Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026113240515-9a347696619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 1 de 19

PROYECTO DE RESOLUCIÓN N.º 701 157 DE 2026

(22 OCT. 2026)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1507 del 22 de octubre de 2026, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por el término de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG, en aplicación de lo dispuesto en el Decreto 05 de 2025.

Se invita a las empresas, los usuarios, las autoridades y demás interesados a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas a la Dirección Ejecutiva de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, con asunto: «Comentarios sobre la Resolución CREG 701 157 de 2026».

En el Documento CREG 901 449 de 2026, que acompaña la presente resolución, se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria que se somete al proceso de consulta pública.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, artículo 2.2.2.30.5.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las facultades legales conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y por los decretos 1524 y 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 1073 de 2015.

CONSIDERANDO QUE:

Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261015-112405-1-5943247696619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Pagina 2 de 19

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

Por mandato del artículo 334 de la Constitución Política corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, por disposición de la ley, entre otros asuntos, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía en un marco de sostenibilidad fiscal, buscando el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con la Ley 142 de 1994, artículo 3 numeral 3, la regulación de los servicios públicos es una forma de intervención del Estado en la economía.

La función de la regulación está orientada no solo a corregir fallas del mercado sino a desarrollar los fines esenciales de los servicios públicos.

Los servicios públicos hacen parte de la cláusula del Estado Social de Derecho.

Es un fin de la regulación, garantizar la debida prestación de los servicios públicos, en el caso en concreto del servicio de energía eléctrica de manera confiable y continua.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.

La ley 142 de 1994, artículo 74, también le asignó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la función de expedir el Reglamento de Operación para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Según la Ley 143 de 1994, artículo 4, el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones, los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país;

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261011200515-9a347696619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 3 de 19

asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994 definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio, para lo cual, deberá promover la competencia y crear y preservar las condiciones que la hagan posible.

Para el cumplimiento del anterior objetivo, el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, le atribuyó a la CREG, entre otras, las siguientes funciones:

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia, para lo cual, la oferta eficiente, en el sector eléctrico, debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo.

- Valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente.

- Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

- Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.

Que el artículo 88 de la Ley 143 de 1994 define que *cuando el país se vea abocado a ejecutar un racionamiento de energía eléctrica, ya sea por limitaciones técnicas o catástrofe natural este se llevará a cabo siguiendo los lineamientos trazados por el estatuto de racionamiento que con tal fin establecerá la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Este estatuto debe estar inspirado en los principios de solidaridad y equidad para que todas las regiones atendidas por el sistema interconectado nacional participen en la distribución nacional del déficit energético*

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definió el estatuto de racionamiento mediante Resolución CREG 119 de 1998 como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En dicho reglamento es el Ministro de Minas y Energía el que toma la decisión a que hubiere lugar sobre la declaración de un racionamiento programado.

Así mismo la CREG definió el Código de Redes mediante Resolución CREG 025 de 1995 como parte del Reglamento de Operación del SIN. En el planeamiento operativo eléctrico de corto plazo del Código de Operación parte del Código

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-115240515-0943-247696619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Pagina 4 de 19

de Redes se tienen lineamientos para definir guías de operación de equipos en régimen de sobrecarga, guías de racionamiento programado por razones de seguridad y sobre mantenimientos de equipos de generación y transmisión del SIN:

(…) 2.2 PLANEAMIENTO OPERATIVO ELÉCTRICO.

El objetivo del planeamiento de la operación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad. Se emplean programas convencionales de flujo de cargas, estabilidad, corto circuito y programas específicos de acuerdo con las necesidades. (…)

(…) 2.2.3 FUNCIONES.

El Planeamiento Operativo Eléctrico se ha dividido en cuatro etapas denominadas Largo, Mediano, Corto y muy Corto Plazo. En cada una de las etapas se efectúa análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico. Para el análisis de estado estacionario se utiliza el programa de flujo de cargas convencional y el programa de flujo de cargas óptimo. Este último se utiliza particularmente para establecer los taps de referencia y los voltajes objetivo en las unidades de generación. (…)

(…) 2.2.3.2 CORTO PLAZO.

El objetivo es planear en el horizonte de una semana con resolución diaria y en el horizonte de 24 horas con resolución horaria, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad definidos en Numeral 2.2.2.

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se realizan las siguientes funciones:

- Realizar el análisis eléctrico del plan integrado de mantenimiento de equipos de generación y transmisión del SIN. Para cada caso se deben revaluar los límites de transferencia, las generaciones mínimas de seguridad de las áreas operativas afectadas y los voltajes objetivo en la red de transmisión, en la nueva condición del sistema.

- Definir guías de operación de equipos en régimen de sobrecarga.

- Fijar políticas de operación de taps de transformadores a nivel horario.

- Definir estrategias para control de voltaje.

Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-111240-5-943247696619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 5 de 19

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

- Definir guías de racionamiento programado por razones de seguridad.

- Recomendar ajustes por razones eléctricas al Despacho Económico horario (…)

Adicionalmente, el planeamiento operativo, el despacho económico y la operación en tiempo real en el Código de operación, Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995, contiene lineamientos adicionales sobre el programa de mantenimientos:

(…) *2.2.3.1 largo plazo y mediano plazo (…) (…) El objetivo es planear en el Largo Plazo con un horizonte de cinco (5) años y resolución semestral y en el Mediano Plazo con un horizonte de (1) un año y resolución trimestral, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad definidos en el Numeral "2.2.2. Criterios Generales".*

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se deben establecer: (…) (…) *Análisis de mantenimientos de equipos de generación y transmisión del SIN* (…)

(…) *2.2.3.2.1 pronósticos de generación de corto plazo* (…) (…) *El CND elaborará los pronósticos indicativos de producción de las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, con resolución horaria para la semana (lunes a domingo) siguiente a la de operación. Estos pronósticos serán usados en los estudios energéticos y eléctricos de corto plazo y coordinación de mantenimientos. Esta información no será publicada* (…)

(…) *3. Despacho Económico Horario (…) (…) Declaración de Mantenimiento y/o Desconexiónes de Red (…) (…) Se deben considerar los mantenimientos y/o desconexiones de los equipos del STN, las Interconexiones Internacionales de Nivel IV o superior, los Activos de Conexión al STN y los equipos de los STR y/o SDL que sean considerados de Consignación Nacional. El programa de mantenimientos y/o desconexiones será aquel que se encuentre consignado y aprobado por el CND en el sistema de información descrito en el Numeral 2.1.1.4, incluidas las Consignaciones de Emergencia. (…)*

(…) *5. coordinación, supervisión y control de la operación del SIN* (…)

(…) 5.1 criterios generales (…) (…) - Los criterios utilizados para la programación de mantenimientos en equipos de las redes de transmisión son los siguientes:

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

- Reducir el impacto sobre la operación del SIN.

- Los mantenimientos en equipos del SIN no deben ocasionar, en lo posible, desconexión de carga (…)

(…) 5.5 coordinación de consignación de equipos.

5.5.1 consignación de equipos

Cualquier intervención sobre los equipos listados a continuación, por su incidencia en la confiabilidad del SIN, debe ser considerada como Consignación Nacional:

- Los sistemas de recierres de líneas del STN.

- Los reactores de línea, barras y terciarios asociados a la red del STN.

- Las protecciones y sistemas de control y disparo asociados a generadores despachados centralmente.

- Los sistemas de Telecomunicaciones del CND.

- Las líneas de Interconexión Internacionales de nivel de tensión igual o superior al IV.

- Los equipos de STR y/o SDL que a criterio del CND se requieran.

- Los componentes del sistema de Supervisión y Control del CND.

- Los sistemas de telecomunicaciones que afectan el recibo de datos operativos en el CND o teleprotecciones de circuitos de la red del STN.

Durante la Consignación, el equipo se considera indisponible y queda bajo la completa responsabilidad de la empresa correspondiente. El jefe de trabajos en sitio es el responsable de la seguridad física de las personas y los equipos a intervenir. Las Consignaciones Nacionales son estudiadas y aprobadas por el CND. Los mantenimientos de cualquier generador despachado centralmente son considerados como Consignación Nacional (…)

Que mediante la Resolución CREG 011 de 2009 se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN). En esta metodología se definen las reglas de las indisponibilidades, de mantenimientos y coordinación de consignaciones, energía no suministrada y como influyen en la remuneración de los agentes.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-111240-15-0a347f96619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Pagina 6 de 19

Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261015-112005-1-943247596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Pagina 7 de 19

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

Que mediante la Resolución CREG 015 de 2018 se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En esta metodología se definen las reglas de las indisponibilidades, eventos, energía no suministrada, mantenimientos y coordinación de consignaciones y como influyen en la remuneración de los agentes.

El Consejo Nacional de Operación (C.N.O.), mediante radicados CREG E2026007550, E2026009936 y E2026013566, entre otros, sugiere:

> *(…) se solicita de manera urgente a la CREG y MINENERGÍA la modificación del Estatuto de Racionamiento, Resolución CREG 119 de 1998, en la que se contemple de manera específica y clara la causal y el procedimiento aplicable al racionamiento de demanda, que por agotamiento de red se está presentando en el área Caribe, lo cual además debe permitir al CND coordinar con los Operadores de Red del área la planeación y ejecución del racionamiento en el área afectada*
>
> *(…)*
>
> *(…) Debido a las implicaciones prácticas y técnicas que conllevaría la ejecución de maniobras requeridas y la participación mayoritaria del comercializador incumbente, se solicita la modificación en el Estatuto de Racionamiento, la delegación de la responsabilidad de la coordinación e implementación del racionamiento programado en los operadores de red y no en los comercializadores (…)*
>
> *(…) Revisar la viabilidad de la ejecución de un racionamiento por tensión como lo establece el parágrafo del artículo 8 de la resolución CREG 119 de 1998 "Racionamientos iguales o inferiores a 1.5%, serán manejados operativamente afectando el voltaje de suministro de electricidad en el SIN". Lo anterior considerando las implicaciones operativas desde el punto de vista de confiabilidad y seguridad del sistema y calidad del servicio al usuario final (…)*
>
> *(…) en el marco del Comité de Distribución-CD del Consejo, se acordó construir un protocolo de pruebas para validar la efectividad de un mecanismo Conservation Voltage Reduction-CVR, ello para establecer la capacidad que tienes los distribuidores para reducir la tensión de operación, y de esta manera disminuir la corriente y la potencia activa en los Sistemas de Distribución Local-SDL (…)*

El Centro Nacional de Despacho (CND), mediante radicados CREG E2026012357 y E2026012508, envía propuesta de armonización y

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

modificación del estatuto de racionamiento actual para su aplicación conforme al Reglamento de Operación vigente.

Mediante Resolución CREG 101 127 de 2026 se adoptan medidas transitorias para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica ante el fenómeno de El Niño 2026-2027, la cual suspende temporalmente la aplicación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) contenido en la Resolución CREG 026 de 2014. Que, en todo caso, la Resolución CREG 026 de 2014 define que cuando el sistema se encuentre en situación de racionamiento programado no se aplicará el ESRD.

A partir de todo lo anterior, la Comisión considera adecuado tener en regulación independiente la actualización del estatuto de racionamiento por razones de fallas (eventos) en generación y activos de uso o por déficit energético y los procedimientos para planear la operación del sistema ante el agotamiento de activos de red. En el documento soporte que acompaña la presente resolución, se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria.

En consecuencia,

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Complementar el planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el anexo Código de Operación de la Resolución 025 de 1995, lo anterior para tratar el problema de agotamiento de red.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a:

a) Los agentes económicos que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN). Este es el Transmisor Nacional (TN), definición de que trata la Resolución CREG 011 de 2009.

a) Los agentes económicos que prestan el servicio de energía eléctrica en Sistema de Transmisión Regional (STR), o que prestan el servicio de energía eléctrica en el Sistema de Distribución Local (SDL). Estos son Transmisores Regionales (TR) y Operadores de Red (OR) definiciones de que trata la Resolución CREG 015 de 2018.

a) Los agentes comercializadores y generadores que operan en el STN, STR o SDL, y los usuarios del SIN,

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261015-112005-1-5943247696619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 8 de 19

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

b) El Comité Asesor de Comercialización (CAC), el Centro Nacional de Despacho, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Consejo Nacional de Operación (C.N.O.)

Artículo 3. Adición de algunas definiciones al numeral 1.3 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995. Para la aplicación de lo dispuesto en la presente resolución se deberán tener en cuenta las definiciones que se adicionan en este artículo al numeral 1.3 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995, además de las establecidas en la regulación vigente. Las definiciones que se adicionan al numeral 1.3 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995 son las siguientes:

"*Agotamiento de red para definición de guías de demanda no atendida del 2.2.3.2.2 de este Código. Cuando algún elemento de la infraestructura eléctrica asociada a Activos de Uso de las redes del SIN o Interconexiones Internacionales alcanza, o se prevé alcanzará, en el horizonte de 24 horas o una semana, en una o varias horas, sus límites técnicos permisivos o admisibles de operación*"

"*Demanda Desconectable para aplicación estatuto racionamiento vigente y para definición de guías de demanda no atendida del 2.2.3.2.2 de este Código. Corresponde con la demanda de energía de un Mercado de Comercialización de los que se definen en esta resolución, que considera el consumo de los usuarios conectados a circuitos eléctricamente desconectables, que por la actividad que desarrollan pueden experimentar suspensiones en el servicio de suministro de electricidad en situaciones de Racionamiento Programado o Limitación de Suministro*"

"*Demanda No Desconectable para aplicación estatuto racionamiento vigente y para definición de guías de demanda no atendida del 2.2.3.2.2 de este Código. Corresponde a la demanda de energía de un Mercado de Comercialización de los que se definen en esta resolución, que considera el consumo de los usuarios o instalaciones que por la actividad que desarrollan no podrán experimentar suspensiones en el suministro de electricidad en situaciones de Racionamiento Programado o Limitación de Suministro, incluidos los usuarios y bienes constitucionalmente protegidos de acuerdo con la jurisprudencia de la Honorable Corte Constitucional* "

"*Demanda Máxima Atendible para aplicación estatuto racionamiento vigente y para definición de guías de demanda no atendida del 2.2.3.2.2 de este Código***.** *Corresponde a la demanda de potencia máxima que se puede atender en el SIN o en una porción de este con los recursos*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-111200-1-5943-47696619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 9 de 19

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-112005-1504347596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 – Página 10 de 19

disponibles de generación y de red considerando los parámetros declarados al CND por el operador o representante de los activos."

"Mercado de Comercialización para aplicación estatuto racionamiento vigente y para definición de guías de demanda no atendida del 2.2.3.2.2 de este Código. Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo Operador de Red (OR), así como los usuarios conectados a activos de un Transmisor Regional (TR) que se encuentran dentro la misma área. Para el caso de los Usuarios conectados directamente al Sistema de Transmisión Nacional (STN) corresponderá a cada usuario representado por el comercializador que lo atiende"

Artículo 4. Modifíquese el numeral 2.2.3.2 del Anexo Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.3.2 del Anexo Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

" 2.2.3.2 CORTO PLAZO.

El objetivo es planear en el horizonte de una semana con resolución diaria y en el horizonte de 24 horas con resolución horaria, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad definidos en Numeral 2.2.2.

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se realizan las siguientes funciones:

- *Realizar el análisis eléctrico del plan integrado de mantenimiento de equipos de generación y transmisión del SIN. Para cada caso se deben revaluar los límites de transferencia, las generaciones mínimas de seguridad de las áreas operativas afectadas y los voltajes objetivo en la red de transmisión, en la nueva condición del sistema.*

- *Definir guías de operación de equipos en régimen de sobrecarga.*

- *Fijar políticas de operación de taps de transformadores a nivel horario.*

- *Definir estrategias para control de voltaje.*

- *Definir guías de demanda no atendida por razones de seguridad y regímenes de sobrecarga. Para este caso, el CND definirá las guías con la mejor información disponible y los análisis y resultados del planeamiento operativo y teniendo en cuenta lineamientos de que trata el numeral 2.2.3.2.2. de este código.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-115245-1543247596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 11 de 19

- *Recomendar ajustes por razones eléctricas al Despacho Económico horario.*

Informe de resultados:

El CND genera para todos los días un informe del análisis eléctrico de Corto Plazo. La información presentada es:

- Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.

- Consignas operativas.

- Análisis de estudios específicos que afectan la operación del SIN. "

Artículo 5. Adiciónese el numeral 2.2.3.2.2 al anexo Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.3.2.2 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

"2.2.3.2.2 Reglas para una guía de demanda no atendida por seguridad y regímenes de sobrecarga

En el caso de que en aplicación del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el numeral 2.2.3.2 de este Código se identifiquen Restricciones, Restricciones Eléctricas u Operativas conforme a su definición de que trata la Resolución CREG 063 de 2000 o aquellas que la complementen, adicionen o sustituyan, que ocasionen agotamiento de red en los elementos del SIN, sin que sea por razones de fallas en generación o fallas en activos de uso, el CND definirá guías de demanda no atendida por seguridad y regímenes de sobrecarga, teniendo en cuenta lo siguiente:

a. *Las guías de demanda no atendida por seguridad y regímenes de sobrecarga se identificarán en aplicación del numeral 2.2.3.2 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. Se podrán tener guías en duración de horas y/o por días.*

b. *El CND determinará en las guías anteriores la magnitud de la demanda horaria a desconectar o la Demanda Máxima Atendible, de acuerdo con las características e implicaciones de la situación.*

   La cantidad horaria por período horario y/o por día(s) y el porcentaje sujeto de corte deberá ser determinado según la situación que se obtenga del análisis del(de las) área(s) de cobertura implicada(s) y de la aplicación del planeamiento operativo eléctrico del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995.

Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261015115240515-0943-47596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 12 de 19

El CND deberá identificar el área o áreas de cobertura que aplican, con el objeto de minimizar los riesgos operativos e impacto sobre el SIN y tener una operación segura, confiable y económica.

Estos análisis deben ser informados en el C.N.O., el cual deberá proporcionar sus observaciones y recomendaciones. Esto es coordinación entre CND y C.N.O.

Las guías de que trata este numeral se tendrán en cuenta en la predicción horaria de demanda de que trata el aparte Demanda del numeral 3 del anexo código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, así como en el numeral 2.2.3.3 del mismo anexo.

En cualquier caso, el CND tendrá en cuenta que las guías de que trata este numera, se deberán incluir en el análisis del Despacho Económico y Redespachos.

c. *Los OR, o el comercializador con usuarios en el STN en coordinación con el TN, de acuerdo con las instrucciones impartidas por el CND en desarrollo de los literales anteriores, serán los responsables de distribuir y coordinar la desconexión de la demanda en forma equitativa y rotativa. Se deberá tener en cuenta, teniendo en cuenta la magnitud de carga a desconectar y su porcentaje, el orden de prioridad por sectores de que trata el estatuto de racionamiento vigente.*

No obstante lo anterior, los usuarios que se encuentran en estado de mora serán objeto de desconexión priorizada en el programa de desconexión. Para efectos de aplicar este programa se entenderán como usuarios en mora aquellos que tengan dos o más ciclos de facturación pendientes de pago a la fecha en que se aplicará la desconexión, salvo que cuenten con acuerdos de pago con su prestador y se encuentren al día en el cumplimiento de dicho acuerdo.

Durante la ejecución de las guías de demanda no atendida de que trata este numeral, el CND podrá instruir a los OR y a los TN y TR sobre las tasas y tiempos de retardo para la conexión y desconexión de circuitos o cargas, con el fin de minimizar los efectos adversos en la calidad y seguridad del SIN.

La distribución de la demanda a desconectar entre los usuarios finales del servicio, dependerá de las características y duración prevista de la situación, buscando minimizar la afectación en la

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-111205-15-0a347596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Pagina 13 de 19

atención de la demanda de energía eléctrica, y preservando principios de igualdad y equidad, e informando al usuario, de ser posible, en un plazo no inferior a 48 horas de la posible afectación. Esto se realizará a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada difusión. El OR o Comercializador debe garantizar el envío automático de un mensaje de texto o de correo electrónico brindando esta información a todos los usuarios de quienes tenga este tipo de contacto.

En aplicación de lo anterior los OR en coordinación con el comercializador, o el comercializador con usuarios en el STN en coordinación con el TN, tendrán en cuenta la Demanda No Desconectable, así como los programas de limitación de suministro que deban programar en cumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998 y los usuarios y bienes constitucionalmente protegidos.

d. *El C.N.O. deberá actualizar el Acuerdo 2165 sobre factores de distribución, con el fin de tener la información de forma oportuna para aplicación de este numeral.*

   En todo caso, el Operador de Red o Comercializador con Usuarios conectados directamente al STN deberán actualizar, diariamente, los factores de distribución y de potencia a más tardar a las 07:30 horas de cada día anterior al de operación, reflejando las guías de que trata este numeral. Con la entrega de la anterior información, los referidos agentes también deberán actualizar e informar al CND el pronóstico de la demanda conforme a lo establecido en el Numeral 3.1. del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones.

e. *Los OR deberán procurar que en los circuitos a desconectar debido a la aplicación de las guías de este artículo no se prevean entregas de excedentes, en todo caso, no deberá desconectar aquellos que se prevean entregas de excedentes superiores a 1 MWh en la hora respectiva.*

f. *El CND deberá verificar si las condiciones técnicas y operacionales resultantes, conllevan a nuevas restricciones eléctricas u operativas localizadas en alguna(s) parte(s) del SIN. En caso de que esto ocurra, tales restricciones se deberán considerar previamente para determinar adecuadamente la distribución de la carga a desconectar.*

   Así mismo, en caso de que el CND identifique tales restricciones o condiciones operativas en el Despacho económico o en la Operación

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-111205-1594247596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 14 de 19

de tiempo real, coordinará con el Operador de Red o el Transmisor Nacional para los Usuarios conectados directamente al STN para que sea tenido en cuenta en la operación y por el respectivo comercializador.

g. *Se deberá tener en cuenta que este mecanismo tendrá prioridad sobre cualquier desconexión voluntaria asociada a cualquier mecanismo de reducción de demanda o respuesta de la demanda previsto en la regulación vigente durante la aplicación de las guías de demanda no atendida por seguridad y regímenes de sobrecarga.*

El representante de fronteras asociadas a alguno de los mecanismos voluntarios de reducción de demanda o respuesta de la demanda vigentes, tendrán que tener presente esta situación con el objeto de no incluir para las horas o días, según corresponda, a los usuarios que serán objeto de desconexión debido a la aplicación de las guías de demanda no atendida por seguridad y regímenes de sobrecarga.

Para ello, el representante de las fronteras que hacen parte de los mecanismos voluntarios de reducción de demanda o respuesta de la demanda deberá informar al CND, en el medio, plazo y formato que este defina, las fronteras asociadas a los usuarios que deben ser excluidos del mecanismo de reducción de demanda o respuesta a la demanda para la semana respectiva, debido a que estos usuarios serán objeto de desconexión debido a la aplicación de las guías de demanda no atendida por seguridad y regímenes de sobrecarga.

El CND y el ASIC no considerarán en los procesos de Despacho económico o Redespacho y la liquidación, las fronteras en las cuales se encuentren incluidos los usuarios objeto de desconexión debido a la aplicación de las guías de este artículo en los mecanismos de reducción de demanda o respuesta a la demanda que fueron informadas conforme lo definido en este numeral.

Adicionalmente, el ASIC tendrá la responsabilidad de verificar las fronteras que estén registradas en algún mecanismo voluntario de reducción de demanda o respuesta de la demanda y que se identifique hayan sido afectadas por la aplicación de las guías de demanda no atendida por seguridad y regímenes de sobrecarga o tengan lectura en cero kWh, de tal forma que si estén incluidas en las fronteras reportadas como excluidas por los agentes. Si la frontera comercial no fue reportada como excluida y presenta registro de cero kWh se reportará a la SSPD para los análisis dentro de sus competencias.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-111205-1594247596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 15 de 19

h. La demanda no atendida por solicitud de mantenimientos además atenderá lo que se indiquen en las Resoluciones CREG 015 de 2018 o 011 de 2009 y el numeral 5 del Código de Operación, Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995.

i. La demanda no atendida por fallas en generación o en Activos de Uso corresponde al mecanismo del Estatuto de Racionamiento vigente.

j. Los OR y los comercializadores seleccionaran los circuitos de tal forma que no se afecte, en lo posible, el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC) de que trata el Código de Operación, Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995 o sus modificaciones, lo anterior conforme las indicaciones del CND y conforme se indique en Acuerdos C.N.O.

k. El CND, el C.N.O. y el CAC deberán proponer a la CREG la información y los procedimientos de entrega de información y la coordinación entre el CND, TN, TR y OR que estimen necesarios para la aplicación de este numeral. La información necesaria y los procedimientos anteriores serán publicados en Circular CREG, aprobada por la Comisión suscrita por el director ejecutivo.

l. El CND deberá informar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) sobre la aplicación de la regla de que trata este numeral, con copia a la UPME y el OR, TN o TR involucrados, esto para las investigaciones que sean pertinentes debido al agotamiento de red que se presente, de las razones que lo derivan y su consecuencia sobre la demanda no atendida. El informe deberá al menos contener:

- *Identificación de la necesidad y los activos de uso y agentes involucrados. Se incluye adicionalmente el registro de las instrucciones, con la causal usada y la cantidad de energía a reducir.*
- *La cantidad de demanda no atendida calculada por el CND y la que en efecto se desconectó con la instrucción.*
- *El porcentaje de la demanda que se clasifica como Demanda Desconectable y No Desconectable, lo cual es informado por los OR y comercializadores al CND.*

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-115240-5-5943-47596619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Pagina 16 de 19

- *Los registros de los circuitos y/o usuarios que fueron programados para su desconexión, lo cual será suministrado por los agentes involucrados.*

- *La cantidad de la energía limitada en aplicación del programa de limitación de suministro previsto en la Resolución CREG 116 de 1998.*

- *El pronóstico de demanda y los factores de distribución que sean actualizados por el OR o Comercializador que atiende Usuarios conectados directamente al STN.*

- *La demás información que requiera la SSPD para ejercer sus funciones de vigilancia y control.*

- *Demás información o recomendaciones que el CND considere necesarias en pro de la seguridad y confiablidad en la atención de la demanda*

La información anterior también será publicada en la página de Internet del CND"

Parágrafo. El C.N.O. y el CAC deberán proponer en un plazo de 10 días hábiles a la CREG la información y los procedimientos de entrega de información y la coordinación entre el CND, TN, TR y OR que estimen necesarios para la aplicación de este artículo. Para lo anterior, se deberá contar con los comentarios y recomendaciones del CND. La información necesaria y los procedimientos anteriores serán publicados en Circular CREG, aprobada por la Comisión suscrita por el director ejecutivo.

Se deberá incluir en la propuesta anterior como mínimo: información, plazos y procedimientos de entrega de información, cálculo de la magnitud de corte de carga por cada agente involucrado y el respectivo porcentaje, y la coordinación necesaria para su programación, ejecución, distribución y seguimiento.

Artículo 6. Tiempo de implementación. A partir de la entrada en vigor de la presente Resolución, el CND, el ASIC, los OR, TN, TR y los Comercializadores con Usuarios conectados directamente al STN dispondrán de un plazo máximo de 30 días calendario para realizar los ajustes operativos, tecnológicos y procedimentales y demás adecuaciones que sean necesarias para la correcta implementación de la presente Resolución.

Artículo 7. Vigencia y derogatoria. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

Por la cual se establecen reglas complementarias para tratar el problema de agotamiento de red por medio del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo de que trata el Anexo Código de Operación del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995

Cualquier adición, modificación o sustitución de las disposiciones legales y regulatorias a las que se hace referencia en el presente acto administrativo y que se realicen con posterioridad a su expedición, se entenderán incorporadas a este.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZ Sign
Acuerdo: 20261026-112405-1594324715965619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Pagina 17 de 19

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261026-112405-159a32-47595619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 18 de 19

REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_157_2026

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20261026-112405-159a32-47595619

Estado: Finalizado

Creación: 2026-10-26 11:24:05

Finalización: 2026-10-26 15:29:03

Escanee el código para verificación

Firma: Directora ejecutiva

Adriana Jiménez
adriana.jimenez@creg.gov.co
52145785
Directora Ejecutiva
CREG

Revisión: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales OARE

Jorge Alirio Ortiz Tovar
jaortiz@minenergia.gov.co
79496220
Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (E)
Ministerio de Minas y Energía

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261026-112405-159a32-47595619
2026-10-26T15:29:05-05:00 - Página 19 de 19

REPORTE DE TRAZABILIDAD

Proyecto_Resolución_CREG_701_157_2026

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20261026-112405-159a32-47595619

Creación: 2026-10-26 11:24:05

Estado: Finalizado

Finalización: 2026-10-26 15:29:03

Escanee el código para verificación

TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Jorge Alirio Ortiz Tovar jaortiz@minenergia.gov.co Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y E Ministerio de Minas y Energía	Aprobado	Env.: 2026-10-26 11:24:07 Lec.: 2026-10-26 14:54:50 Res.: 2026-10-26 14:54:54 IP Res.: 190.121.152.4
Firma	Adriana Jiménez adriana.jimenez@creg.gov.co Directora Ejecutiva CREG	Aprobado	Env.: 2026-10-26 14:54:54 Lec.: 2026-10-26 15:29:00 Res.: 2026-10-26 15:29:03 IP Res.: 190.71.147.18