el proyecto de resolución respecto a plantas solares, eólicas y térmicas despachadas centralmente, con sujeción a que se pueda identificar la viabilidad técnica de utilización inmediata de capacidad de transporte adicional una vez la UPME pueda aprobar, con base en los análisis presentados por el interesado y los suyos propios, que es factible tal	Se aceptó el comentario presentado y, en consecuencia, se ajustó el texto de la resolución definitiva para permitir que las plantas despachadas centralmente puedan entregar energía adicional de manera transitoria. Esta posibilidad se incorpora teniendo en cuenta la recomendación del CND y siempre que no se comprometa la operación segura, confiable y con calidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, se señala que, aunque en la Resolución CREG 101 053 de 2024 no se incluyeron las PDC por consideraciones de confiabilidad, actualmente se están evaluando medidas operativas adicionales, especialmente en función de los niveles de los embalses y de la

Comentarios	Respuesta
entrega de energía adicional durante la temporalidad de la medida. • La participación en la entrega de energía excedentaria se circunscribe únicamente a Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC), cogeneradores y autogeneradores, con y sin entrega de excedentes, que cuenten con una capacidad instalada superior a 1 MW. No obstante, consideramos que la medida podría extenderse también a los recursos despachados centralmente que, en condiciones excepcionales de estrechez energética, puedan poner a disposición del sistema energía adicional frente a la declarada en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), siempre que dicha disponibilidad sea objeto de validación técnica previa por parte del CND, garantizando una operación segura y confiable del SIN. En este sentido, solicitamos evaluar la inclusión de una disposición que permita a los recursos despachados centralmente declarar y entregar, de manera temporal y condicionada, disponibilidad adicional a la registrada en el MEM, sin que ello implique automáticamente una modificación permanente de sus parámetros técnicos, de su Capacidad Efectiva Neta o de su potencia máxima declarada, ni la exigencia automática de pruebas adicionales, salvo aquellas que el CND considere estrictamente necesarias para verificar la disponibilidad real del recurso y preservar la seguridad operativa del sistema. • Actualmente existen plantas de este tipo que cuentan con una capacidad	composición de la matriz de generación.

Comentarios	Respuesta
instalada superior a la registrada en el sistema y podrían estar dispuestas a ofrecer estos excedentes al sistema. En ese sentido, consideramos conveniente extender las disposiciones establecidas en la propuesta regulatoria estas plantas. • En consecuencia, las Plantas Despachadas Centralmente (PDC) no se encuentran dentro del ámbito de aplicación de la propuesta. Si bien entendemos que el objetivo principal del proyecto es habilitar recursos que actualmente enfrentan limitaciones regulatorias o procedimentales para aportar energía adicional al sistema, consideramos pertinente que la Comisión evalúe la posibilidad de incorporar mecanismos que permitan la participación de las Plantas Despachadas Centralmente que cuenten con capacidad adicional disponible y cuya incorporación resulte técnica y operativamente viable, siempre que se garantice una operación, segura y confiable validada por parte del CND previamente. Lo anterior teniendo en cuenta que, en escenarios de estrechez energética asociados a fenómenos como El Niño, estos recursos podrían contribuir a incrementar la disponibilidad de energía para el sistema y complementar las medidas de flexibilidad contempladas en la propuesta. En este sentido, estimamos conveniente que la Comisión analice los criterios técnicos, operativos y regulatorios que justificaría su eventual participación y valore la pertinencia de ampliar el alcance del mecanismo	

Comentarios	Respuesta
o incorporar herramientas específicas que permitan aprovechar este tipo de recursos cuando las condiciones del sistema así lo requieran. Ahora bien, en caso de mantenerse la exclusión propuesta, sugerimos incluir en el documento soporte las razones técnicas y regulatorias que sustentan esta decisión.	
Grupo 2: Autogeneración remota • En relación con los agentes con posibilidad de entrega de energía excedentaria que se mencionan en el proyecto, recomendamos a la CREG dejar explícito si tal opción está contemplada para Autogeneradores Remotos o Productores marginales Remotos de los que trata la Resolución CREG 101 099 de 2026, en cuyo caso se debería dejar explícito en la resolución definitiva incluyendo si para estos casos se deben considerar aspectos particulares.	La propuesta también le es aplicable a los autogeneradores remotos dado que, a estos para efectos de la conexión, operación y comercialización de la energía entregada al sistema, dependiendo de su tamaño pueden ser tratados plantas no despachadas centralmente. Se realizará la precisión en el texto de la resolución.
Grupo 3: Plantas de emergencia • De acuerdo con el ámbito de aplicación, solo se pueden acoger a esta medida las plantas que cumplan con i) se encuentren conectadas al SIN; y ii) tengan capacidad instalada superior a 1 MW. No obstante, en el sistema se presenta la disponibilidad de una serie de plantas de generación que hoy no están conectadas al sistema, pero se encuentran disponibles para aportar energía térmica al sistema, como sistemas	Se acepta el comentario y se ajusta en la resolución, adicionando un parágrafo.

Comentarios	Respuesta
de plantas de respaldo que ya tienen una conexión física a través de un usuario. En ese sentido, sugerimos incluir en el ámbito de aplicación las plantas de generación que pueden conectarse al sistema, condicionado a que previamente cumplan con los requisitos mínimos para ello, como es el estudio de coordinación de protecciones y los que se han definido para plantas que pueden entrar en estado de pruebas	
Grupo 4: Tiempos • Se sugiere modificar el tiempo de publicación y definición del procedimiento, dado que se debe considerar el tiempo de comentarios y respuestas, así como la elaboración del mismo, por lo cual se sugiere un tiempo de 2 meses o 60 días calendario. • Literal a) -Trámite de Solicitudes ante la UPME. Se le está otorgando a la UPME un plazo de hasta un mes, a partir de la entrada en vigencia de la Resolución final, para que defina y publique el procedimiento, los requisitos y los plazos que los interesados deberán presentar con la solicitud de ampliación temporal de capacidad de transporte. Al respecto, consideramos que este plazo se debe reducir, puesto que las actuales condiciones climáticas y el nivel de los embalses ameritan	Respecto a la ampliación del plazo, la propuesta toma como referencia la Resolución CREG 101 053 de 2024 en la cual se definió el mismo plazo y a partir del cual la UPME expidió la Resolución UPME 873 de 2024. Dado lo anterior, no se considera necesario ampliar el plazo en 60 días calendario, sin embargo, ajusta el plazo a 10 días hábiles dado que se incorporan las plantas despachadas centralmente y los autogeneradores en el alcance de la resolución. Adicionalmente, el proyecto se enmarca en las acciones para la atención de la demanda ante la posible ocurrencia del fenómeno de El Niño en el segundo semestre del presente año.

Comentarios	Respuesta
que los procesos se realicen en el menor tiempo posible para que los agentes con excedentes entreguen la energía rápidamente y, de esta forma, se haga un uso más eficiente de los recursos energéticos. De hecho, y acorde con la Resolución CREG 101 034 de 2024 –"Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al SIN"-, a la UPME se le dio un plazo de 5 días hábiles para la publicación de un procedimiento similar, así que este procedimiento ya se debe encontrar desarrollado y solo haría falta su actualización en función de los últimos cambios normativos. Por tanto, consideramos que esta experiencia hacer viable la propuesta de disminuir este plazo.	
Grupo 5: Tiempos • En este artículo se establece: "Para los interesados, cuyas plantas hayan tenido concepto favorable de coordinación de protecciones emitido por el transportador durante el año anterior a la vigencia de la presente resolución (…)." Al respecto, sugerimos a la CREG aclarar que la mención a "durante el año anterior a la vigencia de la	Se ajusta el texto de la resolución para indicar que el periodo de tiempo son los últimos doce meses a la expedición de la norma

Comentarios	Respuesta
presente resolución" se refiere a los 365 días anteriores a la fecha de entrada en vigencia de la resolución que se emita.	
Grupo 6: Tiempos • En el literal b) del artículo 6 del proyecto de resolución se lee: "El agente que solicite el registro no estará obligado a cumplir con los requisitos señalados en los numerales 4 y 5 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011, siempre que la activación para la entrega de excedentes tenga una duración inferior a seis (6) meses. En caso de que dicha activación supere este término, el agente deberá cumplir con los requisitos conforme a la regulación vigente" Al respecto, sugerimos a la CREG establecer las reglas para asegurar el cumplimiento de este artículo, dejando explícito el sentido de aplicación de lo siguiente que se encuentra en el párrafo citado: "En caso de que dicha activación supere este término, el agente deberá cumplir con los requisitos conforme a la regulación vigente". Esto por cuanto no es claro en qué momento debe exigirse el cumplimiento de los citados numerales del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 ni como se armoniza con el	Se ajusta el texto de la resolución incluyendo el plazo máximo para el cumplimento de la regulación cuando la activación de la medida sea superior a seis meses.

Comentarios	Respuesta
parágrafo de este artículo si la activación para la entrega de excedentes llega a tener una duración que supera los seis (6) meses.	
Grupo 7: Tiempos • Se exige dar respuesta sobre el concepto de coordinación de protecciones en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles. La coordinación de protecciones es crítica para evitar disparos en cascada en los circuitos de distribución de CEDENAR ante fallas en la planta del autogenerador. Cinco días resulta insuficiente para validar los ajustes de relés y la selectividad de las protecciones en puntos de conexión complejos. Propuesta: Unificar este plazo con el de la verificación técnica (propuesto en 15 días) o establecer un plazo mínimo de diez (10) días hábiles exclusivos para el concepto de protecciones, permitiendo que la empresa garantice la seguridad de sus activos y la de los operarios de red. • Respecto al plazo máximo de cinco (5) días hábiles otorgado al transportador para emitir el concepto favorable sobre la coordinación de protecciones eléctricas, reiteramos la importancia de equilibrar la agilidad de los trámites con la seguridad del Sistema	Se acepta el comentario y se modifica en la resolución aumentando el plazo.

Comentarios	Respuesta
Interconectado Nacional (SIN). De este modo, señalamos que la viabilidad operativa de emitir un concepto riguroso en un término reducido está intrínsecamente condicionada a la calidad técnica de la información entregada por el promotor. Por ello, si se pretende que el OR ejecute, asuma o subsane las falencias de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones de los interesados, el cumplimiento del plazo previsto resulta operativamente inviable. Por tanto, sugerimos a la Comisión precisar en el texto definitivo que la exigibilidad de este término se circunscribe a la revisión de estudios radicados a satisfacción del OR. Adicionalmente, y para garantizar que la inyección de flujos adicionales no comprometa en ningún escenario la selectividad de las protecciones, consideramos pertinente que la regulación prevea una diferenciación prudencial en los tiempos de evaluación. Si bien un trámite expedito resultaría idóneo para la confirmación de conceptos preexistentes -como acertadamente lo contempla el proyecto para aquellos emitidos en el último año-, el rigor técnico exigido para analizar proyectos nuevos amerita que la norma reconozca un margen de tiempo	

Comentarios	Respuesta
operativo que sea proporcional a la complejidad del análisis, evitando así la consolidación de riesgos sobre la red.	
Grupo 8: verificación • En consecuencia, solicitamos evaluar la eliminación de la restricción asociada al plazo de seis meses o establecer una ventana en la que se permita al agente manifestar el periodo durante el cual participará en el mecanismo. De esta manera, solo en aquellos casos en que el agente decida participar por un periodo superior al que resulte de la modificación propuesta se exigiría el cumplimiento integral de los requisitos previstos en la Resolución CREG 157 de 2011, preservando así el carácter flexible, temporal y voluntario de la medida.	Se flexibiliza la parte de verificación de la firma de verificación.
Grupo 9: Coordinación de protecciones • "Los generadores, cogeneradores o autogeneradores que no hayan entrado en operación comercial y que no tengan los requerimientos suficientes para declararse en inicio de pruebas, podrán declararse temporalmente en inicio de pruebas entregando su energía disponible". "1) Precisar que la declaración temporal en inicio de pruebas no exime del cumplimiento de los	Se ajusta a que el CND debe dar concepto positivo para iniciación de pruebas, por lo cual, se debe tener conceptos favorables de la coordinación de protecciones. Se ajusta el texto de la resolución incluyendo las precisiones solicitadas.

Comentarios	Respuesta
requisitos mínimos del Código de Conexión que protegen la seguridad operativa y la integridad de los activos del STN, manteniendo como condición indispensable y no excepcionable el concepto favorable de coordinación de protecciones del literal a) del Artículo 8. 2) Definir expresamente la entidad que autoriza la declaración temporal en inicio de pruebas (CND) cuando el transportador no pueda emitir concepto por incompletitud de requisitos. 3) Establecer un régimen de responsabilidad que precise que el transportador no asume las consecuencias de los eventos derivados de la operación de plantas habilitadas sin el lleno de dichos requisitos." • Coordinación de protecciones El proyecto establece la necesidad de contar con un concepto favorable de coordinación de protecciones por parte del transportados al que se conecta el recurso de generación para su participación en el mecanismo. Sin embargo, consideramos necesario que en el articulado final se deje explícito el carácter obligatorio y fundamental de este requisito, así como su alcance dentro del proceso de habilitación de los recursos, con el fin de evitar	

Comentarios	Respuesta
interpretaciones que puedan generar riesgos para la operación segura del sistema.	
Grupo 9: Trámites • Sugerimos a la CREG hacer explícito en Resolución definitiva que la entrega de excedentes en los términos planteados solo podrá ser realizada una vez se hayan completado los trámites y el registro en el ASIC y CND de los cambios. Asimismo, sugerimos aclarar que las disposiciones contenidas en el parágrafo del artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996 y el artículo 14 de la Resolución CREG 024 de 2015 no serán aplicadas a partir de la fecha de finalización de los trámites ante el ASIC y CND. • En el literal d) de este artículo se establece que el ASIC no deberá dar aplicación a lo dispuesto en los artículos 6 y 7 de la Resolución CREG 157 de 2011 por lo que sugerimos dejar explícito que en caso de que algún agente interesado manifieste alguna observación al posible registro de tal frontera, el ASIC procederá con el registro correspondiente sin perjuicio de que tales observaciones sean puestas en conocimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.	Se ajusta el texto de la resolución incluyendo las precisiones solicitadas Se ajusta el texto de la resolución incluyendo la precisión solicitada

Comentarios	Respuesta
Grupo 10: Requisitos de medida • En cuanto a los requisitos de la medida establecidos en el artículo 7, sugerimos a la CREG dejar explícito que en estos casos se deberá contar con medida horaria y el reporte de lecturas se debe realizar en los mismos plazos de las fronteras de generación según se establece en el Código de Medida1 . Lo anterior, debido a que no existe un procedimiento que permita convertir en horarias las lecturas reportadas como el consolidado de un día o de un mes para reflejar tales valores en la liquidación horaria de las Transacciones del Mercado.	Se ajusta el texto de la resolución señalando que el reporte mensual que se realiza corresponde a lecturas horarias
Grupo 11: Usuarios No Regulados • Se sugiere verificar la pertinencia de ampliar el ámbito de aplicación para incluir a los Usuarios No Regulados conectados al STR, dado que el proyecto de resolución únicamente hace referencia a los Usuarios No Regulados conectados al STN, lo que podría generar exclusiones no justificadas para usuarios con características operativas similares. Adicionalmente, se sugiere aclarar la forma de participación de los Usuarios No Regulados dentro de los mecanismos contenidos dentro del proyecto de resolución	Se incluirá en el proyecto de resolución en la versión final la exclusión de la obligación del literal b) del numeral 2.2.1 del Anexo general de la Resolución CREG 024 de 2015 para mantener un criterio uniforme.
Grupo 12: Anexo 1	La propuesta también le es aplicable

Comentarios	Respuesta
• En relación con los agentes con posibilidad de entrega de energía excedentaria que se mencionan en el proyecto, recomendamos a la CREG dejar explícito si tal opción está contemplada para Autogeneradores Remotos o Productores marginales Remotos de los que trata la Resolución CREG 101 099 de 2026, en cuyo caso se debería dejar explícito en la resolución definitiva incluyendo si para estos casos se deben considerar aspectos particulares.	a los autogeneradores remotos dado que, a estos para efectos de la conexión, operación y comercialización de la energía entregada al sistema, dependiendo de su tamaño pueden ser tratados plantas no despachadas centralmente. Se realizará la precisión en el texto de la resolución. Se ajusta el Anexo 1 para alinearlo con los proyectos de 1 a 5 MW y la resolución CREG 101 099 de 2026.
Grupo 13: Remuneración • Remuneración a la energía entregada al sistema. Es preciso que se indique claramente cuál es el mecanismo de reconocimiento de esta energía, es decir, a qué precios se les pagará a los agentes por la energía excedentaria entregada. Si bien en el Artículo 3 de la propuesta regulatoria se indica que a esta energía se le aplicará la reglamentación vigente para las plantas no despachadas centralmente, consideramos que ante los últimos cambios regulatorios aplicables a la autogeneración y ante la propuesta presentada en el numeral anterior, se debe indicar específicamente la remuneración a la que tendrán derecho estos agentes por la energía entregada.	No es necesaria la precisión en el texto, hoy en día en la regulación vigente cada tipo de planta tiene la norma específica que señala la remuneración correspondiente por la energía que entrega. Además, también depende si es despachada centralmente o no despachada centralmente.

8. PROPUESTA

Aún con los cambios presentados posterior al análisis de los comentarios presentados en la sección anterior, el análisis de impacto se mantiene respecto del proyecto en consulta, dado que, los ajustes incluidos también mantienen el mismo objetivo presentado.

En resumen, la propuesta regulatoria corresponde a una activación mediante una circular CREG por parte de la Dirección Ejecutiva de la Comisión, coordinada bajo información suministrada y analizada por el CNO, CND y la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética (CACSSE).

De esta forma, la Comisión busca contar con un marco regulatorio más flexible, previsible y eficiente para enfrentar escenarios de riesgo energético, preservando la seguridad en la atención de la demanda y la confiabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional.

La ventana de aplicación de las medidas, el restablecimiento de condiciones y la vigencia de estas, serían de la siguiente manera:

Ventana de aplicación, restablecimiento de condiciones iniciales y vigencia	
- **Activación condicionada de medidas** asociados a baja hidrología. - **Recomendación del CND y el CNO**, emisión de análisis y recomendaciones independientes. - **Decisión de activación mediante circular CREG** - **Flexibilidad en la duración de las medidas** con posibilidad de **prórroga**, **reducción o finalización anticipada**. - **Carácter temporal de las medidas,** finalizan por vencimiento del plazo o ajustes definidos por la CREG. - **No sustitución de la regulación vigente,** las medidas aplican exclusivamente para su objeto.	- Al finalizar el periodo de aplicación de las medidas, se deberán **restablecer las condiciones originales** del sistema. - El retorno se realiza conforme a lo definido en la fecha de finalización establecida en la resolución. - Las condiciones operativas, técnicas y comerciales vuelven a su **estado previo a la activación de las medidas**. - Se garantiza que las medidas tengan un **carácter temporal y no permanente**.

9. ÍNDICE DE SEGUIMIENTO

El seguimiento se hará de acuerdo con el indicador del nivel de los embalses y la situación de los aportes.

10. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA

Diligenciado el cuestionario de que trata los ~~el~~ artículos 2.2.2.30.5 y 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015, se encontró que el proyecto regulatorio propuesto no tiene incidencia sobre la libre competencia, por lo cual no fue informado a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC).

En el anexo 1 se presenta el cuestionario diligenciado.

11. Anexo 1. Formulario de abogacía de la competencia

Nombre de la entidad solicitante:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
Nombre del Proyecto de Regulación:	Por la cual se establecen medidas para autorizar la entrega de energía excedentaria de forma transitoria al Sistema Interconectado Nacional (SIN) aplicables en condiciones de hidrología que reduzcan significativamente la disponibilidad de recursos de generación
Objeto del Proyecto de Regulación:	Establecer mecanismos regulatorios permanentes orientados a fortalecer la seguridad en la atención de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante la habilitación de medidas de flexibilidad de oferta y demanda aplicables en condiciones de hidrología que reduzcan significativamente la disponibilidad de recursos de generación.
Fecha de diligenciamiento:	12 de junio de 2026

CUESTIONARIO					
PREGUNTA		**SI**	**NO**	**ARTÍCULO DEL PROYECTO QUE GENERA RESTRICCIÓN**	**JUSTIFICACIÓN A LA RESPUESTA**
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)	¿El proyecto regulatorio otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes?		X		No. La Resolución aplica de forma general a todas las empresas o plantas generadoras que puedan entregar energía excedentaria.
b)	¿El proyecto regulatorio establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones nuevas.
c)	¿El proyecto limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio?		X		No, la resolución no propone un tratamiento diferencial entre los todas las empresas o titulares de proyectos de generación que soliciten entregar energía excedentaria.
d)	¿El proyecto eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas?		X		No. La presente resolución, no crea esta condición adicional.
e)	¿El proyecto crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias distintas a las ya establecidas.
f)	Incrementa de manera significativa los costos:				
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		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias a las ya establecidas.
ii)	¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para unas empresas en relación		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias a las ya establecidas.

		con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados?				
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 repuesta a alguna de las siguientes preguntas:**				
a)		¿El proyecto controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias a las ya establecidas.
b)		¿El proyecto limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias a las ya establecidas.
c)		¿El proyecto limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias a las ya establecidas.
d)		¿El proyecto otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias distintas a las ya establecidas.
e)		¿El proyecto otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias distintas a las ya establecidas.
f)		¿El proyecto limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias distintas a las ya establecidas.
g)		¿El proyecto limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas?		X		No. La presente resolución, no crea condiciones regulatorias distintas a las ya establecidas.
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		No. El proyecto normativo no tiene esa finalidad. Solo se menciona las medidas transitorias para el cumplimiento del objetivo de la resolución.
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		No. El proyecto normativo no tiene esa finalidad. Solo se menciona las medidas transitorias para el cumplimiento del objetivo de la resolución.
En opinión del regulador ¿El Proyecto genera alguna otra limitación a la libre competencia económica?						
El proyecto de resolución no genera alguna limitación a la libre competencia económica, el objeto de la medida regulatoria es establecer medidas transitorias orientadas a fortalecer la seguridad en la atención a la demanda del SIN, mediante la flexibilización de medidas aplicables en condiciones de hidrología que reduzcan la disponibilidad del recurso de generación.						

CONCLUSIONES
No requiere de agotar el trámite de abogacía de la competencia.